



Guide de l'installation électrique 2017

Normes internationales CEI
et nationales françaises NF

Guide de l'installation électrique 2017

Le Guide de l'installation électrique est destiné aux professionnels de l'électricité qui conçoivent, installent, inspectent et entretiennent des installations électriques basse tension. Son but est d'aider les professionnels de l'électricité dans le cadre de la conception d'installations électriques conformes aux normes en vigueur.

Le contenu de ce guide est en conformité avec les normes publiées par la Commission électrotechnique internationale (CEI), notamment la norme internationale CEI60364 et est adapté à la norme NF C 15-100.

Conseil d'expert

Ce guide a été écrit par les experts en distribution électrique de Schneider Electric pour partager leurs connaissances sur les nouvelles normes d'installation électrique et les évolutions technologiques. Un guide pour les installations électriques résidentielles, tertiaires et industrielles.

Le guide s'adresse à tous les professionnels de l'électricité :

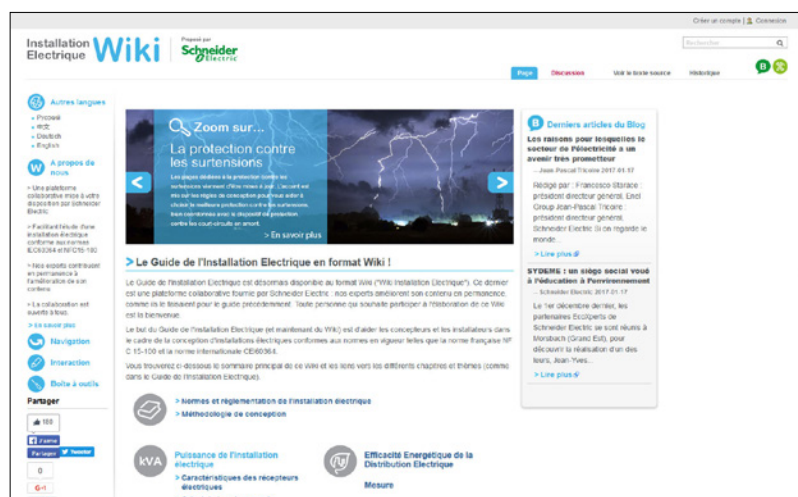
- ingénieurs-conseils, concepteurs,
- les certificateurs et les personnes chargées de la normalisation ou de l'inspection de ces installations électriques,
- installateurs,
- tableautiers,
- étudiants et le monde enseignant.

Le guide aborde tous les sujets liés aux installations électriques : normes électriques, sécurité électrique, conception électrique, schémas de mise à la terre, calculs électriques, dimensionnement des câbles, chute de tension, protection électrique, sous-stations MT/BT, disjoncteurs, compatibilité électromagnétique, correction du facteur de puissance, harmoniques, protection contre les surtensions et plus encore.

Wiki de l'installation électrique on-line

Le Wiki de l'installation électrique est la version digitale du guide de l'installation électrique. Plateforme collaborative on-line, le wiki permet en permanence de :

- bénéficier des dernières mises à jour
- contribuer à l'enrichissement de son contenu.



Retrouvez sur Internet le Wiki de l'installation électrique

fr.electrical-installation.org/frwiki/Accueil

Règles générales de conception
d'une installation électrique

A

Raccordement au réseau
de distribution publique MT

B

Raccordement au réseau
de distribution publique BT

C

Bien choisir une architecture
de distribution électrique

D

La distribution BT

E

Protection contre les chocs
et incendies électriques

F

La protection des circuits

G

L'appareillage BT : fonctions
et choix

H

La protection contre
les surtensions

J

Efficacité Energétique
de la Distribution Electrique

K

Compensation d'énergie réactive

L

Détection et atténuation
des harmoniques

M

Les alimentations et récepteurs
particuliers

N

Les installations photovoltaïques

P

La norme NF C 15-00
dans l'habitat

Q

Recommandations
pour l'amélioration de la CEM

R

Mesure

S

Sommaire général

A

Règles générales de conception d'une installation électrique

1 Méthodologie	A2
2 Règles et textes réglementaires	A5
3 Caractéristiques des récepteurs	A16
4 La puissance d'une installation	A22

B

Raccordement au réseau de distribution publique MT

1 L'alimentation en Moyenne Tension	B2
2 Réalisation d'un poste de livraison MT	B11
3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques	B14
4 Le poste de livraison à comptage BT	B32
5 Le poste de livraison à comptage MT	B43
6 Constitution des postes	B49
7 Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle	B57

C

Raccordement au réseau de distribution publique BT

1 Introduction	C2
2 Les schémas de branchement	C5
3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes	C8
4 La protection des circuits	C14
5 La compensation d'énergie réactive	C17

D

Bien choisir une architecture de distribution électrique

1 Les enjeux pour l'exploitant	D3
2 Processus de conception d'une architecture	D4
3 Caractéristiques de l'installation	D7
4 Caractéristiques technologiques	D12
5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet	D14
6 Choix des fondements de l'architecture	D16
7 Choix des détails d'architecture	D20
8 Choix de solutions technologiques	D27
9 Recommandations pour optimiser une architecture	D28

E

La distribution BT

1 Les schémas des liaisons à la terre	E2
2 Le système d'installation	E16
3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)	E37

F

Protection contre les chocs et incendies électriques

1 Généralités	F2
2 Protection contre les contacts directs	F4
3 Protection contre les contacts indirects	F6
4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement	F17
5 Mise en oeuvre du schéma TT	F19
6 Mise en oeuvre du schéma TN	F24
7 Mise en oeuvre du schéma IT	F30
8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)	F37
9 Détecteurs d'arc	F45

Sommaire général

G

La protection des circuits

1 Généralités	G2
2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation	G8
3 Détermination de la chute de tension	G21
4 Courant de court-circuit	G25
5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit	G32
6 Les conducteurs de protection (PE)	G39
7 Le conducteur neutre	G44
8 Calcul d'une installation suivant la norme française	G52
9 Exemple de calcul d'une installation	G63

H

L'appareillage BT : fonctions et choix

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT	H2
2 L'appareillage	H5
3 Choix de l'appareillage	H11
4 La solution disjoncteur	H12
5 Maintenance des disjoncteurs BT	H33

J

La protection contre les surtensions

1 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique	J2
2 Principe de la protection foudre	J7
3 Conception du système de protection de l'installation électrique	J13
4 Installation des parafoudres	J25
5 Application	J28
6 Compléments techniques	J31

K

Efficacité Energétique de la Distribution Electrique

1 Introduction	K2
2 Efficacité Energétique et Electricité	K3
3 Diagnostic par mesures électriques	K13
4 Des gisements d'économies d'énergie	K16
5 Comment évaluer les économies d'énergie	K33

L

Compensation d'énergie réactive

1 Facteur de puissance et puissance réactive	L2
2 Pourquoi améliorer le facteur de puissance ?	L6
3 Comment améliorer le facteur de puissance ?	L8
4 Où installer les condensateurs de compensation ?	L11
5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?	L13
6 Compensation aux bornes d'un transformateur	L16
7 Compensation des moteurs asynchrones	L19
8 Exemple d'une installation avant et après compensation	L21
9 Les effets des harmoniques	L22
10 Mise en œuvre des batteries de condensateurs	L26

M

Détection et atténuation des harmoniques

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?	M2
2 Définition et origine des harmoniques	M3
3 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure	M8
4 Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques	M11
5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations	M14
6 Les normes	M19
7 Les solutions pour atténuer les harmoniques	M20

Sommaire général

N

Les alimentations et récepteurs particuliers

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur	N2
2 Les alimentations sans interruption ASI	N12
3 La protection des transformateurs BT/BT	N26
4 Les circuits d'éclairage	N29
5 Les moteurs asynchrones	N57

P

Les installations photovoltaïques

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque	P2
2 Principe et technologie	P3
3 Les matériels spécifiques	P6
4 Les impératifs d'installation	P9
5 La mise en œuvre	P17
6 Supervision	P30
7 Informations complémentaires	P33

Q

La norme NF C 15-100 dans l'habitat

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100 dans l'habitat	Q2
2 La norme pièce par pièce	Q6
3 La norme fonction par fonction	Q12
4 Exemples de mise en œuvre	Q23

R

Recommandations pour l'amélioration de la CEM

1 La distribution BT	R2
2 Réseaux de mise à la terre et CEM	R5
3 Mise en œuvre	R7
4 Mécanismes de couplage et mesures correctives	R26
5 Recommandations de câblage	R32

S

Mesure

1 Applications de la mesure	S2
2 Description des applications	S3
3 Zoom sur la norme IEC 61557-12	S7

1	Méthodologie de conception d'une installation électrique	A2
2	Règles et textes réglementaires des installations électriques	A5
	2.1 Définition des plages de tension	A5
	2.2 Réglementations et normes électriques	A6
	2.3 Qualité et sécurité d'une installation électrique	A12
	2.4 Directives environnementales	A15
3	Caractéristiques des récepteurs électriques	A16
	3.1 Moteurs asynchrones	A16
	3.2 Appareils de chauffage et lampes à incandescence normales ou halogènes	A18
	3.3 Lampes fluorescentes	A19
	3.4 Lampes à décharge	A20
	3.5 Lampes et luminaires à DEL	A21
4	La puissance d'une installation électrique	A22
	4.1 Puissance installée (kW)	A22
	4.2 Puissance absorbée Pa (kVA)	A22
	4.3 Puissance d'utilisation Pu (kVA)	A23
	4.4 Exemple d'application des facteurs k_u et k_s	A26
	4.5 Choix de la puissance nominale du transformateur	A27
	4.6 Quelle source d'alimentation choisir ?	A27

1 Méthodologie de conception d'une installation électrique

Pour une meilleure compréhension de la méthodologie de conception d'une installation électrique, il est recommandé de lire tous les chapitres de ce guide dans l'ordre dans lequel ils sont présentés.

Règles et textes réglementaires

Voir chapitre [Règles générales de conception d'une installation électrique](#)

En basse tension, la plage de tension s'étend de 0 à 1000 V en courant alternatif et de 0 à 500 V en courant continu. Une des premières décisions à prendre est le choix entre la distribution en courant alternatif qui correspond au type le plus commun de courant à travers le monde, et le courant continu. Ensuite, les concepteurs doivent choisir la tension nominale la plus appropriée dans ces gammes de tensions. Lorsque l'installation est connectée à un réseau public BT, le type de courant et la tension nominale sont déjà sélectionnés et imposés par le Distributeur.

La conformité à la réglementation nationale est alors la deuxième priorité des concepteurs de l'installation électrique. La réglementation peut être fondée sur des normes nationales ou internationales telles que la série CEI 60364.

Le choix d'équipements conformes aux normes de produits nationales ou internationales et la vérification appropriée de l'installation réalisée est un moyen efficace pour fournir une installation sûre avec la qualité souhaitée. La vérification et le test de l'installation électrique à son achèvement ainsi que le contrôle périodique garantira la sécurité et la qualité de cette installation tout au long de son cycle de vie. La conformité des équipements utilisés dans l'installation aux normes de produits appropriées est également d'une importance primordiale pour le niveau de sécurité et de qualité.

Les conditions environnementales seront de plus en plus strictes et devront être prises en considération au stade de la conception de l'installation. Cela peut inclure des réglementations nationales ou régionales prenant en compte les matériaux utilisés dans l'équipement ainsi que le démantèlement de l'installation en fin de vie.

Caractéristiques des récepteurs

Un examen de toutes les utilisations devant être alimentées en électricité doit être réalisé. Les extensions éventuelles ou les modifications réalisées au cours de la vie de l'installation électrique sont à considérer. Un tel examen vise à estimer le courant circulant dans chaque circuit de l'installation et les sources d'alimentation nécessaires.

Le courant total ou la puissance totale peuvent être calculés à partir des données relatives à la localisation et la puissance de chaque charge, ainsi que la connaissance des modes de fonctionnement (régime permanent, démarrage, fonctionnement non simultané, etc.)

L'estimation de la puissance maximale peut utiliser divers facteurs, selon le type d'utilisation : type d'équipement et type de circuits utilisés dans l'installation électrique.

A partir de ces données, la puissance requise pour la source d'alimentation et (le cas échéant) le nombre de sources nécessaires à une alimentation satisfaisante de l'installation est facilement obtenue. L'information locale sur les structures tarifaires est également nécessaire pour permettre le meilleur choix de raccordement au réseau d'alimentation, par exemple en moyenne ou basse tension.

Branchement

Le raccordement peut se faire sur un réseau :

● Moyenne Tension

Un poste de livraison MT/BT sera alors nécessaire et devra être étudié, réalisé et installé en intérieur ou en extérieur, conformément à la réglementation (la partie distribution Basse Tension pouvant, si nécessaire, être étudiée séparément). Le comptage peut être effectué en moyenne tension ou en basse tension.

En France la moyenne tension est désignée par HTA.

● Basse Tension

L'installation peut être raccordée au réseau local. Le comptage est (nécessairement) effectué en tarification basse tension.

La norme NF C 14-100 définit 2 types de branchement : branchement à puissance limitée (jusqu'à 36 kVA) et branchement à puissance surveillée (de 36 à 250 kVA).

Architecture de la distribution électrique

Voir chapitre [Bien choisir une architecture de distribution électrique](#)

Le réseau de distribution est alors étudié dans son ensemble.

Un guide de sélection est proposé pour déterminer l'architecture la mieux adaptée.

Tous les niveaux de la distribution générale MT/BT et de la distribution de puissance BT ([La distribution BT](#)) sont couverts.

Le schéma des liaisons à la terre, ou régime de neutre, est choisi en fonction de la législation en vigueur, des contraintes liées à l'exploitation du réseau et à la nature des récepteurs.

Les matériels de distribution, tableaux et canalisations, sont déterminés à partir du plan des bâtiments, de la localisation des récepteurs et de leur regroupement.

La nature des locaux et de l'activité conditionne leur niveau de résistance aux influences externes.

1 Méthodologie de conception d'une installation électrique

Protection contre les chocs et incendies électriques

Voir Chapitre [Protection contre les chocs et incendies électriques](#)

La protection contre les chocs électriques consiste à mettre en œuvre une protection de base (protection contre les contacts directs) et des dispositifs pour la protection en cas de défaut (protection contre les contacts indirects). Des dispositifs coordonnés fournissent une mesure de protection adéquate.

Une des mesures de protection les plus courantes consiste en une "déconnexion automatique de l'alimentation" lorsque la disposition de protection contre les défauts consiste à la mise en œuvre d'un système de mise à la terre. Une profonde compréhension de chaque système normalisé (TT, TN et IT) est nécessaire pour une mise en œuvre correcte.

Les incendies électriques sont causés par les surcharges, les courts-circuits et les courants de fuite à la terre, mais aussi par des arcs électriques dans les câbles et connexions. Ces arcs électriques dangereux ne sont pas détectés par les dispositifs de courant résiduel ni par les disjoncteurs ou les fusibles. La technologie du détecteur d'arc rend possible la détection des arcs dangereux et ainsi assurer une protection supplémentaire des installations.

Circuits et appareillage

Voir chapitre [La protection des circuits](#)

L'étude détaillée des circuits est alors réalisée. La section des conducteurs des circuits est déterminée :

- à partir du courant nominal des charges, de la valeur du courant de court-circuit et du type de dispositif de protection,
- en prenant en compte le mode de pose et de son influence sur le courant admissible des conducteurs.

Avant de valider le choix de la section des conducteurs comme indiqué ci-dessus, les prescriptions suivantes doivent être satisfaites :

- la chute de tension dans les conducteurs est conforme aux normes en vigueur,
- le démarrage des moteurs s'effectue correctement,
- la protection contre les chocs électriques est assurée.

Le courant de court-circuit est alors déterminé et la vérification de la tenue thermique et électrodynamique des canalisations est à réaliser.

Ces différents calculs peuvent entraîner une révision des choix faits précédemment.

Les fonctions que doit remplir l'appareillage permettent de définir son type et ses caractéristiques ([L'appareillage BT: fonctions et choix](#)).

La filiation entre disjoncteurs et la sélectivité entre disjoncteurs et disjoncteurs/dispositifs de protection par fusibles sont analysées.

Protection contre les surtensions

Voir chapitre [La protection contre les surtensions](#)

Le coup de foudre direct ou indirect peut avoir des conséquences destructrices sur les installations électriques à plusieurs kilomètres du point d'impact. Les surtensions de manœuvres, les surtensions transitoires ou à fréquence industrielle peuvent aussi engendrer les mêmes conséquences. Les effets sont examinés et des solutions sont proposées.

Efficacité énergétique en distribution électrique

Voir chapitre [Efficacité Énergétique de la Distribution Electrique](#)

La mise en œuvre d'un système de mesures, de contrôle et de commande communiquant adapté à l'installation électrique peut générer d'importants profits tant pour l'exploitant que le propriétaire : consommation de puissance réduite, coût de l'énergie réduit, meilleure utilisation des équipements électriques.

Energie réactive

Voir chapitre [Compensation d'énergie réactive](#)

La compensation de l'énergie réactive des installations électriques est réalisée localement, globalement ou en utilisant une combinaison de ces deux méthodes.

Harmoniques

Voir chapitre [Détection et atténuation des harmoniques](#)

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances, telles que surcharges diverses, vibration et vieillissement des matériels, perturbation des récepteurs sensibles, des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques. Ce chapitre traite des origines et des effets des harmoniques. Il explique comment les mesurer et propose des solutions.

Alimentations et récepteurs particuliers

Voir chapitre [Les alimentations et récepteurs particuliers](#)

Dans ce chapitre sont étudiés des équipements ou des réseaux particuliers :

1 Méthodologie de conception d'une installation électrique

- Sources d'alimentation spécifiques telles que alternateurs ou alimentations statiques
- Récepteurs ayant des caractéristiques spéciales tels que moteur asynchrone, circuit d'éclairage ou transformateur BT / BT
- Réseaux spécifiques tels que réseau à courant continu.

Une énergie écologique et économique

Voir chapitre [Les installations photovoltaïques](#)

Pour un usage privé ou pour être commercialisée, l'exploitation de l'énergie renouvelable fournie par le soleil est soumise au respect de règles spécifiques d'installation.

La distribution électrique pour le domestique

Voir chapitre [La norme NF C 15-100 dans l'habitat](#)

Certains locaux et emplacements font l'objet de réglementations particulièrement strictes : l'exemple le plus notable est le logement.

CEM : Compatibilité Électromagnétique

Voir Chapitre [Recommandations pour l'amélioration de la CEM](#)

Quelques règles de base doivent être appliquées pour assurer la Compatibilité Électromagnétique. La non observation de ces règles peut avoir de graves conséquences lors de l'exploitation de l'installation électrique : perturbation des systèmes de communication, déclenchement intempestif des dispositifs de protection voire même destruction d'équipements sensibles.

Mesure

Voir chapitre [Mesure](#)

La mesure est une fonction de plus en plus essentielle dans les installations électriques. Le chapitre S est une introduction aux différentes applications de mesure telles que l'efficacité énergétique, l'analyse de la consommation d'énergie, la facturation, la répartition des coûts, la qualité de l'énergie... Il fournit également un panorama des normes pertinentes pour ces applications avec un accent particulier sur la CEI 61557- 12 relative aux compteurs d'énergie et dispositifs de surveillance.

Logiciel Ecodial

Le logiciel Ecodial propose une suite complète pour le calcul d'une installation électrique suivant les recommandations des normes CEI.

Ce logiciel permet de réaliser les opérations suivantes :

- Tracer le schéma unifilaire.
- Calculer des courants de court-circuit.
- Calculer des chutes de tensions.
- Déterminer et optimiser les sections de câbles.
- Définir les calibres appropriés des disjoncteurs et des appareillages de protection à fusibles.
- Organiser la sélectivité des dispositifs de protection.
- Disposer des recommandations d'utilisation des schémas de filiation.
- Vérifier la protection des personnes.
- Imprimer toutes les caractéristiques précédemment calculées.

Le logiciel Ecodial est adapté aux normes d'installation de nombreux pays, dont la NF C 15-100 pour la France.

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

Les installations électriques BT sont soumises à un ensemble de textes qui peuvent être classés en 4 catégories :

- Les textes réglementaires (décrets, arrêtés ou circulaires d'application, notes techniques, fiches techniques, avis),
- les cahiers des charges ou recommandations,
- les normes d'installation et les guides pratiques associés,
- les normes produits.

2.1 Définition des plages de tension

2.1.1 Tensions normalisées et recommandations CEI

Fig. A1
Tensions normalisées
entre 100 et 1000 V (CEI
60038 Edition 7.0
2009-06)

Réseaux triphasés à trois ou quatre fils (tension nominale en V)		Réseaux monophasés à trois fils (tension nominale en V)
50 Hz	60 Hz	60 Hz
-	120 / 208	120 / 240 ^[d]
230	240 ^[c]	-
230 / 400 ^[a]	230 / 400 ^[a]	-
-	277 / 480	-
-	480	-
-	347 / 600	-
-	600	-
400 / 690 ^[b]	-	-
1000	-	-

[a] La valeur de 230 / 400 V est le résultat de l'évolution des réseaux à 220 / 380 V et à 240 / 415 V qui a été achevée en Europe et dans de nombreux autres pays. Toutefois, des réseaux à 220 / 380 V et à 240 / 415 V existent encore.

[b] La valeur de 400 / 690 V est le résultat de l'évolution des réseaux à 380 / 660 V qui a été achevée en Europe et dans de nombreux autres pays. Toutefois, des réseaux à 380 / 660 V existent encore.

[c] La valeur de 200 V ou 220 V est aussi utilisée dans certains pays.

[d] La valeur de 100 / 200 V est aussi utilisée dans certains pays sur des réseaux à 50 Hz ou 60 Hz.

Fig. A2
Tensions triphasées
normalisées au dessus de
1 kV et ne dépassant pas
35 kV (CEI 60038 Edition
7.0 2009-06) ^[a]

Série I			Série II	
Tension la plus élevée pour le matériel (kV)	Tension nominale du réseau (kV)		Tension la plus élevée pour le matériel (kV)	Tension nominale du réseau (kV)
3,6 ^[b]	3,3 ^[b]	3 ^[b]	4,40 ^[b]	4,16 ^[b]
7,2 ^[b]	6,6 ^[b]	6 ^[b]	-	-
12	11	10	-	-
-	-	-	13,2 ^[c]	12,47 ^[c]
-	-	-	13,97 ^[c]	13,2 ^[c]
-	-	-	14,52 ^[b]	13,8 ^[b]
(17,5)	-	(15)	-	-
24	22	20	-	-
-	-	-	26,4 ^[c] ^[e]	24,94 ^[c] ^[e]
36 ^[d]	33 ^[d]	30 ^[d]	-	-
-	-	-	36,5 ^[c]	34,5 ^[c]
40,5 ^[d]	-	35 ^[d]	-	-

[a] Ces réseaux sont en général des réseaux à trois fils, sauf indication contraire. Les valeurs indiquées désignent des tensions entre phases. Il convient de considérer les valeurs indiquées entre parenthèses comme des valeurs non préférentielles. Il est recommandé de ne pas utiliser ces valeurs pour les nouveaux réseaux à établir à l'avenir.

[b] Il convient de ne pas utiliser ces valeurs pour les nouveaux réseaux de distribution publique.

[c] Ces réseaux sont en général des réseaux à quatre fils et les valeurs indiquées désignent des tensions entre phases. La tension entre phase et neutre est égale à la valeur indiquée divisée par 1,73.

[d] L'unification de ces valeurs est à l'étude.

[e] Les valeurs de 22,9 kV pour la tension nominale et de 24,2 ou 25,8 kV pour la tension la plus élevée pour le matériel sont aussi utilisées dans certains pays.

Note : Il est recommandé que dans un même pays, le rapport entre deux tensions nominales successives ne soit pas inférieur à deux.

Note : Dans un réseau normal de la série I, la tension la plus élevée et la tension la plus basse ne diffèrent pas de plus de $\pm 10\%$ approximativement de la tension nominale du réseau. Dans un réseau normal de la série II, la tension la plus élevée ne diffère pas de plus de $+5\%$ et la tension la plus basse de plus de -10% de la tension nominale du réseau.

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

Les niveaux de tension sont définis par les normes NF C 15-100 ET NF C 13-200.			
Tension alternative	Domaine de tension	Autre appellation courante	Valeurs usuelles en France (tension d'utilisation)
≤ 50 V	TBT		12 - 24 - 48 V
≤ 1000 V	BT	BT (basse tension)	230 - 380 - 400 V
$1 < U \leq 50$ kV	HTA	MT (moyenne tension)	5.5 - 6.6 - 10 - 15 - 20 - 36 kV
$U > 50$ kV	HTB	HT (haute tension) THT (très haute tension)	63 - 90 - 150 kV 225 - 400 kV

2.2 Réglementations et normes électriques

2.2.1 Réglementations

Dans la plupart des pays, les installations électriques doivent répondre à un ensemble de réglementations nationales ou établies par des organismes privés agréés. Il est essentiel de prendre en considération ces contraintes locales avant de démarrer la conception de l'installation.

2.2.2 Normes

Ce guide est basé sur les normes CEI appropriées en particulier les normes d'installation CEI 60364 (série). Les normes CEI 60364 (série), CEI 61479 (série) et NF C 15-100 ont été établies par des experts en médecine et en ingénierie de renommée internationale et issus du monde entier, faisant part de leur expérience. Actuellement, les principes de sécurité développés dans ces normes sont les principes fondamentaux de la plupart des normes électriques dans le monde (voir le tableau ci-dessous).

CEI 60038	Tensions normales de la CEI
CEI 60051	Appareils mesureurs électriques indicateurs analogiques à action directe et leurs accessoires
CEI 60071-1	Coordination de l'isolement – Définitions, principes et règles
CEI 60076-2	Transformateurs de puissance - Echauffement
CEI 60076-3	Transformateurs de puissance - Niveaux d'isolement, essais diélectriques et distances d'isolement dans l'air
CEI 60076-5	Transformateurs de puissance - Tenue au court-circuit
CEI 60076-10	Transformateurs de puissance - Détermination des niveaux de bruit
CEI 60146	Convertisseurs à semiconducteurs - Spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau
CEI 60255	Relais électriques
CEI 60265-1	Interrupteurs à haute tension - Interrupteurs pour tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures à 52 kV
CEI 60269-1	Fusibles basse tension - Exigences générales
CEI 60269-2	Fusibles basse tension - Exigences supplémentaires pour les fusibles destinés à être utilisés par des personnes habilitées (fusibles pour usages essentiellement industriels)
CEI 60282-1	Fusibles à haute tension - Fusibles limiteurs de courant
CEI 60287-1-1	Câbles électriques - Calcul du courant admissible - Equations de l'intensité du courant admissible (facteur de charge 100 %) et calcul des pertes - Généralités
CEI 60364	Installations électriques à basse tension
CEI 60364-1	Installations électriques à basse tension - Principes fondamentaux, détermination des caractéristiques générales, définitions
CEI 60364-4-41	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les chocs électriques
CEI 60364-4-42	Installations électriques des bâtiments - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les effets thermiques
CEI 60364-4-43	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les surintensités
CEI 60364-4-44	Installations électriques à basse tension - Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
CEI 60364-5-51	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Règles communes
CEI 60364-5-52	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Canalisations
CEI 60364-5-53	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Sectionnement, coupure et commande
CEI 60364-5-54	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Mises à la terre, conducteurs de protection et conducteurs d'équipotentialité de protection

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

CEI 60364-5-55	Installations électriques des bâtiments - Choix et mise en oeuvre des matériels électriques - Autres matériels
CEI 60364-6-61	Installations électriques à basse tension - Vérification - Vérification initiale
CEI 60364-7-701	Installations électriques à basse tension - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Emplacements contenant une baignoire ou une douche
CEI 60364-7-702	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 702: Piscines et autres bassins
CEI 60364-7-703	Installations électriques dans les bâtiments - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux contenant des radiateurs pour saunas
CEI 60364-7-704	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations de chantiers de construction et de démolition
CEI 60364-7-705	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Etablissements agricoles et horticoles
CEI 60364-7-706	Installations électriques basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Enceintes conductrices exiguës
CEI 60364-7-708	Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements particuliers - Parcs de caravanes, parcs de camping et emplacements analogues
CEI 60364-7-709	Installations électriques à basse tension - Exigences pour les installations ou emplacements spéciaux - Marinas et emplacements analogues
CEI 60364-7-710	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Locaux à usages médicaux
CEI 60364-7-711	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Expositions, spectacles et stands
CEI 60364-7-712	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Alimentations photovoltaïques solaires (PV)
CEI 60364-7-713	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 713: Mobilier
CEI 60364-7-714	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Section 714: Installations d'éclairage extérieur
CEI 60364-7-715	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations et emplacements spéciaux - Installations d'éclairage à très basse tension
CEI 60364-7-717	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Unités mobiles ou transportables
CEI 60364-7-740	Installations électriques des bâtiments - Règles pour les installations ou emplacements spéciaux - Installations électriques temporaires de structures, jeux et baraques dans des champs de foire, des parcs de loisirs et des cirques
CEI 60364-8-1	Installations électriques des bâtiments - Efficacité énergétique
CEI 60427	Essais synthétiques des disjoncteurs à courant alternatif à haute tension
CEI 60445	Principes fondamentaux et de sécurité pour les interfaces homme-machines, le marquage et l'identification – Identification des bornes de matériels, des extrémités de conducteurs et des conducteurs.
CEI 60479-1	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects généraux
CEI 60479-2	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Aspects particuliers
CEI 60479-3	Effets du courant sur l'homme et les animaux domestiques - Effets de courant passant par le corps d'animaux domestiques
CEI 60529	Degrés de protection procurés par les enveloppes (Code IP)
CEI 60644	Spécification relative aux éléments de remplacement à haute tension destinés à des circuits comprenant des moteurs
CEI 60664	Coordination de l'isolement des matériels dans les systèmes (réseaux) à basse tension - Principes, exigences et essais
CEI 60715	Dimensions de l'appareillage à basse tension. Montage normalisé sur profilés-supports pour le support mécanique des appareils électriques dans les installations d'appareillage à basse tension
CEI 60724	Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV (Um = 1,2 kV) et 3 kV (Um = 3,6 kV)
CEI 60755	Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel
CEI 60787	Guide d'application pour le choix des éléments de remplacement limiteurs de courant à haute tension destinés à être utilisés dans des circuits comprenant des transformateurs
CEI 60831	Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1000 V - Généralités - Caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées - Règles de sécurité - Guide d'installation et d'exploitation
CEI 60898	Disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues
CEI 60947-1	Appareillage à basse tension - Règles générales
CEI 60947-2	Appareillage à basse tension - Disjoncteurs
CEI 60947-3	Appareillage à basse tension - Interrupteurs, sectionneurs, interrupteurs-sectionneurs et combinés-fusibles
CEI 60947-4-1	Appareillage à basse tension - Contacteurs et démarreurs de moteurs - Contacteurs et démarreurs électromécaniques
CEI 60947-6-1	Appareillage à basse tension - Matériels à fonctions multiples - Matériels de connexion de transfert

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

A8

CEI 61000	Compatibilité électromagnétique (CEM)
CEI 61008	Interrupteurs automatiques à courant-différentiel résiduel pour usages domestiques et analogues sans dispositif de protection contre les surintensités incorporé (ID)
CEI 61009	Interrupteurs automatiques à courant différentiel résiduel avec protection contre les surintensités incorporée pour installations domestiques et analogues (DD)
CEI 61140	Protection contre les chocs électriques - Aspects communs aux installations et aux matériels
CEI 61439-1	Ensembles d'appareillage à basse tension - Règles générales
CEI 61439-2	Ensembles d'appareillage à basse tension - Ensembles d'appareillage de puissance
CEI 61439-3	Ensembles d'appareillage à basse tension - Tableaux de répartition destinés à être utilisés par des personnes ordinaires (DBO)
CEI 61439-4	Ensembles d'appareillage à basse tension - Exigences particulières pour ensembles de chantiers (EC)
CEI 61439-5	Ensembles d'appareillage à basse tension - Ensembles pour réseaux de distribution publique
CEI 61439-6	Ensembles d'appareillage à basse tension - Systèmes de canalisation préfabriquée
CEI/TS 61439-7	Ensembles d'appareillage à basse tension - Ensembles pour installations publiques particulières telles que marinas, terrains de camping, marchés et emplacements analogues et pour borne de charge de véhicules électriques
CEI 61557-1	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Exigences générales
CEI 61557-8	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Contrôleurs d'isolement pour réseaux IT
CEI 61557-9	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Dispositifs de localisation de défauts d'isolement pour réseaux IT
CEI 61557-12	Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1 000 V c.a. et 1 500 V c.c. - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)
CEI 61558-2-6	Sécurité des transformateurs, blocs d'alimentation et analogues - Règles particulières pour les transformateurs de sécurité pour usage général
CEI 61643-1	Parafoudres basse tension - Parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension - Exigences et essais
CEI 61921	Condensateur de puissance - Batterie de compensation du facteur de puissance basse tension
CEI 61936-1	Installations électriques en courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV - Partie 1 : règles communes
CEI 62271-1	Appareillage à haute tension - Spécifications communes
CEI 62271-100	Appareillage à haute tension - Disjoncteurs à courant alternatif
CEI 62271-102	Appareillage à haute tension - Sectionneurs et sectionneurs de terre à courant alternatif
CEI 62271-105	Appareillage à haute tension - Combinés interrupteurs-fusibles pour courant alternatif
CEI 62271-200	Appareillage à haute tension - Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV
CEI 62271-202	Appareillage à haute tension - Postes préfabriqués haute tension/basse tension
CEI 62305 -2	Protection contre la foudre - Évaluation des risques
CEI 62305 -3	Protection contre la foudre - Dommages physiques sur les structures et risques humains
CEI 62305 -4	Protection contre la foudre - Réseaux de puissance et de communication dans les structures
CEI 62586-2	Mesure de la qualité de l'alimentation dans les réseaux d'alimentation - Partie 2 : essais fonctionnels et exigences d'incertitude
CEI/TS 62749	Assessment of power quality - Characteristics of electricity supplied by public networks

2.2.3 Textes réglementaires

Protection des travailleurs



Le décret 88-1056 du 14 novembre 1988 est abrogé et remplacé par 4 nouveaux décrets depuis le 1^{er} juillet 2011 :

- décret 2010-1017 : obligations des maîtres d'ouvrage,
- décret 2010-1016 : obligations des employeurs,
- décret 2010-1018 : prévention des risques électriques,
- décret 2010-1118 : opérations effectuées sur les installations électriques ou dans leur voisinage.

Décret 2010-1017 fixant des obligations des maîtres d'ouvrage

La conception des ouvrages doit intégrer la sécurité des travailleurs.

Le maître d'ouvrage doit concevoir et réaliser les installations électriques des bâtiments, destinés à recevoir des travailleurs, conformément aux dispositions du présent décret.

Objectifs : la santé et la sécurité des travailleurs par la prévention des risques de :

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

- choc électriques par contact direct ou indirect,
- brûlure électrique,
- incendie d'origine électrique,
- explosion d'origine électrique, etc.

Décret 2010-1016 fixant les obligations des employeurs

Les installations visées sont :

- toutes les installations électriques situées dans l'établissement, temporaire ou non,
- les installations temporaires situées hors de l'établissement (chantiers par exemple).

Objectifs :

- maintenir les installations en conformité avec les règles qui leur sont applicables,
- surveiller et maintenir les installations en bon état,
- vérifier ou faire vérifier les installations.

Décret 2010-1018 relatif à la prévention à la prévention des risques électriques

Fixe les dispositions applicables aux :

- travailleurs indépendants,
- employeurs.

Qui exercent directement une opération sur les installations électriques ou dans leur voisinage.

Les contrôles électriques se font sous l'égide de l'inspection du travail par un organisme accrédité.

Décret 2010-1118 relatif aux opérations effectuées sur les installations électriques ou dans leur voisinage

Ce décret concerne les opérations sur des installations électriques (travail sous tension) ou dans leur voisinage (30 cm autour des pièces nues en basse tension).

Les installations concernées peuvent être visées par la réglementation du travail ou une autre réglementation :

- véhicules électriques
- éclairage extérieur
- bâtiments d'habitation
- machines industrielles, etc.

L'employeur doit :

- s'assurer que le salarié a reçu une formation théorique et pratique qui lui confère la connaissance des risques et des mesures de sécurité à prendre,
- délivrer, maintenir et renouveler le titre d'habilitation dans le respect des conditions définies dans la norme (recyclage recommandé tous les 3 ans),
- remettre un recueil d'instructions générales de sécurité (carnet d'habilitation) complété éventuellement par des instructions de sécurité.

Les travaux sous tension ne peuvent être entrepris que sur ordre écrit, du chef d'établissement dans lequel ils sont effectués, avec justification de la nécessité de travailler sous tension.

L'habilitation pour les travaux sous tension est délivrée après certification du salarié par un organisme de certification accrédité par le COFRAC.

Protection contre les risques d'incendie et de panique



En matière d'incendie, la réglementation vise essentiellement à assurer la protection des personnes. De plus, les assureurs préconisent des mesures propres à protéger les biens. Par ailleurs, il existe des textes spécifiques à la protection de l'environnement.

Les grands principes :

- évacuer rapidement la totalité des personnes présentes ou différer leur évacuation dans des conditions de sécurité maximale,
- limiter la propagation de l'incendie à l'intérieur et à l'extérieur des bâtiments,
- favoriser l'accès et l'intervention des services de secours et de lutte contre l'incendie.

Les textes réglementaires vont donc imposer des mesures de protection en vue de réduire ou contenir les effets de l'incendie.

Etablissement recevant du public (ERP)

L'arrêté du 25 juin 1980 modifié (ministère de l'intérieur) porte approbation des dispositions générales du règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les ERP. Ces dispositions s'ajoutent à celles du code du travail.

Les ERP sont classés en différents types en fonction de leur activité et en différentes catégories en fonction de l'effectif qu'ils peuvent accueillir. Suivant ce double classement, le règlement prévoit diverses mesures contre

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

A10

les risques d'incendie (implantation des bâtiments, structure des installations, dégagements, désenfumage, séparation des activités à risques, moyens de lutte, etc.).

Immeubles de grande hauteur (IGH)

Qu'est ce qu'un IGH ?

L'article R122-2 du code de la construction et de l'habitation (CCH) définit un bâtiment comme étant un immeuble de grande hauteur : tout corps de bâtiment dont le plancher bas du dernier niveau est situé par rapport au niveau du sol le plus haut utilisable pour les engins des services publics de secours et de lutte contre l'incendie.

- à plus de 50 mètres pour les immeubles à usage d'habitation,
- à plus de 28 mètres pour tous les autres immeubles.

L'arrêté du 30 décembre 2011 modifié (ministère de l'intérieur) porte règlement de sécurité pour la construction des IGH et leur protection contre les risques d'incendie et de panique. Les IGH sont classés en différents types en fonction de leur activité et le règlement, selon ce classement, prévoit diverses mesures contre le risque d'incendie (implantation des bâtiments, structures des installations, dégagements, désenfumage, séparation des activités à risques, moyens de lutte, etc.).

Installation classées pour la protection de l'environnement (ICPE)

Qu'est ce qu'un ICPE ?

Toute exploitation industrielle ou agricole susceptible de créer des risques ou de provoquer des pollutions ou nuisances, notamment pour la sécurité et la santé des riverains est une installation classée.

Les activités relevant de la législation des installations classées sont énumérées dans une nomenclature qui les soumet à un régime d'autorisation ou de déclaration en fonction de l'importance des risques :

- déclaration pour les activités les moins polluantes,
- enregistrement pour les secteurs où les mesures techniques pour prévenir les inconvénients sont bien connus et standardisée,
- autorisation pour les installations présentant les risques ou pollutions les plus importants.

La législation des installations classées confère à l'état des pouvoirs :

- autorisation ou refus d'autorisation de fonctionnement d'une installation,
- de réglementation,
- de contrôle,
- de sanction.

En plus des dispositions du code du travail, lorsqu'un établissement est soumis à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement, il doit être conforme aux dispositions du titre premier du livre V du code de l'environnement. La plupart des arrêtés ministériels pris en application de ces textes contiennent des mesures de prévention contre l'incendie (implantation, conception des bâtiments, moyens de lutte, etc.).

Réglementation technique RT2020



Avant la mise en place de la RT2020, la RT2012 est actuellement la réglementation thermique applicable pour tout projet de construction. Les RT 2010, 2015 puis 2020 ont été envisagées avant le Grenelle Environnement, rencontres politiques organisées en France en 2007 qui visaient à prendre des décisions en matière de développement durable. Chaque réglementation devait voir une amélioration de 15% des performances énergétiques par rapport à la précédente. Le Grenelle a ensuite prévu une baisse des consommations avec pour objectif 3% par an d'ici 2020, effort possible que si l'on opère des rénovations thermiques sur les bâtiments anciens.

La RT2020 va mettre en œuvre le concept de bâtiment à énergie positive, appelé aussi "BEPOS" au sein du Plan Bâtiment Durable. Ces réglementations seront des réglementations d'objectifs, laissant une liberté totale de conception, limitant simplement la consommation d'énergie. Les bâtiments à énergie positive sont des bâtiments qui produisent plus d'énergie (chaleur, électricité) qu'ils n'en consomment. Ce sont en général des bâtiments passifs très performants et fortement équipés en moyens de production énergétique par rapport à leurs besoins en énergie. Les murs, toits, voire fenêtres peuvent être mis à profit dans l'accumulation et la restitution de la chaleur ou dans la production d'électricité. L'excédent en énergie se fait grâce à des principes bioclimatiques et constructifs mais aussi par le comportement des usagers qui vont limiter leur consommation.

Installation BT dans les locaux à usage médical (voir note) :



- norme NFC 15-211 (août 2006),
- norme CEI 60364-7-710.
- circulaire n°DHOS/E4/256 (septembre 2005).

Note :

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

La législation des établissements de santé publique et privés a fortement évolué, prenant en compte les risques liés à la disponibilité de l'alimentation électrique et les conséquences des perturbations ou pannes. Elle est devenue une des plus avancée en termes de "bonnes pratiques" pour des sites à activités critiques. Les établissements de santé, notamment les hôpitaux, ont en effet l'obligation de garantir la continuité des soins aux patients, tout en assurant la sécurité du personnel et des visiteurs (établissement recevant du public), dans des infrastructures où cohabitent un ensemble de processus complexes :

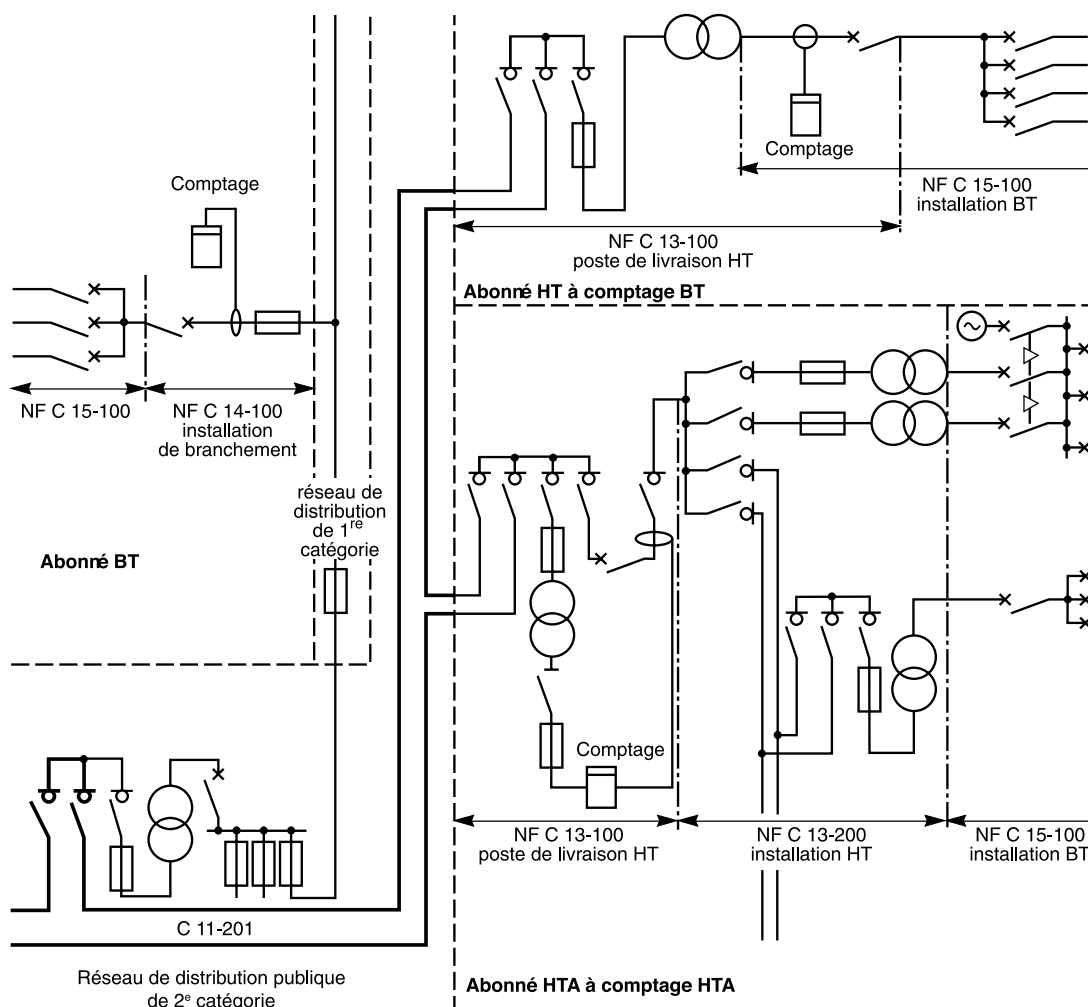
- des process très critiques, qui n'autorisent aucune coupure (blocs opératoires, services de réanimation, unités de soins intensifs, laboratoires d'analyses, etc.),
- des secteurs sensibles, dont les coupures ne peuvent excéder 15 secondes,
- des zones pouvant supporter des interruptions d'alimentation sans risque pour les patients et le personnel : salles d'attente, cuisines, locaux administratifs.

Normes

Les normes d'installation électriques françaises sont :

- NF C 15-100 (juin 2015) : "Installations électriques à basse tension" et les guides pratiques,
- NF C 14-100 : "Installations de branchement de 1^{re} catégorie" comprises entre le réseau de distribution publique et l'origine des installations intérieures,
- NF C 13-100 : "Postes de livraisons HTA/BT raccordés à un réseau de distribution de 2^e catégorie",
- NF C 13-101 : "Postes semi-enterrés préfabriqués sous enveloppe",
- NF C 13-102 : "Postes simplifiés préfabriqués sous enveloppe",
- NF C 13-103 : "Postes sur poteau",
- NF C 13-200 (septembre 2009) : "Installations électriques à haute tension".

Fig. A2b: Domaine d'application des normes d'installation



2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

A12

Les cahiers des charges et recommandations diverses

Ce sont des documents auxquels on peut se référer dans un marché.

Parmi les plus connus, on peut citer :

- Les documents établis par le Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB)
- Le Cahier des Prescriptions Techniques (CPT) du Ministère de l'Éducation pour l'installation électrique des établissements d'enseignement supérieur
- Les mémentos Promotelec (association pour le développement et l'amélioration des installations électriques intérieures)
- "Le cahier de Prescription des labels" Promotelec (Label performance et label habitat existant)

2.3 Qualité et sécurité d'une installation électrique

Dans la mesure où les procédures de contrôle sont respectées, la qualité et la sécurité de l'installation électrique sont assurées durant l'exploitation seulement si :

- la conception a été réalisée conformément aux règles de câblage en vigueur les plus récentes,
- les équipements électriques sont conformes à leur norme produit,
- le contrôle initial de conformité aux normes et aux textes réglementaires de l'installation électrique a bien été réalisé,
- le contrôle périodique de l'installation électrique recommandé par le constructeur est respecté.

2.3.1 Vérification initiale d'une installation

Avant qu'un distributeur ne connecte une installation à son réseau de distribution, il exige que soient réalisés de manière satisfaisante et exécutés par une autorité compétente ou par un organisme agréé :

- des essais d'avant mise en service,
- une inspection visuelle très minutieuse.

Ces essais sont réalisés selon les réglementations locales (gouvernementales et/ou institutionnelles) qui peuvent varier d'un pays à l'autre. Cependant les principes de ces réglementations sont identiques et sont basés sur le strict respect des règles de sécurité dans la conception et la réalisation de l'installation.

Pour ces essais, la norme CEI 60364-6-61 et les normes correspondantes décrites dans ce guide sont basées sur un consensus international afin de couvrir toutes les mesures de sécurité et les bonnes pratiques d'installation qui sont normalement exigées pour les bâtiments à usage d'habitation, commerciaux et (pour la majorité des bâtiments) industriels. Cependant beaucoup d'industries ont des réglementations supplémentaires spécifiques en fonction du type de production (pétrole, charbon, gaz naturel, etc.). De telles prescriptions supplémentaires sont en dehors de l'objet de ce guide.

Les essais électriques d'avant mise en service et les vérifications par inspection visuelle des installations électriques à l'intérieur de bâtiment incluent typiquement toutes les actions suivantes :

- tests d'isolement entre phases et entre phases et terre de tous les conducteurs câbles et de la filerie d'une installation fixe,
- essais de continuité et de conductivité des conducteurs de protection (PE), des liaisons équipotentielles et des mises à la terre,
- mesure de la résistance de terre,
- vérification des interverrouillages, si existants,
- vérification des sections de tous les conducteurs,
 - en adéquation avec les niveaux de courants de court-circuit présumés,
 - en tenant compte des dispositifs de protection associés, de la nature des conducteurs (cuivre, aluminium) et des conditions d'installation (en aérien, en conduit, etc.),
- vérification que toutes les masses et tous les éléments conducteurs sont correctement mis à la terre (si approprié),
- vérification des périmètres de sécurité, en particulier pour les salles de bain, etc.

Ces essais et vérifications sont basiques (mais non exhaustifs) pour la plupart des installations. Cependant de nombreux autres essais et règles peuvent être inclus dans la réglementation locale pour couvrir des cas particuliers, par exemple installation en schéma TN, TT ou IT, installation basée sur la double isolation (matériel de classe II), circuit TBT et emplacements spéciaux.

Le but de ce guide est d'attirer l'attention sur les caractéristiques particulières des différents types d'installation et d'indiquer les règles essentielles pour obtenir un niveau de qualité satisfaisant qui assurera une performance opérationnelle de l'installation, sécuritaire et sans dysfonctionnements. Les méthodes recommandées dans ce guide, à modifier éventuellement pour répondre à une variante possible imposée par un distributeur d'énergie, sont prévues pour satisfaire toutes les exigences d'essai et d'inspection d'avant mise en service.

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure de tension ≤ 63 kV est subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel, sauf certaines exceptions pour des ouvrages particuliers.

Attestation de conformité - 1^{re} mise sous tension d'une installation

En application des décrets du 14 décembre 1972 et du 6 mars 2001 concernant :

- La première mise sous tension de toute installation électrique intérieure nouvelle de tension inférieure ou égale à 63 kV^[1], subordonnée à la remise d'une attestation de conformité visée par le Consuel (Comité National pour la Sécurité des Usagers de l'Électricité).
- Toute nouvelle installation électrique entièrement rénovée alimentée sous une tension inférieure à 63 kV, dès lors qu'il y a eu mise hors tension de l'installation par le distributeur à la demande de son client afin de permettre de procéder à cette rénovation.
- Sur demande du maître d'ouvrage, aux installations électriques non entièrement rénovées ou dont la rénovation n'a pas donné lieu à mise hors tension par un distributeur d'électricité.

Pour cela il faut procéder comme indiqué ci-après.

Locaux d'habitation

- Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir (par écrit et sous sa responsabilité) une attestation de conformité par appartement ou maison individuelle (formule délivrée par le Consuel). En cas de pluralité d'installateurs, chacun établit l'attestation pour ce qui le concerne.
- Le contrôle sur le chantier, réalisé par le contrôleur désigné par le Consuel, peut s'exercer pendant ou à l'achèvement des travaux.
Ce contrôle fait l'objet d'un rapport soumis en fin de visite à la signature de l'installateur ou de son représentant.
Si l'installation est conforme, l'installateur reçoit 2 exemplaires de l'attestation avec le visa du Consuel (l'un est remis à l'utilisateur pour qu'il puisse obtenir la mise sous tension de l'installation par le distributeur d'énergie, l'autre conservé par l'installateur).
Si l'installation n'est pas conforme, le visa est refusé et l'installateur doit faire parvenir au Consuel une déclaration écrite mentionnant la nature des modifications effectuées. Après quoi, le Consuel peut viser l'attestation ou procéder à un nouveau contrôle.

La NF C 15-100 de juin 2015, dans sa partie 7-771, introduit de nombreuses nouveautés.

Schneider Electric les prend en compte dans ses guides et catalogues relatifs au locaux d'habitation.

Etablissements ou locaux employant des travailleurs, recevant du public et immeubles de grande hauteur

- Comme ces établissements font l'objet d'une réglementation particulière, il appartient au chef d'établissement de désigner le vérificateur de son choix pour effectuer les contrôles exigés par la loi avant la mise en service.
Le vérificateur établit un rapport qu'il remet à l'installateur.
- Vingt jours avant la mise sous tension, l'installateur doit établir, à l'attention de la Direction Régionale du Consuel, un dossier qui comporte :
 - une attestation de conformité de l'installation ou partie d'installation intérieure réalisée dans ce type d'établissement,
 - le rapport que le vérificateur a établi,
 - un schéma de l'installation.

Au reçu de ces pièces, le Consuel vise et retourne l'attestation ou, dans le cas de non conformités relevées, intervient auprès de l'installateur ou du vérificateur.

Note : les vérifications effectuées lors de la mise en service des installations ou après modification de structure sont pratiquées par une personne ou un organisme agréé, choisi par le chef d'établissement. Les conditions pour que d'autres personnes puissent effectuer ces vérifications ne sont que rarement réunies.

2.3.2 Vérification périodique d'une installation électrique

Dans beaucoup de pays, toutes les installations électriques de bâtiments industriels et commerciaux ainsi que celles des établissements recevant du public doivent être testées périodiquement par des organismes agréés ou des personnes qualifiées.

La **Figure A3** indique les périodicités des vérifications généralement prescrites suivant le type d'installation.

[1] Certains types d'installation ne sont pas soumis au contrôle du Consuel :

- Ouvrages de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique,
- Éclairage public, signalisation routière,
- Terrains de camping, port de plaisance, téléskis,
- Mines, carrières, centrales à béton,
- Maisons mobiles, bateaux à quai,
- Installations n'ayant pas un caractère permanent (fêtes foraines, chantiers de construction).

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

A14

Fig. A3
Périodicité des vérifications généralement recommandées pour une installation électrique

Type d'installation		Périodicité des vérifications
Installation dans un établissement recevant des travailleurs	- Emplacements pour lesquels existe un risque de dégradation, d'incendie ou d'explosion - Installations ou ateliers temporaires - Emplacements avec des installations MT - Enceintes conductrices exigües où des appareils mobiles sont utilisés	Annuelle
	Autres cas	Tous les 3 ans
Installation dans un établissement recevant du public pour lequel une protection contre les risques d'incendie et de panique est demandée	Selon le type d'établissement et sa capacité à recevoir du public	De 1 à 3 ans
Bâtiment à usage d'habitation	Selon les réglementations locales	

Toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public doit être périodiquement vérifiée par des personnes ou organismes agréés.

Le règlement de sécurité contre les risques d'incendie et de panique dans les établissements recevant du public (ERP) ainsi que les décrets du 14.11.88 et du 10.10.2000 sur la protection des travailleurs prescrivent des contrôles périodiques de toute installation électrique industrielle, commerciale ou située dans des établissements recevant du public. Ces vérifications doivent être généralement exécutées par des personnes ou organismes agréés dont la liste est publiée au JO et reprise dans les revues spécialisées.

Chaque contrôle fait l'objet d'une inscription sur un registre tenu à la disposition de l'inspecteur du travail ou du contrôleur de la Sécurité Sociale.

La périodicité des vérifications est fixée à un an, le point de départ de cette vérification étant la date de la vérification initiale opérée lors de la mise en service de l'installation. Toutefois, au titre du décret du 14/11/88, après accord du CHSCT de l'établissement et approbation de l'inspecteur du travail, la périodicité peut être portée à deux ans par le chef d'établissement si le rapport de vérification précédent ne comporte aucune observation ou si, avant l'échéance, le chef d'établissement a fait réaliser des travaux pour répondre à des observations contenues dans le rapport de vérification.

2.3.3 Conformité (aux normes et aux spécifications) des matériels utilisés dans l'installation

Cette conformité peut être attestée de différentes façons.

Les modes de preuve

La conformité d'un matériel aux normes qui lui sont applicables peut être attestée :

- soit par une marque de conformité telle que la marque NF-USE,
- soit par un certificat de conformité délivré par un organisme suite à des essais réalisés en laboratoire,
- soit par une déclaration de conformité du constructeur.

La déclaration de conformité

Pour le matériel à utiliser par des personnes averties ou qualifiées, c'est la déclaration de conformité du constructeur qui est en général utilisée (notifiée dans la documentation technique) et par le marquage sur l'appareil lui-même.

En cas de doute sur la compétence du constructeur, l'organisme de contrôle peut demander un certificat de conformité délivré par un laboratoire de préférence accrédité par le Réseau National d'Essai en France (RNE).

Le marquage CE et la marque de conformité

Le marquage CE est imposé par les directives européennes. Il autorise la libre circulation des matériels à l'intérieur du territoire de l'Union Européenne. Le marquage CE est apposé par les constructeurs sur les matériels conformes aux exigences essentielles de sécurité des directives européennes. Il ne garantit ni le niveau de performance d'un produit ni l'aptitude à la fonction du produit.

La marque de conformité telle que la marque NF-USE atteste d'un engagement volontaire du constructeur. Elle apporte non seulement la garantie de conformité aux normes applicables mais aussi la vérification du système d'assurance qualité du constructeur et la vérification du maintien de la qualité dans le temps grâce aux prélèvements en usine.

2 Règles et textes réglementaires des installations électriques

Certification d'Assurance Qualité

Organisme spécialisé pour la France : AFAQ (Association Française pour l'Assurance de la Qualité).

Un laboratoire qui essaie des échantillons ne peut certifier la conformité de l'ensemble d'une production : il effectue des essais dits de type. Souvent d'ailleurs, au cours de leurs essais de conformité aux normes, les échantillons sont mis hors d'usage (cf. essai d'un fusible). Seul le constructeur peut certifier que les produits fabriqués et livrés ont bien les caractéristiques annoncées. La certification d'Assurance Qualité a pour but de compléter la déclaration ou certification de conformité initiale. Pour prouver que tous les moyens nécessaires pour assurer la qualité de la production sont en place, le constructeur fait certifier l'organisation de son entreprise par un organisme spécialisé. Cette certification est faite en se référant aux normes internationales de la série ISO 9000 dont l'équivalent européen est la série EN 29000. Ces normes définissent trois modèles d'Assurance Qualité qui correspondent à des situations différentes plutôt qu'à des niveaux de qualité différents :

- le modèle 3 définit comment assurer la qualité par le contrôle final des produits,
- le modèle 2 répond au cas où il faut, en plus du contrôle final du produit, contrôler également le processus de fabrication. C'est, par exemple, le cas des fusibles où on ne peut pas contrôler directement sur le produit les caractéristiques annoncées car cela le détruirait du même coup,
- le modèle 1 répond au cas où il faut en plus du modèle 2 contrôler la qualité du processus de conception, par exemple parce qu'il n'est pas envisagé de construire et d'essayer un prototype (cas de produit fabriqué à la demande et sur spécification particulière).

2.4 Directives environnementales

La contribution de l'ensemble de l'installation électrique au développement durable peut être considérablement améliorée grâce à la conception de l'installation. En fait, il a été montré qu'une conception optimisée de l'installation, tenant compte des conditions de fonctionnement, de l'emplacement des sous-stations MT / BT, de la structure de distribution (tableaux de distribution, canalisations préfabriquées, câbles), peut réduire sensiblement l'impact sur l'environnement (en termes d'épuisement des ressources naturelles, de consommation d'énergie, de recyclage en fin de la vie). Tout ceci contribue à davantage d'efficacité énergétique.

Outre son architecture, les spécifications relatives à l'environnement pour les équipements et appareillages électriques sont un élément fondamental pour la conception d'une installation durable, en particulier pour assurer une information adéquate et anticiper les évolutions de la réglementation. En Europe plusieurs directives concernant les équipements électriques ont été publiées, ce qui conduit à un mouvement mondial vers davantage de produits respectueux de l'environnement.

2.4.1 La directive RoHS (Restriction of Hazardous Substances)

En vigueur depuis Juillet 2006 et révisée en 2012. Elle vise à éliminer des produits six substances dangereuses : plomb, mercure, cadmium, chrome hexavalent, polybromobiphényles (PBB) ou des polybromodiphényléthers (PBDE) de la plupart des produits électriques destinés à un utilisateur final. Bien que les installations électriques "fixes et de grande taille" ne sont pas dans le champ d'application, l'exigence de conformité RoHS peut être une recommandation pour une installation durable.

2.4.2 La directive WEEE (Waste of Electrical and Electronic Equipment, Déchets d'équipements électriques et électroniques)

En vigueur depuis Août 2005 et actuellement en cours de révision. Son but est d'améliorer le traitement en fin de vie des équipements domestiques ou non, sous la responsabilité des fabricants. Comme pour la directive RoHS, les installations électriques ne sont pas dans le champ d'application de cette directive. Cependant, l'information sur la fin vie des produits est recommandée afin d'optimiser le processus de recyclage et son coût.

2.4.3 L'énergie de conception des produits, aussi appelée Eco-conception

Hormis pour certains équipements comme l'éclairage ou les moteurs pour lesquels des mesures de mise en œuvre sont obligatoires, il n'y a pas d'exigence légale applicable directement à l'installation. Cependant, la tendance est de fournir une Déclaration Environnementale des Produits (Environmental Product Declaration) pour les équipements électriques, comme c'est le cas pour les produits de construction, afin d'anticiper les exigences du marché du bâtiment à venir.

2.4.4 REACh : (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals, enregistrement, évaluation, autorisation et restriction des produits chimiques)

En vigueur depuis 2009, elle vise à contrôler l'utilisation de produits chimiques et restreindre leur utilisation lorsque cela est nécessaire pour réduire les risques pour les personnes et l'environnement. En ce qui concerne les installations électriques, ceci implique que tout fournisseur doit, sur demande, communiquer à son client la liste des substances dangereuses contenues dans son produit (dite liste SVHC, Substances of Very High Concern). Enfin, un installateur doit veiller à ce que ses fournisseurs disposent de l'information appropriée.

Dans d'autres parties du monde, de nouvelles réglementations suivront les mêmes objectifs.



L'examen des puissances utilisées par les récepteurs : un préalable à la conception d'une installation BT.

L'inventaire des puissances réellement consommée par chaque récepteur permet d'établir :

- la puissance d'utilisation qui détermine le contrat de fourniture en énergie,
- le dimensionnement du transformateur MT / BT, si existant (en prenant en compte les extensions de charges prévisionnelles,
- les niveaux de charge pour chaque tableau de distribution.

3.1 Moteurs asynchrones

3.1.1 Intensité absorbée

L'intensité absorbée (I_a) est donnée par les formules ci-après :

● en triphasé :
$$I_a = \frac{P_n \times 10^3}{\sqrt{3} \times U \times \eta \times \cos \phi}$$

● en monophasé :
$$I_a = \frac{P_n \times 10^3}{U \times \eta \times \cos \phi}$$

avec :

I_a : intensité absorbée (en A)

P_n : puissance nominale (en kW)

U : tension entre phases pour les moteurs triphasés ou entre les bornes de connexion pour les moteurs monophasés (en volts). Un moteur monophasé peut être connecté entre phases ou entre phase et neutre

η : rendement soit kW sortie/kW entrée

$\cos \phi$: facteur de puissance soit kW entrée/kVA entrée

Rappel : La puissance nominale (P_n) d'un moteur correspond à la puissance mécanique disponible sur son arbre.

La puissance apparente P_a (kVA) est la puissance pour laquelle est dimensionnée la ligne en fonction du

rendement et du facteur de puissance du moteur :
$$P_a = \frac{P_n}{\eta \cos \phi}$$

3.1.2 Courants subtransitoires et réglage des protections

- Les valeurs des courants subtransitoires peuvent être très élevées : la valeur typique est de 12 à 15 fois l'intensité nominale efficace du moteur (I_{nm}).

Parfois cette valeur peut atteindre 25 fois I_{nm} .

- Les associations de disjoncteurs, contacteurs et relais thermiques Schneider Electric sont prévues en standard pour supporter les courants subtransitoires importants (jusqu'à 19 I_{nm}) générés par le démarrage des moteurs.
- S'il se produit des déclenchements intempestifs au démarrage, cela signifie que l'intensité du courant de démarrage dépasse la valeur limite normale. Il en résulte que les tenues maximales de l'appareillage peuvent être atteintes, leur durée de vie peut être réduite et même certains dispositifs peuvent être détruits. Afin d'éviter une telle situation, un surdimensionnement de l'appareillage doit être considéré.
- Les appareillages Schneider Electric sont aussi conçus pour assurer la protection des départs moteurs contre les surintensités. Des tables de coordination indiquent les associations disjoncteur, contacteur et relais thermique pour réaliser une coordination de type 1 ou de type 2 suivant le risque acceptable par l'utilisateur^[2] (voir chapitre N5).

Courant de démarrage

Bien que des moteurs à haut rendement peuvent être trouvés sur le marché, leur courant de démarrage est en pratique du même ordre de grandeur que celui des moteurs standard.

L'utilisation d'un démarreur étoile-triangle, d'un démarreur statique ou d'un variateur de vitesse permet de réduire l'intensité du courant de démarrage (Exemple : 4 I_a au lieu de 7,5 I_a).

Compensation de l'énergie réactive consommée par les moteurs asynchrones

Il est généralement avantageux pour des raisons techniques et financières de réduire le courant absorbé par les moteurs asynchrones. Cela peut être réalisé en utilisant des batteries de condensateurs sans réduire la puissance de sortie des moteurs.

^[2] Dans la coordination de type 1, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations mais le départ moteur pourra ne pas être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces.

Dans la coordination de type 2, un court-circuit ne doit pas occasionner de danger aux personnes ou aux installations et le départ moteur doit être en mesure de fonctionner ensuite sans réparation ou remplacement de pièces. Cependant le risque de soudure des contacts est admis.

3 Caractéristiques des récepteurs électriques

A17

L'application de ce principe au fonctionnement d'un moteur asynchrone est généralement désignée par "amélioration du facteur de puissance" ou "correction du facteur de puissance".

Comme développé dans le chapitre L, la puissance apparente (kVA) consommée par un moteur asynchrone peut être significativement réduite par la mise en parallèle d'une batterie de condensateurs à ses bornes. La réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, signifie une réduction similaire du courant absorbé (à tension constante).

La compensation de la puissance réactive est particulièrement conseillée pour des moteurs qui fonctionnent durant de longues périodes à faible charge.

Comme indiqué ci-dessus, le facteur de puissance $\cos\phi = \frac{kW_{\text{entrée}}}{kVA_{\text{entrée}}}$

De ce fait, une réduction de la puissance apparente consommée, kVA entrée, augmente (c'est à dire améliore) la valeur du facteur de puissance.

L'intensité la absorbée après compensation de l'énergie réactive est égale à : $I = I_a \frac{\cos\phi}{\cos\phi'}$

où $\cos\phi$ est le facteur de puissance avant compensation et $\cos\phi'$ celui après compensation, la étant le courant initialement consommé.

La **Figure A4** ci-dessous indique, en fonction de la puissance nominale des moteurs, les intensités nominales typiques du courant moteur pour différentes valeurs de tension d'alimentation. (NF-EN 60947-4-1 Annexe G)

Fig. A4
Puissance nominale et
courant nominal (par
tension d'alimentation)

kW	hp	230 V	380 - 415 V	400 V	440- 480 V	500 V	690 V
		A	A	A	A	A	A
0,18	-	1,0	-	0,6	-	0,48	0,35
0,25	-	1,5	-	0,85	-	0,68	0,49
0,37	-	1,9	-	1,1	-	0,88	0,64
-	1/2	-	1,3	-	1,1	-	-
0,55	-	2,6	-	1,5	-	1,2	0,87
-	3/4	-	1,8	-	1,6	-	-
-	1	-	2,3	-	2,1	-	-
0,75	-	3,3	-	1,9	-	1,5	1,1
1,1	-	4,7	-	2,7	-	2,2	1,6
-	1-1/2	-	3,3	-	3,0	-	-
-	2	-	4,3	-	3,4	-	-
1,5	-	6,3	-	3,6	-	2,9	2,1
2,2	-	8,5	-	4,9	-	3,9	2,8
-	3	-	6,1	-	4,8	-	-
3,0	-	11,3	-	6,5	-	5,2	3,8
4	-	15	9,7	8,5	7,6	6,8	4,9
-	5	-	9,7	-	7,6	-	-
5,5	-	20	-	11,5	-	9,2	6,7
-	7-1/2	-	14,0	-	11,0	-	-
-	10	-	18,0	-	14,0	-	-
7,5	-	27	-	15,5	-	12,4	8,9
11	-	38,0	-	22,0	-	17,6	12,8
-	15	-	27,0	-	21,0	-	-
-	20	-	34,0	-	27,0	-	-
15	-	51	-	29	-	23	17
18,5	-	61	-	35	-	28	21
-	25	-	44	-	34	-	-
22	-	72	-	41	-	33	24
-	30	-	51	-	40	-	-
-	40	-	66	-	52	-	-
30	-	96	-	55	-	44	32
37	-	115	-	66	-	53	39
-	50	-	83	-	65	-	-
-	60	-	103	-	77	-	-
45	-	140	-	80	-	64	47
55	-	169	-	97	-	78	57
-	75	-	128	-	96	-	-
-	100	-	165	-	124	-	-
75	-	230	-	132	-	106	77
90	-	278	-	160	-	128	93
-	125	-	208	-	156	-	-
110	-	340	-	195	-	156	113

3 Caractéristiques des récepteurs électriques

A18

Fig. A4 (suite): Puissance nominale et courant nominal (par tension d'alimentation)

kW	hp	230 V	380 - 415 V	400 V	440- 480 V	500 V	690 V
		A	A	A	A	A	A
-	150	-	240	-	180	-	-
132	-	400	-	230	-	184	134
-	200	-	320	-	240	-	-
160	-	487	-	280	-	224	162
-	250	-	403	-	302	-	-
200	-	609	-	350	-	280	203
-	300	-	482	-	361	-	-
250	-	748	-	430	-	344	250
-	350	-	560	-	414	-	-
-	400	-	636	-	474	-	-
315	-	940	-	540	-	432	313
-	450	-	-	-	515	-	-
355	-	1061	-	610	-	488	354
-	500	-	786	-	590	-	-
400	-	1200	-	690	-	552	400
500	-	1478	-	850	-	680	493
560	-	1652	-	950	-	760	551
630	-	1844	-	1060	-	848	615
710	-	2070	-	1190	-	952	690
800	-	2340	-	1346	-	1076	780
900	-	2640	-	1518	-	1214	880
1000	-	2910	-	1673	-	1339	970

3.2 Appareils de chauffage et lampes à incandescence normales ou halogènes

Le courant consommé par un appareil de chauffage ou une lampe à incandescence est facilement déductible de la puissance nominale P_n indiquée par le constructeur (car $\cos \varphi = 1$) (voir **Fig. A5**).

Fig. A5

Intensité absorbée par les
appareils de chauffage et
d'éclairage incandescent
(normal ou halogène)

Puissance nominale (kW)	Intensité absorbée (A)			
	mono 127 V	mono 230 V	tri 230 V	tri 400 V
0,1	0,79	0,43	0,25	0,14
0,2	1,58	0,87	0,50	0,29
0,5	3,94	2,17	1,26	0,72
1	7,9	4,35	2,51	1,44
1,5	11,8	6,52	3,77	2,17
2	15,8	8,70	5,02	2,89
2,5	19,7	10,9	6,28	3,61
3	23,6	13	7,53	4,33
3,5	27,6	15,2	8,72	5,05
4	31,5	17,4	10	5,77
4,5	35,4	19,6	11,3	6,5
5	39,4	21,7	12,6	7,22
6	47,2	26,1	15,1	8,66
7	55,1	30,4	17,6	10,1
8	63	34,8	20,1	11,5
9	71	39,1	22,6	13
10	79	43,5	25,1	14,4

L'intensité du courant est donnée par :

- dans le cas d'un réseau triphasé : $I_a = \frac{P_n}{\sqrt{3}U}$ [3]
- dans le cas d'un réseau monophasé : $I_a = \frac{P_n}{U}$ [3]

où U est la tension aux bornes de l'appareil.

[3] la en ampère, U en volts, P_n en watts. Si P_n est exprimé en kW, multiplier le second membre de l'équation par 1000.

Pour une lampe, la présence de gaz halogène permet d'avoir une source lumineuse plus concentrée. Le rendement est supérieur, la durée de vie doublée.

Note : à la mise sous tension, le filament froid est à l'origine de pointes de courant intenses et brèves.

3.3 Lampes fluorescentes

3.3.1 Lampes fluorescentes avec ballast

La puissance P_n (watts) indiquée sur le tube d'un éclairage à lampe fluorescente ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.

Le courant absorbé est en fait : $I_a = \frac{P_{ballast} + P_n}{U \cos \phi}$

où U = tension aux bornes de la lampe, complète avec son ballast.

Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de P_n peut être utilisée pour les apprécier.

3.3.2 Lampes fluorescentes tubulaires classiques

La puissance en W indiquée sur le tube d'une lampe fluorescente ou à décharge ne comprend pas la puissance absorbée par le ballast.

Avec (si aucune autre indication n'est mentionnée) :

- $\cos \phi = 0,6$ sans capacité de correction^[4] du facteur de puissance (FP),
- $\cos \phi = 0,86$ avec une correction^[4] du facteur de puissance (FP) (tube simple ou tube duo),
- $\cos \phi = 0,96$ avec un ballast électronique.

Si les pertes du ballast ne sont pas mentionnées, une valeur de 25% de P_n peut être utilisée pour les apprécier.

La **Figure A6** donne directement ces valeurs pour les différents montage de ballast.

Fig. A6
Courants et puissances
consommés pour des
tubes d'éclairage
fluorescents de
dimensions courantes

Type de montage	Puissance des tubes (W) ^[a]	Courant absorbé (A) en 230 V			Long. des tubes (cm)
		Ballast magnétique		Ballast électronique	
		sans capacité de correction du FP	avec capacité de correction du FP		
Tube simple	18	0,20	0,14	0,10	60
	36	0,33	0,23	0,18	120
	58	0,50	0,36	0,28	150
Tubes duo	2 x 18		0,28	0,18	60
	2 x 36		0,46	0,35	120
	2 x 58		0,72	0,52	150

[a] Puissance en Watts indiquée sur le tube

3.3.3 Lampes fluorescentes compactes

Les lampes fluorescentes compactes ont les mêmes caractéristiques d'économie et de longévité que les lampes tubulaires. Elles sont utilisées dans les lieux publics éclairés en permanence (ex : couloirs, halls, bars, etc.) et se montent en lieu et place des lampes à incandescence. (Voir **Fig. A7**).

[4] L'expression "correction du facteur de puissance" fait souvent référence au terme de "compensation" dans la terminologie des tubes d'éclairage à décharge. Le $\cos \phi$ est approximativement de 0,95 (le passage à zéro de la tension V et du courant I est pratiquement en phase) mais le facteur de puissance est de 0,5 du fait de la forme d'onde du courant en impulsion, le courant crête étant "en retard" à chaque demi période.

3 Caractéristiques des récepteurs électriques

A20

Fig. A7

Courants et puissance consommés pour des lampes fluorescentes compactes (sous 230 V - 50 Hz)

Type de lampe	Puissance de la lampe (W)	Courant absorbé à 230 V (A)
Fluocompacte à ballast séparé	10	0,080
	18	0,110
	26	0,150
Fluocompacte à ballast intégré	8	0,075
	11	0,095
	16	0,125
	21	0,170

3.4 Lampes à décharge

La Figure A8 indique le courant consommé par un appareil complet, y compris avec son ballast.

Ces lampes utilisent le principe de la décharge électrique dans une ampoule de verre étanche remplie de gaz ou de vapeur d'un composant métallique, à pression déterminée. Ces lampes ont des durées d'allumage importantes pendant lesquelles elles consomment un courant la supérieur à leur courant nominal I_n . Leur puissance et l'intensité absorbées sont données pour les différents types de lampe (valeurs indicatives pouvant varier légèrement d'un constructeur à l'autre).

Fig. A8

Intensité absorbée par les lampes à décharge

Type de lampe (W)	Puissance absorbée (W) sous		Intensité absorbée In (A)				Allumage		Efficacité lumineuse (lumens par watt)	Durée de vie moyenne (h)	Utilisation
			FP non corrigé		FP corrigé		Ia/ In	Durée(min)			
	230 V	400 V	230 V	400 V	230 V	400 V					
Lampes à vapeur de sodium à haute pression											
50	60		0,76		0,3		1,4 à 1,6	4 à 6	80 à 120	9000	- Eclairage grands halls - Eclairage extérieur - Eclairage publique
70	80		1		0,45						
100	115		1,2		0,65						
150	168		1,8		0,85						
250	274		3		1,4						
400	431		4,4		2,2						
1000	1055		10,45		4,9						
Lampes à vapeur de sodium à basse pression											
26	34,5		0,45		0,17		1,1 à 1,3	7 à 15	100 à 200	8000 à 12000	- Eclairage des autoroutes - Eclairage de sécurité, quai de gares - Plateforme, aires de stockage
36	46,5				0,22						
66	80,5				0,39						
91	105,5				0,49						
131	154				0,69						
Lampes à vapeur de mercure + halogénure métallique (aussi appelées iodures métalliques)											
70	80,5		1		0,40		1,7	3 à 5	70 à 90	6000	Eclairage de grands espaces par projecteurs ex. : stades
150	172		1,80		0,88					6000	
250	276		2,10		1,35					6000	
400	425		3,40		2,15					6000	
1000	1046		8,25		5,30					6000	
2000	2092										
2000	2092	2052	16,50	8,60	10,50	6				2000	
Lampes à vapeur de mercure + substance fluorescente (ballon fluorescent)											
50	57		0,6		0,30		1,7 à 2	3 à 6	40 à 60	8000 à 12000	- Atelier de grande hauteur (halls, hangars) - Eclairage extérieur - Rendement faible [a]
80	90		0,8		0,45						
125	141		1,15		0,70						
250	268		2,15		1,35						
400	421		3,25		2,15						
700	731		5,4		3,85						
1000	1046		8,25		5,30						
2000	2140	2080	15		11	6,1					

[a] Remplacées par lampes à vapeur de sodium,

Nota : ces lampes sont sensibles aux creux de tension. Elles s'éteignent lorsque la tension à leurs bornes est < 50 % de leur tension nominale pour ne se rallumer qu'après un temps de refroidissement de 4 minutes.

Nota : les lampes à vapeur de sodium à basse pression ont un rendement lumineux supérieur à toute autre source existante. Cependant, leur emploi est limité par le fait qu'elles émettent une lumière jaune orangé qui dégrade le rendu des couleurs.

3.5 Lampes et luminaires à DEL

Une lampe ou un luminaire avec la technologie LED est alimenté par un driver :

- celui-ci peut être intégré dans l'ampoule (tube ou lampe de remplacement) : dans ce cas, se référer à la puissance indiquée sur la lampe,
- si le driver est séparé : dans ce cas, il est nécessaire de tenir compte de la puissance dissipée dans le driver et la puissance indiquée pour un ou plusieurs modules de LED associés.

Cette technologie présente un temps de démarrage très court. D'autre part, le courant d'appel à la mise sous tension est généralement très supérieur à celui des lampes fluorescentes avec ballast électronique.

Remarque: La puissance en watts indiquée sur le module LED avec un driver séparé ne comprend pas la puissance dissipée dans le driver. (cf. Fig. A8b).

Fig. A8b
Principales
caractéristiques des
lampes et luminaires à
LED

Puissance absorbée en 230 V (W)	Facteur de puissance	Démarrage			Efficacité lumineuse (lumen/ watt)	Durée de vie moyenne (h)	Utilisation
		Courant d'appel Ip/In	Durée du courant d'appel (µs)	Temps total de démarrage (s)			
3 à 400 W	> 0,9	Jusqu'à 250	< 250	< 0,5 à 1	100 à 140	20000 à 50000	Toutes les applications d'éclairage dans tous les domaines (logement, bâtiments commerciaux et industriels, infrastructures))

4 La puissance d'une installation électrique

A22

Afin de concevoir une installation, il est nécessaire d'estimer le plus justement possible la puissance maximale (puissance d'utilisation) que devra fournir le distributeur d'énergie.

Baser le calcul de la puissance d'utilisation simplement sur la somme arithmétique des puissances de tous les récepteurs installés existerait à des résultats économiquement extraordinairement surévalués et serait en terme d'ingénierie d'une mauvaise pratique.

L'objet de ce chapitre est de fournir une méthodologie pour l'estimation de la puissance d'utilisation. Il est nécessaire, pour cette estimation, d'évaluer quelques facteurs prenant en compte :

- la diversité (le non fonctionnement simultané de tous les récepteurs pour un groupe donné),
- le niveau d'utilisation réel des récepteurs installés (par exemple un moteur électrique n'est généralement pas utilisé à sa pleine capacité de charge, etc.),
- le niveau d'utilisation prévisionnel des récepteurs installés et des extensions de charges possibles.

Les valeurs données sont basées sur l'expérience et sur des enregistrements réalisés sur des installations existantes. En plus de fournir une base de données pour le calcul de l'installation de chaque circuit, la méthodologie proposée permet, à partir de ces calculs de base, de fournir une valeur globale pour la puissance d'utilisation de l'installation, sur laquelle peut être spécifié le cahier des charges du système de fourniture en énergie (réseaux de distribution, transformateur MT/BT, ou groupe électrogène).

4.1 Puissance installée (kW)

Ne pas confondre la puissance installée et la puissance d'utilisation.

La puissance installée (kW) est la somme des puissances nominales de tous les récepteurs de l'installation.

L'indication de la puissance nominale (P_n) est marquée sur la plupart des appareils et équipements électriques. En pratique, la puissance nominale n'est pas toujours la puissance réellement consommée par le récepteur. Par exemple, dans le cas :

- d'un moteur électrique, la puissance nominale correspond à la puissance de sortie sur son arbre. La puissance d'entrée consommée est évidemment plus importante,
- de lampes fluorescentes et de lampes à décharge, qui ont un ballast stabilisateur, la puissance nominale indiquée sur la lampe (qui est celle consommée par la lampe seule) est inférieure à la puissance consommée par la lampe et son ballast.

Les méthodes d'évaluation des consommations réelles de puissance pour les moteurs et les appareils d'éclairage sont décrites dans la Section 3 de ce chapitre.

La puissance installée (kW) est la donnée significative pour le choix du dimensionnement d'un groupe électrogène ou de batteries et quand des exigences de fonctionnement uni horaire sont à considérer.

4.2 Puissance absorbée P_a (kVA)

La puissance (apparente) absorbée P_a par une charge (qui peut être un simple appareil) est obtenue à partir de sa puissance nominale (corrigée si nécessaire, comme indiqué ci-dessus pour les appareils d'éclairage, etc.) et de l'application des coefficients suivants :

η = rendement unitaire = kW sortie/kW entrée

$\cos \varphi$ = facteur de puissance = kW entrée/kVA entrée

La puissance apparente consommée de la charge $P_a = P_n / (\eta \times \cos \varphi)$

De cette valeur se déduit le courant à pleine charge absorbé I_a ^[5] :

$$\bullet I_a = \frac{P_a \times 10^3}{V}$$

pour une charge monophasée connectée entre phase et neutre

$$\bullet I_a = \frac{P_a \times 10^3}{\sqrt{3} \times U}$$

pour une charge triphasée :

V = tension phase-neutre (volts)

U = tension phase-phase (volts)

La puissance absorbée (puissance apparente installée) est souvent supposée être la somme arithmétique des puissances apparentes de chaque récepteur (cette sommation est exacte si toutes les charges ont le même facteur de puissance).

[5] Pour une plus grande précision, les facteurs d'utilisation maximale doivent être pris en compte comme expliqué page suivante en 4.3.

Cependant, il est souvent fait une simple sommation arithmétique pour des raisons pratiques. De fait, la valeur de la puissance apparente obtenue est supérieure à la valeur de la puissance absorbée, la différence représente une "marge sur conception" acceptable.

Quand les caractéristiques de quelques ou de tous les récepteurs ne sont pas connues, les valeurs indiquées sur la **Figure A9** peuvent être utilisées pour estimer très approximativement les VA consommés (les charges individuelles sont généralement trop petites pour être exprimées en kVA ou en kW). Pour les appareils d'éclairage, les estimations sont basées sur une surface au sol de 500 m².

Fig. A9
Estimation des puissances installées

Eclairage fluorescent (compensé à cos $\varphi = 0,86$)		
Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²) tube fluorescent avec réflecteur industriel ^[a]	Eclairement moyen (lux = lm/m ²)
Voies de circulation, aires de stockage, sans travail continu	7	150
Gros travaux : fabrication/ assemblages de grosses pièces	14	300
Travaux courants : travail de bureau	24	500
Travaux fins : bureaux de dessins, ateliers de montage de précision	41	800
Force motrice		
Type d'exploitation	Puissance estimée (VA/m ²)	
Centrale de pompage air comprimé	3 à 6	
Ventilation des locaux	23	
Chauffage électrique par convecteur : maison individuelle	115 à 146	
appartement	90	
Bureaux	25	
Atelier d'expédition	50	
Atelier de montage	70	
Atelier d'usinage	300	
Atelier de peinture	350	
Atelier de traitement thermique	700	

[a] Exemple : tube 65 W (ballast non compris), flux 5100 lumens (lm), efficacité lumineuse du tube = 78,5 lm / W.

4.3 Puissance d'utilisation Pu (kVA)

Les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (ks) et d'utilisation (ku) permettent de calculer la puissance d'utilisation (kVA). La puissance d'utilisation sert à dimensionner l'installation pour la souscription du contrat de fourniture d'énergie électrique.

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité (ks) et d'utilisation (ku) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation Pu (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes pondérées.

La puissance d'utilisation Pu est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau public BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

4.3.1 Facteur d'utilisation maximale (ku)

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.

Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

Pour la charge d'un véhicule électrique, le facteur d'utilisation sera systématiquement estimé à 1. Le temps de charge complète des batteries est en effet très long (plusieurs heures) et un circuit dédié alimentant la station de charge ou le boîtier mural sera requis par les normes.

4.3.2 Facteur de diversité - Facteur de simultanéité (ks)

Par expérience, on sait que dans la pratique, toutes les charges d'une installation donnée ne fonctionnent jamais simultanément. Il y a toujours un certain degré de diversité dont on tient compte par l'utilisation d'un facteur (ks).

Ce facteur est défini comme suit dans la CEI 60050 - Vocabulaire Electrotechnique International:

- Facteur de simultanéité : rapport, exprimé en valeur numérique ou en %, de la puissance maximale appelée par un ensemble de clients ou un groupe d'appareils électriques, au cours d'une période déterminée, à la somme des puissances maximales individuelles appelées pendant la même période. Conformément à cette définition, la valeur est toujours ≤ 1 et peut être exprimée en pourcentage.
- Facteur de diversité : inverse du facteur de simultanéité. Cela signifie qu'il sera toujours ≥ 1 .

Remarque : dans la pratique, le terme le plus couramment utilisé est le facteur de diversité, mais il est utilisé en remplacement du facteur de simultanéité. Il sera donc toujours ≤ 1 .

Le facteur ks est appliqué à chaque groupe de charges (par exemple, alimenté à partir d'un tableau de distribution ou de sous-distribution).

Les tableaux suivants sont issus de normes ou de guides locaux, et non de normes internationales. Ils ne doivent être utilisés que comme exemples de détermination de ces facteurs.

4.3.3 Facteur de simultanéité pour un immeuble

Quelques valeurs typiques sont indiquées en **Figure A10** et sont applicables aux abonnés domestiques alimentés en triphasé 4 fils 230/400V.

Dans le cas d'abonnés utilisant le chauffage électrique par accumulation, le facteur conseillé est de 0,8 quel que soit le nombre d'abonnés.

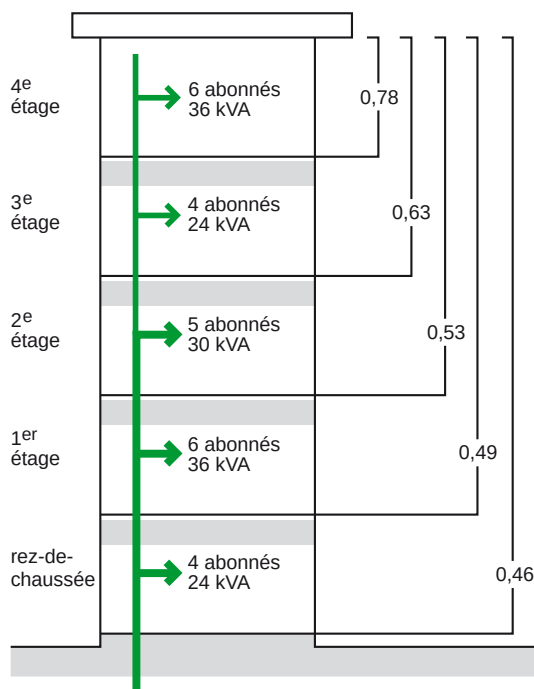
Fig. A10
Facteur de simultanéité
dans un immeuble
d'habitation

Nombre d'abonnés	Facteur de simultanéité (ks)
2 à 4	1
5 à 9	0,78
10 à 14	0,63
15 à 19	0,53
20 à 24	0,49
25 à 29	0,46
30 à 34	0,44
35 à 39	0,42
40 à 49	0,41
50 et au-dessus	0,38

Exemple (cf. Fig. A11) :

Fig. A11

Application du facteur de simultanéité (k_s) à un immeuble de 4 étages + rez-de-chaussée (correspondant à la norme NF C 14-100)



Immeuble 4 étages + rez-de-chaussée, 25 abonnés de 6 kVA chacun.

Pour une puissance installée de $36 + 24 + 30 + 36 + 24$ soit 150 kVA, la puissance nécessaire est de : $150 \times 0,46 = 69$ kVA.

A partir du tableau reproduit en Figure A10, il est possible de déterminer l'intensité I des différentes parties de la canalisation collective. Pour les colonnes alimentées à leur partie inférieure, la section des conducteurs peut décroître depuis le pied jusqu'au sommet.

Ces changements de section doivent être espacés d'au moins 3 étages.

Dans notre exemple, I au rez-de-chaussée est de :

$$\frac{150 \times 0,46 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 100,4$$

Is au 3^e étage est de :

$$\frac{(36 + 24) \times 0,63 \times 10^3}{400\sqrt{3}} = 55,4$$

4.3.4 Facteur de diversité assigné pour tableaux de distribution

Les normes CEI 61439-1 et 2 définissent de façon similaire le facteur de diversité assigné pour les tableaux de distribution (dans ce cas, toujours ≤ 1).

La CEI 61439-2 indique également que, en l'absence d'un accord entre le fabricant d'ensemble (tableautier) et l'utilisateur concernant les courants réels de charge (facteurs de diversité), la charge supposée des départs de l'ensemble ou du groupe de départs peut être basée sur les valeurs de la **Figure A12**.

Si les circuits sont principalement dédiés à l'éclairage, il est prudent d'adopter des valeurs k_s proches de l'unité.

Fig. A12

Facteur de simultanéité pour armoire de distribution (CEI 61439 et NF C 63-410)

Type de charge	Facteur de charge supposé
Distribution - 2 et 3 circuits	0,9
Distribution - 4 et 5 circuits	0,8
Distribution - 6 à 9 circuits	0,7
Distribution - 10 circuits ou plus	0,6
Organe de commande électrique	0,2
Moteurs ≤ 100 kW	0,8
Moteurs > 100 kW	1,0

4.3.5 Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation

La **Figure A13** indique les valeurs du facteur k_s pouvant être utilisées sur des circuits alimentant des types de charges les plus courantes.

Fig. A13

Facteur de simultanéité
en fonction de l'utilisation
(UTE C15.105 table AC)

Utilisation	Facteur de simultanéité (k_s)
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0,1 à 0,2 ^[a]
Ascenseur et monte-charge ^[b]	
Pour le moteur le plus puissant	1
Pour le moteur suivant	0,75
Pour les autres	0,60

[a] Dans certains cas, notamment les installations industrielles, ce facteur peut être plus élevé.

[b] Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

4.4 Exemple d'application des facteurs k_u et k_s

La **Figure A14** ci-dessous montre un exemple d'estimation de la valeur de la puissance d'utilisation à tous les niveaux d'une installation, à partir des charges jusqu'au point d'alimentation.

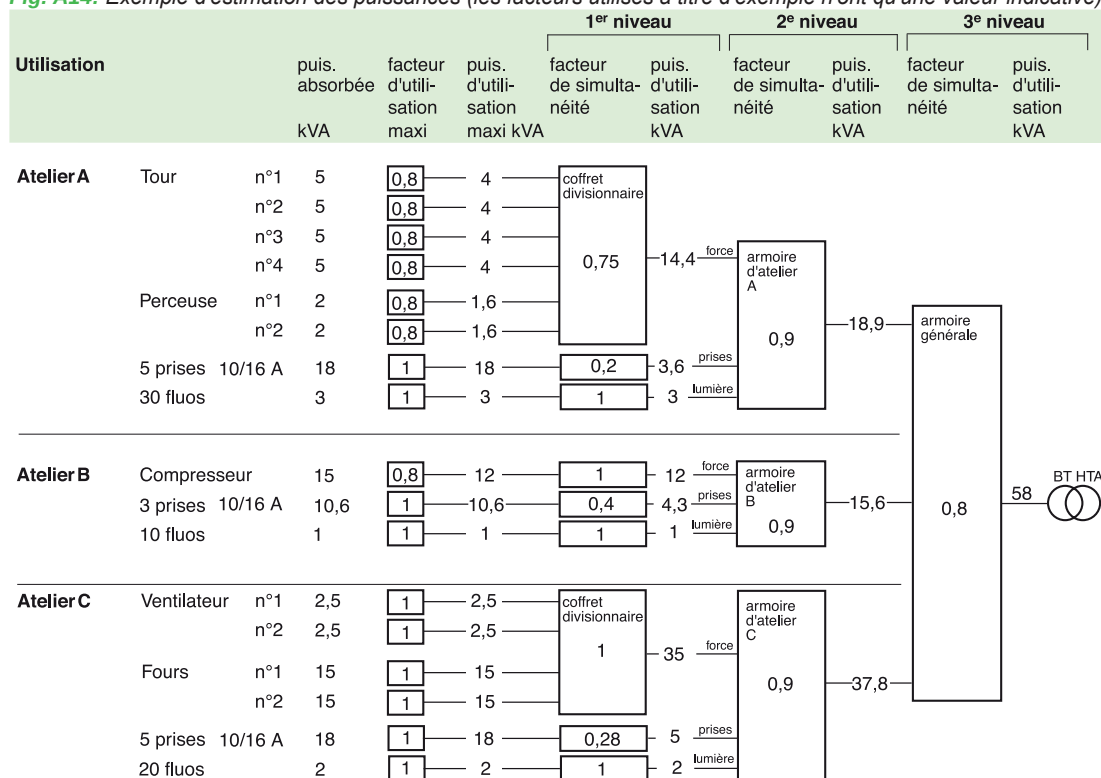
Dans cet exemple, à la somme des puissances absorbées de 126,6 kVA correspond une puissance d'utilisation aux bornes du transformateur de 58 kVA seulement.

Note : pour la détermination des canalisations, le courant d'emploi découle directement de la puissance d'utilisation en triphasé :

$$I = \frac{kVA \times 10^3}{U\sqrt{3}}$$

où kVA est la valeur de la puissance d'utilisation triphasée indiquée sur le diagramme pour le circuit concerné et U est la tension phase-phase (en volts).

Fig. A14: Exemple d'estimation des puissances (les facteurs utilisés à titre d'exemple n'ont qu'une valeur indicative)



4.5 Choix de la puissance nominale du transformateur

Quand une installation doit être alimentée par un transformateur MT/BT et que la puissance d'utilisation de l'installation a été déterminée, un dimensionnement approprié du transformateur peut être déterminé en tenant compte (Voir **Fig. A15**) :

- des possibilités d'amélioration du facteur de puissance de l'installation (Voir [Compensation d'énergie réactive](#)),
- des extensions prévisibles de l'installation,
- des contraintes d'installation (température...),
- et des puissances nominales existantes.

Fig. A15

*Puissances apparentes
normalisées des
transformateurs MT/BT
triphasés et intensités
nominales
correspondantes*

Puissance apparente kVA	In (A)	
	237 V	410 V
100	244	141
160	390	225
250	609	352
315	767	444
400	974	563
500	1218	704
630	1535	887
800	1939	1127
1000	2436	1408
1250	3045	1760
1600	3898	2253
2000	4872	2816
2500	6090	3520
3150	7673	4436

L'intensité nominale du transformateur triphasé s'obtient à partir de sa puissance P et de la tension secondaire à vide par :

$$I_n = \frac{P \times 10^3}{U \sqrt{3}}$$

avec

- P : puissance du transformateur en kVA,
- U : tension secondaire à vide (237 ou 410 V),
- In en ampères.

En monophasé :

$$I_n = \frac{P \times 10^3}{V}$$

avec :

- V = tension entre les bornes BT à vide (en volts)

Formules simplifiées :

- pour 400 V (en charge triphasé) : $I_n = P \text{ (kVA)} \times 1,4$

Les normes pour les transformateurs de puissance sont les normes internationales CEI 60076, 60551 et 60726 et les normes françaises NFC 52-100, 52-161 et 52-726.

4.6 Quelle source d'alimentation choisir ?

L'importance de maintenir une continuité de fourniture de l'énergie soulève la question de l'utilisation d'une alimentation de remplacement. Le choix et les caractéristiques de ces alimentations sont décrits au chapitre [Bien choisir une architecture de distribution électrique](#).

Pour la source principale, il reste à faire le choix de l'alimentation par un réseau moyenne tension ou par un réseau basse tension.

En pratique, le raccordement à un réseau MT peut être nécessaire lorsque les puissances absorbées par les récepteurs excèdent (ou éventuellement sont prévues d'excéder) une certaine valeur - généralement égale à 250 kVA - ou, si la qualité de service recherchée est incompatible, avec une fourniture basse tension.

Toutefois si l'installation risque de perturber le réseau de distribution publique, le distributeur peut orienter l'exploitant vers le raccordement en moyenne tension.

L'alimentation MT n'est pas sans intérêt ; en effet, l'abonné MT :

4 La puissance d'une installation électrique

A28

- n'est pas gêné par les autres abonnés, ce qui peut être le cas en BT,
- est libre de choisir le schéma de liaison à la terre,
- bénéficie d'une tarification plus économique,
- peut faire face à une très forte augmentation de puissance.

Il faut toutefois noter que :

- l'abonné est le propriétaire du poste MT/BT et, dans certains pays, il doit le construire et l'équiper à ses frais. Le distributeur peut dans certains cas participer à l'investissement au niveau de la ligne MT,
- souvent, une partie des coûts du raccordement peut être récupérée, par le premier abonné par exemple, si un second abonné se raccorde au réseau MT sous un certain délai par le raccordement initial du premier abonné,
- l'abonné n'a accès qu'à la cellule BT, l'accès à la partie MT étant réservé au distributeur (relevés des compteurs, manœuvres, etc.). Dans certains pays, les disjoncteurs de protection MT (ou les interrupteurs fusibles en charge) peuvent être manœuvrés par l'abonné,
- le type de poste et son emplacement sont choisis en accord avec le distributeur.

De plus en plus de sources d'énergie renouvelables telles que les panneaux photovoltaïques sont utilisées pour alimenter les installations électriques basse tension. Dans certains cas, ces panneaux photovoltaïques sont connectés en parallèle avec le réseau du Distributeur ou ces panneaux photovoltaïques sont utilisés en mode autonome sans connexion au réseau public. La conversion de courant continu à alternatif est alors nécessaire car les panneaux photovoltaïques produisent du courant continu. (Voir [Les installations photovoltaïques](#)).

Chapitre B

Raccordement au réseau de distribution publique MT

1	L'alimentation en Moyenne Tension	B2
	1.1 Principales exigences pour l'alimentation en moyenne tension et architectures typiques	B2
	1.2 Valeurs de tension et courant en MT selon les normes CEI	B5
	1.3 Différents types d'alimentation MT	B5
	1.4 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT	B8
2	Réalisation d'un poste de livraison MT	B12
	2.1 Informations préalables (valable uniquement pour la solution 2)	B12
	2.2 Etude de projet	B13
	2.3 Réalisation	B13
	2.4 Mise en service	B13
3	Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques	B15
	3.1 Principe général de la protection contre les chocs électriques dans les installations électriques	B15
	3.2 Protection des transformateurs et des circuits	B19
	3.3 Protection d'un transformateur MT / BT par disjoncteur	B24
	3.4 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)	B29
4	Le poste de livraison à comptage BT	B34
	4.1 Fonctions du poste de livraison à comptage BT	B34
	4.2 Choix des équipements du poste de livraison à comptage BT	B37
	4.3 Choix de la cellule de protection du transformateur MT/BT	B39
	4.4 Choix du transformateur MT/BT	B40
	4.5 Instructions pour l'utilisation des équipements MT	B45
5	Le poste de livraison à comptage MT	B47
	5.1 Fonctions du poste de livraison à comptage MT	B47
	5.2 Choix des équipements du poste de livraison à comptage MT	B48
	5.3 Mise en parallèle de transformateurs	B52
6	Types et constitution des postes de livraison MT/BT	B54
	6.1 Postes d'intérieur avec cellules sous enveloppes métalliques	B54
	6.2 Postes d'extérieur	B56
	6.3 Ventilation des postes	B59
7	Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle	B62
	7.1 Générateurs en fonctionnement autonome, sans mise en parallèle avec le réseau d'alimentation	B62
	7.2 Générateurs fonctionnant en parallèle avec le réseau de distribution	B63

B1

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B2

Le terme "moyenne tension" (MT) est habituellement utilisé pour désigner les réseaux de distribution de tensions supérieures à 1 kV et allant généralement jusqu'à 52 kV^[1]. Pour des raisons techniques et économiques, la tension nominale des réseaux de distribution moyenne tension dépasse rarement 35 kV.

Dans ce chapitre, les réseaux de tension nominale inférieure ou égale à 1000 V sont désignés par réseaux basse tension (BT).

Le raccordement d'une installation électrique à un réseau de distribution d'électricité MT est toujours réalisé au moyen d'un poste MT dédié, habituellement qualifié de "poste principal". En fonction de sa taille et de critères spécifiques liés principalement aux charges (tension nominale, nombre, puissance, emplacement, etc.), l'installation peut comprendre des sous-stations supplémentaires qualifiées de "postes secondaires". Les emplacements de ces postes sont soigneusement choisis afin d'optimiser le coût lié aux câbles MT et BT. Ils sont alimentés à partir du poste principal par le circuit interne MT.

Généralement, la plupart des consommateurs sont alimentés en basse tension au moyen de transformateurs abaisseurs MT / BT. Les charges importantes telles que les moteurs asynchrones de plus de 1 MW environ sont alimentés en MT. Seules les installations en BT sont considérées dans le présent guide.

Les transformateurs de puissance MT / BT abaisseurs sont indifféremment situés soit dans le poste principal, soit dans les postes secondaires. Les petites installations peuvent comprendre un seul transformateur MT / BT installé dans le poste principal dans la plupart des cas.

Un poste principal comprend cinq fonctions de base :

- **Fonction 1** : raccordement au réseau public MT,
- **Fonction 2** : protection générale de l'installation,
- **Fonction 3** : alimentation et protection des transformateurs de puissance MT / BT situés dans le poste,
- **Fonction 4** : alimentation et protection de la distribution interne MT,
- **Fonction 5** : comptage.

Pour les installations comprenant un seul transformateur MT / BT, la protection générale et la protection du transformateur sont fusionnées.

Le comptage peut être effectué soit au niveau MT soit au niveau BT. Il est autorisé au niveau BT pour toute installation comprenant un seul transformateur MT / BT, à condition que la puissance nominale du transformateur reste en dessous de la limite fixée par le distributeur local d'électricité.

En plus des exigences fonctionnelles, la construction des postes principaux et secondaires doit se conformer aux normes et règles locales dédiées à la protection des personnes. Les recommandations de la CEI devraient également être prises en considération en toutes circonstances.

1.1 Principales exigences pour l'alimentation en moyenne tension et architectures typiques

Les caractéristiques de l'équipement électrique (appareillage de coupure, transformateurs, etc...) installé dans les postes sont déterminées par les valeurs nominales de la tension et du courant du réseau de distribution qui alimente l'installation :

- U_r : tension nominale, valeur efficace en kV,
- U_d : tension nominale d'isolement pendant 1 mn, valeur efficace en kV,
- U_p : tension assignée de tenue au choc de foudre, valeur de crête en kV,
- U_n : tension de service, valeur efficace en kV.

Comme la tension nominale U_r représente la valeur maximale de la "plus haute tension réseau" pour lesquels l'équipement peut être utilisé, la tension de service U_n existant réellement dans le réseau, y compris ses variations possibles, doit rester inférieure à la tension nominale.

- I_r : courant assigné, valeur efficace en A,
- I_k : courant de courte durée admissible, valeur efficace en kA,
- I_p : courant nominal de crête, valeur de crête en kA.

Compte tenu des exigences précédentes et des usages courants, quatre architectures typiques peuvent être définies pour une installation électrique raccordée à un réseau de distribution d'électricité MT :

- **Fig. B1** : un seul transformateur d'alimentation MT/BT avec comptage au niveau BT,

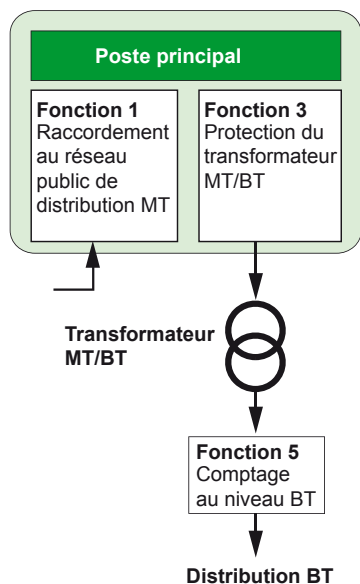
[1] Selon la CEI, il n'y a pas de frontière claire entre moyenne et haute tension. Des facteurs locaux et historiques peuvent jouer un rôle, et les limites sont généralement comprises entre 30 et 100 kV (voir VEI 601-01-28). La publication CEI 62271-1 "Appareillage à Haute Tension - spécifications communes" incorpore une note dans son champ d'application : "Pour l'utilisation de la présente norme, la haute tension (voir VEI 601-01-27) est la tension assignée supérieure à 1000 V. Cependant, le terme moyenne tension (voir VEI 601-01-28) est communément utilisé pour les réseaux de distribution avec des tensions supérieures à 1 kV et est généralement appliqué pour des tensions inférieures ou égales à 52 kV".

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B3

Fig. B1

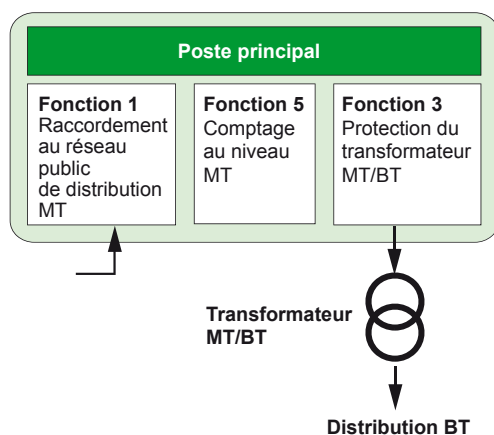
Installation comprenant un seul transformateur de puissance MT / BT avec comptage au niveau BT



- **Fig. B2** : un seul transformateur d'alimentation MT/BT avec comptage au niveau MT,

Fig. B2

Installation comprenant un seul transformateur de puissance MT / BT avec comptage au niveau MT



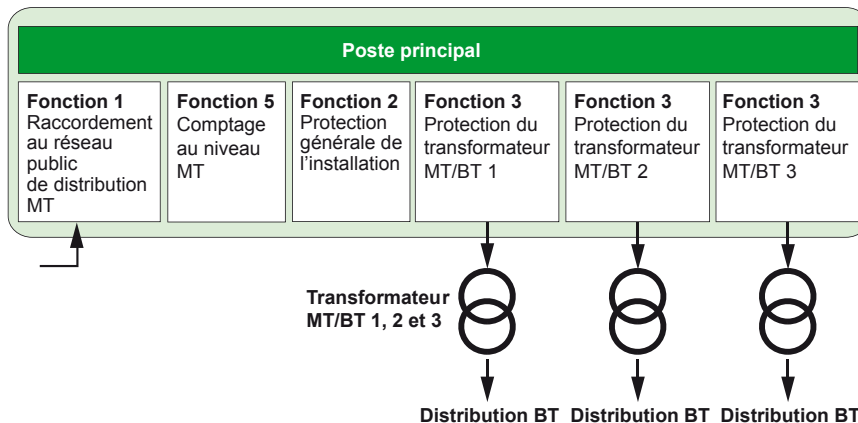
- **Fig. B3** : plusieurs transformateurs MT/BT, tous situés dans le poste principal,

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B4

Fig. B3

Installation comprenant plusieurs transformateurs MT / BT, tous situés dans le poste principal

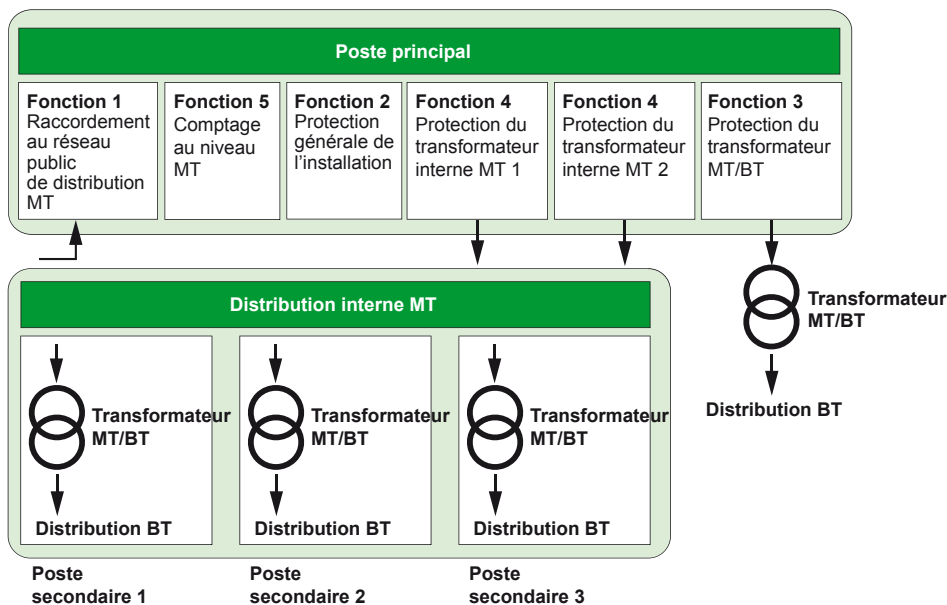


- **Fig. B4** : plusieurs postes secondaires alimentés par une distribution interne MT.

La plupart des transformateurs MT / BT sont situés dans les postes secondaires. Certains d'entre eux sont installés dans le poste principal si nécessaire.

Fig. B4

Installation comprenant plusieurs postes secondaires alimentés par une distribution interne MT



Les exigences fonctionnelles et de sécurité définies ci-dessus sont détaillées dans ce chapitre, dans les sous-alinéas suivants :

- [Tensions et courants selon les normes CEI](#) , [Différents types d'alimentation MT](#) , [aspects pratiques concernant les réseaux de distribution MT](#) ,
- [Procédure pour la création d'un nouveau poste](#) ,
- [Protection contre les risques électriques, défauts et dysfonctionnements](#) ,
- [Poste client avec comptage BT](#) ,
- [Poste client avec comptage MT](#) ,
- [Types et constitution des postes de livraison MT/BT](#) ,
- [Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle](#) .

La méthodologie de sélection d'une architecture pour une installation électrique MT / BT est détaillée dans le chapitre [Bien choisir une architecture de distribution électrique](#) .

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B5

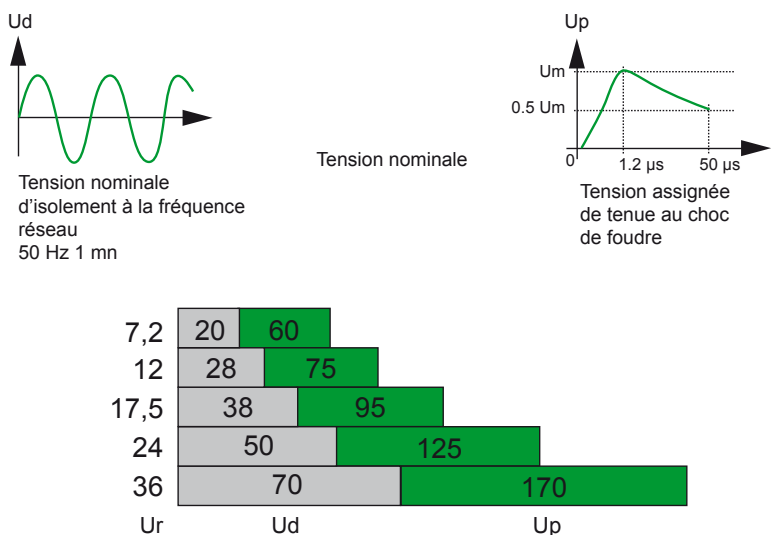
1.2 Valeurs de tension et courant en MT selon les normes CEI

1.2.1 Valeurs nominales de tension selon CEI 60071-1 : "Coordination de l'isolement – Partie 1 : Définitions, principes et règles"

(voir Fig. B5)

- U_r , tension nominale, valeur efficace en kV : ceci est la valeur maximale de la tension efficace que l'équipement peut supporter de façon permanente. 24 kV par exemple.
- U_d , tension nominale d'isolement à la fréquence réseau pendant 1 mn, valeur efficace en kV : définit le niveau de surtension que l'équipement peut supporter pendant 1 mn. 50 kV par exemple.
- U_p : tension assignée de tenue au choc de foudre, valeur de crête en kV : définit le niveau de surtension de foudre que l'équipement peut supporter. 125 kV crête par exemple.
- La tension de service, U_n , valeur efficace en kV est la tension à laquelle le réseau de distribution d'électricité MT est exploité. Par exemple, certains réseaux sont exploités à $U_n = 20$ kV. Dans ce cas, la tension nominale de l'appareillage installé doit être d'au moins 24 kV.

Fig. B5
Exemples de valeurs
normalisées U_r , U_d , U_p



1.2.2 Valeurs nominales de courant selon IEC 60909: "Courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif"

- I_r , Valeur efficace assignée de courant, en A : valeur du courant que l'équipement peut supporter de façon permanente sans dépasser l'élévation de température autorisée par les normes. 630 A eff. par exemple.
- I_k , Courant de courte durée admissible, valeur efficace, en kA : valeur du courant de court-circuit que l'équipement peut supporter pendant une période déterminée. Il est défini en kA pendant 1 s en général, et parfois 3 s. Il est utilisé pour définir la tenue thermique de l'équipement. 12 kA eff. 1s par exemple.
- I_p , Courant de crête assigné admissible, valeur de crête, kA : valeur de crête du courant de court-circuit que l'équipement peut supporter. Il est utilisé pour définir la tenue électrodynamique de l'équipement, 30 kA crête par exemple.

1.3 Différents types d'alimentation MT

En fonction de la structure du réseau moyenne tension, les schémas d'alimentation peuvent être des types suivants.

1.3.1 Raccordement sur un réseau radial MT : simple dérivation

En France, le poste haut de poteau (voir [Postes d'extérieur](#)) ne comporte pas d'appareillage à moyenne tension. Le transformateur du poste est le plus souvent auto-protégé ; sa puissance est limitée à 160 kVA.

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B6

Le poste est alimenté par une dérivation du réseau radial (aérien ou câble), aussi appelé réseau en antenne, de distribution moyenne tension. Ce type de réseau permet une alimentation unique pour les récepteurs (cf. **Fig. B6-A**).

Le poste comporte, en règle générale, une cellule arrivée et protection générale par interrupteur-sectionneur et fusibles avec des sectionneurs de mise à la terre, comme indiqué en **Figure B6-B**.

Dans certains pays un transformateur monté sur poteau, sans interrupteur-sectionneur ou fusibles (installés sur le poteau), constitue le "poste". Ce type de distribution est très courant dans les zones rurales. Les dispositifs de protection et de manœuvre sont éloignés du transformateur et commandent généralement une ligne aérienne principale sur laquelle sont connectées des lignes aériennes secondaires.

1.3.2 Raccordement sur une boucle MT : coupure d'artère

L'alimentation du poste est insérée en série sur la ligne du réseau de distribution [moyenne tension en boucle](#), et permet le passage du courant de la ligne via un jeu de barres. Ce type de raccordement permet deux alimentations possibles pour les récepteurs (cf. **Fig. B6-D**).

Le poste comporte 2 arrivées avec interrupteur-sectionneur, insérées sur la boucle et connectées à un jeu de barres. Ces appareillages sont équipés de sectionneurs de mise à la terre.

Tous les interrupteurs et les sectionneurs de mise à la terre ont un pouvoir assigné de fermeture permettant leur fermeture sur le courant de court-circuit du réseau.

Les interrupteurs peuvent être motorisés, permettant ainsi un pilotage à distance par le distributeur d'énergie (motorisation de type 2 ENEDIS)

Ce schéma permet à l'utilisateur de bénéficier d'une alimentation fiable à partir de deux départs MT, ce qui limite les temps d'interruption en cas de défaut ou de travaux sur le réseau du distributeur.

Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux souterrains de distribution publique MT, en zone urbaine.

1.3.3 Raccordement sur deux câbles MT en parallèle : double dérivation

En France ce type d'alimentation, avec automatisme de permutation (PASA) est utilisé, voire exigé, pour certaines installations à activité critique comportant une nécessité de double alimentation (ex. : hôpitaux).

Lorsqu'il est possible de disposer de deux câbles souterrains en parallèle pour alimenter un poste, on utilise un tableau MT similaire à celui du poste en coupure d'artère (cf. **Fig. B6-C**).

La principale différence avec le poste en coupure d'artère est que les deux interrupteurs-sectionneurs sont inter-verrouillés de façon à ce qu'un seul d'entre eux puisse être fermé à la fois, sa fermeture interdisant celle de l'autre interrupteur.

En cas de perte de l'alimentation, l'interrupteur d'arrivée correspondant doit être ouvert et l'inter-verrouillage doit permettre de fermer l'interrupteur qui était ouvert.

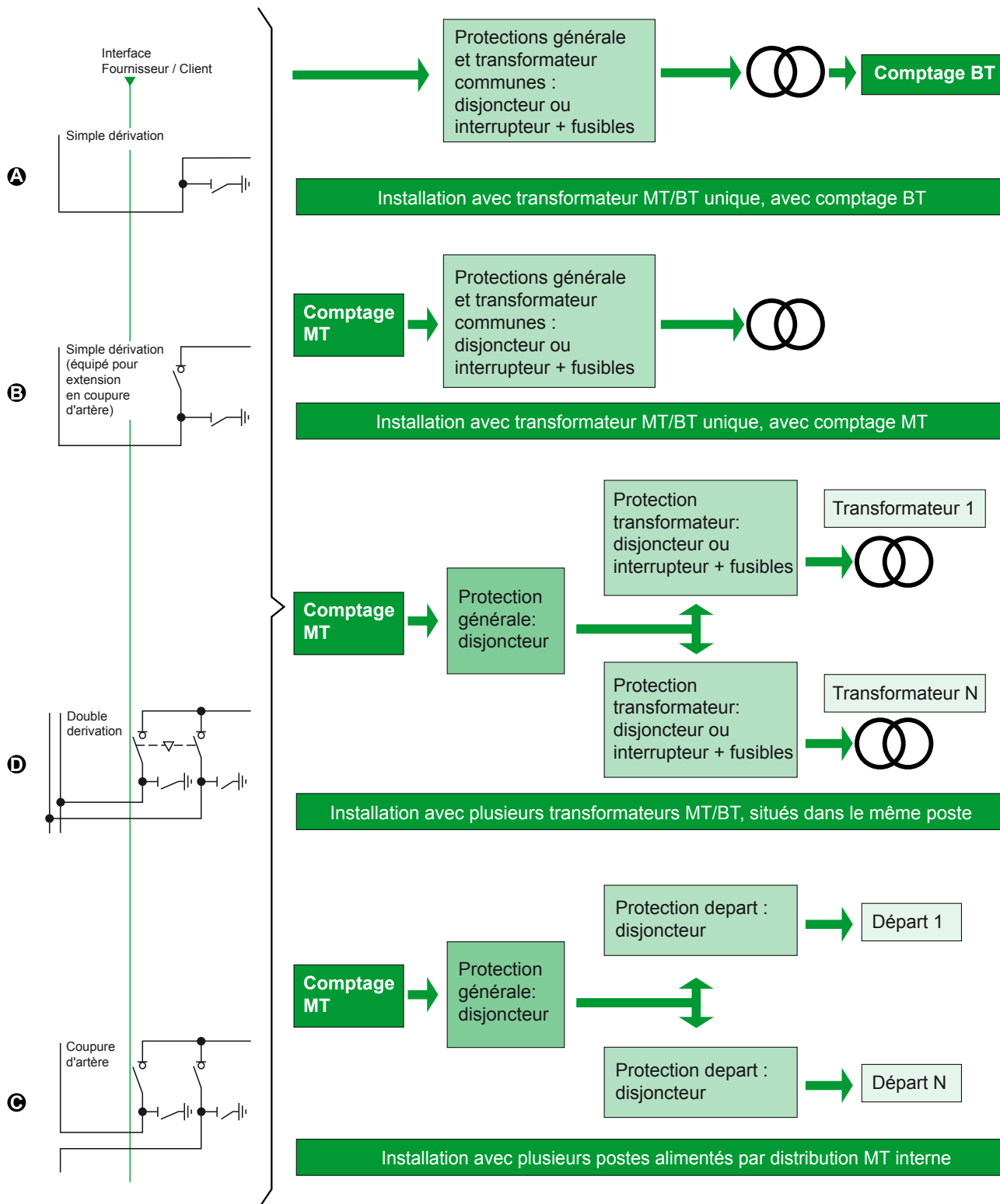
Cette séquence peut être réalisée de façon manuelle ou automatique.

Les domaines d'utilisation de ce schéma sont les réseaux de certaines villes à forte densité ou en extension alimentés par câbles souterrains.

1 L'alimentation en Moyenne Tension

Fig. B6: Différents types d'alimentation MT. [A]: simple dérivation. [B]: simple dérivation, équipé pour extension en coupure d'artère. [C]: coupure d'artère. [D]: double dérivation.

B7



1 L'alimentation en Moyenne Tension

B8

1.4 Quelques aspects pratiques des réseaux de distribution MT

1.4.1 Réseaux aériens

Sous l'action du vent, du gel..., les conducteurs peuvent entrer en contact et entraîner un court-circuit momentané (non permanent).

La fissuration d'isolateurs en céramiques ou en verre par des débris portés par des vents ou des tirs sans précaution d'armes, ou encore des surfaces d'isolateurs avec de forts dépôts de pollution, peuvent entraîner un court-circuit à la terre.

Beaucoup de ces défauts sont auto-extincteurs. Par exemple, en environnement sec, des isolateurs cassés peuvent demeurer en service sans être détectés, mais ils provoqueront vraisemblablement un amorçage à la terre (ex. : par un support métallique) lors d'une pluie violente. En outre, des surfaces d'isolateur recouvertes par de forts dépôts de pollution provoquent généralement un amorçage à la terre dans des conditions humides.

Le passage du courant de défaut se traduit alors presque systématiquement par un arc électrique, dont la chaleur intense sèche le chemin du courant et, dans une certaine mesure, rétablit ses propriétés d'isolement. Dans le même temps les dispositifs de protection ont généralement fonctionné pour éliminer le défaut, par fusion de fusibles ou déclenchement de disjoncteur.

L'expérience montre que, dans la grande majorité des cas, le remplacement des fusibles ou la refermeture du disjoncteur restaure l'alimentation.

Pour cette raison, il est possible d'améliorer considérablement la continuité de service des réseaux aériens en utilisant des disjoncteurs équipés d'automatismes de ré-enclenchement sur les départs concernés.

Ces automatismes permettent un certain nombre de manœuvres de refermeture si un premier essai ne réussit pas, avec des temporisations réglables entre essais successifs (de façon à permettre la dé-ionisation de l'air au niveau du défaut) avant que la fermeture finale du disjoncteur n'intervienne après tous (en général trois) les essais infructueux.

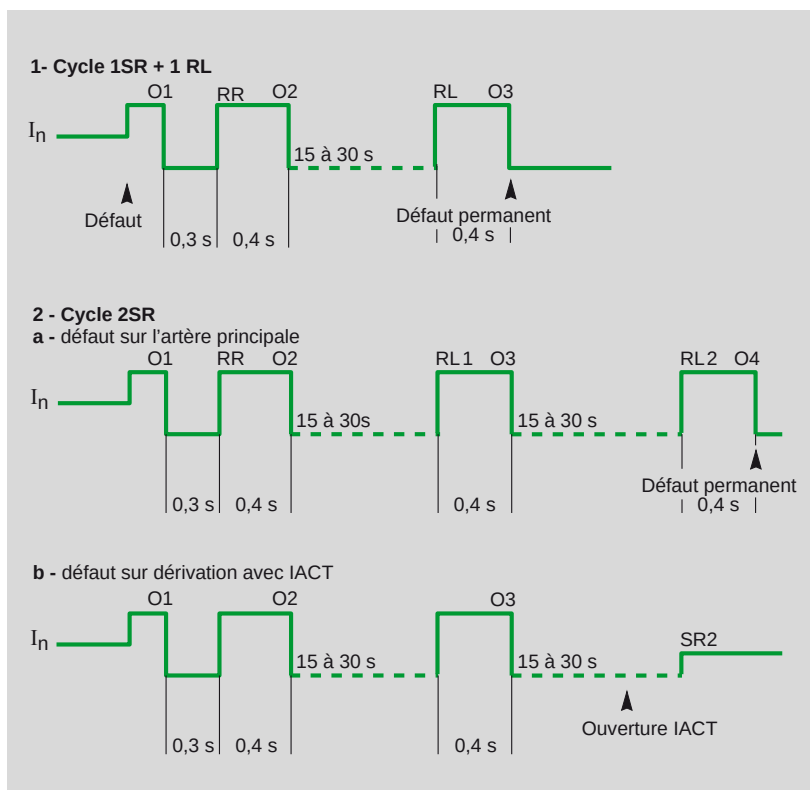
D'autres améliorations de la continuité de service sont aussi possibles par l'utilisation d'interrupteurs télécommandés sur des tronçons de réseaux et par des interrupteurs-sectionneurs d'isolement de sections fonctionnant en coordination avec un disjoncteur réenclencheur.

Sur les réseaux HTA français le disjoncteur de chaque départ de poste source est équipé d'un automate de ré-enclenchement qui assure des cycles d'ouverture-fermeture (cf. **Fig. B7**).

La continuité de service est encore améliorée par des interrupteurs télécommandés (IAT) et des automatismes en réseau (IAC : interrupteur aérien à coupure dans le creux de tension).

Fig. B7

Exemple de cycles de réenclenchements automatiques du disjoncteur d'un poste source HTA



1.4.2 Réseaux souterrains

Les défauts sur les câbles des réseaux souterrains peuvent parfois provenir d'un mauvais confectionnement de boîte à câbles, ou d'une mauvaise pose des câbles. Mais ils résultent le plus souvent de dommages occasionnés par des outils tels que pioches, marteaux-piqueurs ou par des engins de terrassements utilisés par d'autres services publics.

Les défauts d'isolement se produisent parfois dans des boîtes de raccordement du fait de surtension, en particulier aux endroits où un réseau MT est raccordé à un réseau de câbles souterrains. Dans ce cas, la surtension est en général d'origine atmosphérique, et les effets de réflexion d'ondes électromagnétiques au niveau de la boîte de jonction (où l'impédance du circuit change brutalement) peuvent amener des contraintes sollicitant l'isolement sur la boîte à câbles jusqu'à créer un défaut. Des dispositifs de protections contre les surtensions tels que des parafoudres sont fréquemment installés à ces emplacements.

Les défauts sur les réseaux souterrains de câbles sont moins fréquents que ceux des réseaux aériens, mais ce sont toujours des défauts permanents qui nécessitent plus de temps de localisation et de réparation.

Lorsqu'un défaut se produit sur un câble de boucle MT, l'alimentation peut être rapidement rétablie à tous les utilisateurs dès que le tronçon de câble comportant le défaut a été localisé. Toutefois, si le défaut se produit sur un départ d'alimentation radiale, le délai de localisation du défaut et de réparation peut représenter plusieurs heures et il affectera tous les utilisateurs, raccordés en simple dérivation, en aval du défaut. Dans tous les cas, si la continuité de service est essentielle sur toute ou partie d'une l'installation concernée, une source de secours doit être prévue.

1.4.3 Téléconduite des réseaux MT

La téléconduite centralisée, basée sur des systèmes SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) et les développements récents des technologies de communication numériques, est de plus en plus utilisée dans les pays où la complexité des réseaux fortement interconnectés justifie l'investissement.

La téléconduite des départs MT permet de réduire les coupures en cas de défaut câble en permettant une reconfiguration de boucle rapide et efficace. Elle est réalisée par des interrupteurs équipés d'une commande électrique mis en œuvre dans un certain nombre de sous-stations de la boucle associés à des unités de télécommandes adaptées. Tous les postes ainsi équipés peuvent être réalimentés par des manœuvres télécommandées alors que les autres nécessiteront des manœuvres manuelles complémentaires.

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B10

1.4.4 Valeurs des courants de défauts à la terre de l'alimentation MT

(voir Fig. B8 et Fig. B9) Les valeurs des courants de défaut à la terre dans les réseaux de distribution MT dépendent du régime de neutre. Ces valeurs doivent être limitées afin de réduire leurs effets, principalement :

- dommages à l'équipement,
- surtensions temporaires,
- surtensions transitoires,
- tensions de contact et de pas.

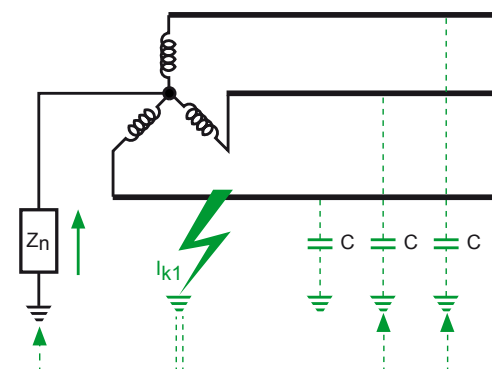
Le neutre d'un réseau MT peut être relié à la terre par cinq méthodes différentes, selon le type (résistive, inductive) et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance Z_n connectée entre le neutre et la terre :

- $Z_n = \infty$ neutre isolé, pas de connexion intentionnelle de neutre,
- Z_n est une résistance de valeur relativement élevée,
- Z_n est une réactance, de valeur généralement faible,
- Z_n est une réactance de compensation, destinée à compenser la capacité du réseau,
- $Z_n = 0$: le neutre est mis à la terre.

Fig. B8
Effets du courant de défaut phase-terre

	Régime de neutre				
	Isolé	Résistance	Réactance	Compensé	Direct
Domages	Très faibles	Faibles	Faibles	Très faibles	Très élevées
Surtensions temporaires	Elevées	Moyennes	Moyennes	Moyennes	Faibles
Transient over voltages	Elevées	Faibles	Elevées	Elevées	Faibles
Tensions de contact et de pas	Très faibles	Faibles	Faibles	Faibles	Elevées

Fig. B9
Circulation du courant de défaut phase-terre



Le courant de défaut I_{k1} est la somme de deux composantes :

- le courant de neutre à travers l'impédance Z_n ,
- le courant capacitif à travers la capacité phase - terre.

Lorsque Z_n est une réactance ces deux courants sont opposés, ce qui signifie que la réactance compense le courant capacitif. Si la compensation est parfaite, la valeur de courant de défaut est nulle.

1.4.5 Boucle Moyenne Tension

Une boucle MT (voir Fig. B10) est généralement alimentée à partir de deux postes primaires distincts. Elle alimente des postes secondaires MT / BT dédiés à la distribution publique BT et les installations électriques privées.

Les postes secondaires MT / BT, et ceux dédiés au raccordement des installations électriques privées sont connectés en série au moyen de câbles souterrains.

Deux interrupteurs à coupure en charge sont utilisés pour le raccordement de chaque poste secondaire.

La boucle est normalement ouverte, tous les interrupteurs étant fermés sauf un.

En cas de défaut entre A et B, le disjoncteur C déclenche et élimine le défaut. Les deux postes S1 et S2 ne sont plus alimentés. Le rétablissement de l'alimentation de tous les postes est ensuite réalisé comme suit :

- 1- Isolement du câble défectueux en ouvrant les interrupteurs A et B,
- 2- Fermeture du point d'ouverture D,

1 L'alimentation en Moyenne Tension

B11

3- Re-fermeture du disjoncteur C. Le point d'ouverture est maintenant entre S1 et S2.

Ces séquences de déconnexion de câble en défaut, suivie du rétablissement de l'alimentation peuvent être exécutées manuellement par les opérateurs du réseau MT ou automatiquement par le biais de fonctions dédiées intégrées dans le système de télé-conduite et de surveillance du réseau.

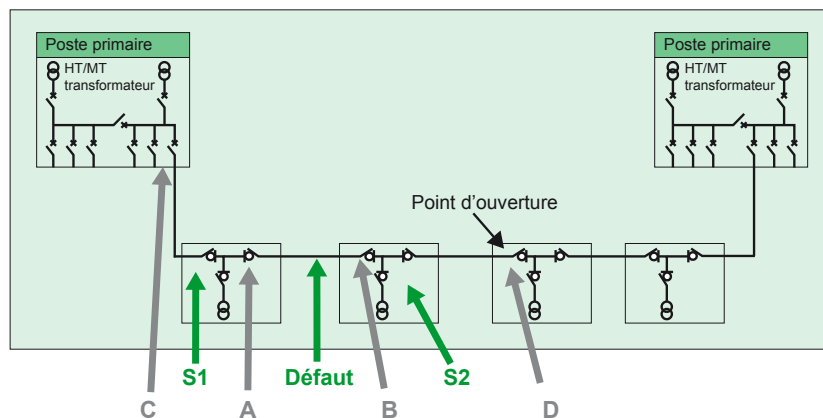
Les opérations manuelles sont généralement longues alors que le rétablissement de l'alimentation automatique peut être exécuté en moins d'une minute par le système de télécommande. Ces automatismes disponibles maintenant dans tout système de contrôle exigent une instrumentation appropriée de la boucle :

- détecteurs de défaut aux deux extrémités des câbles souterrains,
- interrupteurs en charge motorisés,
- unités de commande à distance (Remote Terminal Units, RTU) dans chaque station secondaire. Les RTU effectuent :
 - la surveillance des détecteurs de défaut et des interrupteurs,
 - l'automatisme local,
 - la commande des interrupteurs,
 - la communication avec le centre de contrôle et de surveillance à distance,
- une alimentation auxiliaire DC dans chaque poste.

Comme décrit ci-dessus, la plupart des boucles sont historiquement équipées d'interrupteurs en charge et protégés à chaque extrémité seulement par des disjoncteurs situés dans les postes primaires HT / MT. En cas de défaut, tous les clients alimentés par un câble en défaut sont déconnectés. Mais en fait, les clients en amont du défaut auraient pu ne pas être déconnectés.

L'ajout de disjoncteurs, situés de manière adéquate et associés à des relais de protection appropriés peut réduire le nombre de clients déconnectés en cas de défaut. A titre d'exemple, une boucle comprenant deux disjoncteurs supplémentaires est divisée en quatre sections indépendantes. Supposons que le point ouvert est situé entre les deux disjoncteurs supplémentaires. En cas de défaut dans la section délimitée par ces deux disjoncteurs, seule une partie des postes secondaires de la section seront déconnectés, tous les autres restant sous tension.

Fig. B10
Configuration en boucle
ouverte et fonctionnement



2 Réalisation d'un poste de livraison MT

B12

Les grands consommateurs d'énergie électrique sont toujours alimentés en MT.

Dans les réseaux triphasés 120/208 V, une charge de 50 kVA peut être considérée comme "importante", alors qu'un "grand" consommateur pourra avoir une charge dépassant 100 kVA sur un réseau triphasé 240/415 V. Ces deux types de réseau de distribution sont largement utilisés dans le monde.

La CEI recommande au niveau mondial une normalisation à 230/400 V des réseaux triphasés 3 ou 4 fils. Ce niveau intermédiaire constitue un compromis intéressant car il permet aux réseaux existants 220/380 V et 240/415 V (ou de valeurs de tension proche) d'être conformes à la normalisation proposée par simple ajustement des prises de réglages des transformateurs de distribution standards.

La distance sur laquelle l'énergie doit être transportée est un facteur supplémentaire à considérer pour le choix d'une distribution en MT ou en BT. Les réseaux en zone rurale, qui distribuent une puissance faible à de nombreux utilisateurs dispersés, constituent des exemples évidents.

La décision de distribuer l'énergie électrique en moyenne ou en basse tension, qui dépend des considérations précédentes, est imposée par le distributeur d'énergie de la région concernée.

La décision de distribuer l'énergie en moyenne tension étant prise, il y a généralement deux manières de procéder :

1 Le distributeur construit un poste standard proche des locaux de l'abonné mais le transformateur^[2] MT/BT est installé dans une cellule^[2] à l'intérieur des locaux, au plus près des charges à alimenter.

2 L'abonné construit et équipe dans ses propres locaux un poste (ou utilise un poste préfabriqué) dont il est le propriétaire et que le distributeur raccorde au réseau MT.

Dans la 1^{ère} solution le distributeur est le propriétaire :

- du poste,
- des câbles entre le raccordement au réseau et le(s) transformateur(s),
- du (des) transformateur(s),
- de la (des) cellule(s) transformateur, en disposant d'un libre accès.

La cellule transformateur est construite par l'abonné (suivant les prescriptions et réglementations fournies par le distributeur) et comprend des chemins de câbles, des bacs de rétention d'huile (si nécessaire), des plafonds et des murs anti-feu, une ventilation, de l'éclairage et des dispositifs de mise à la terre. Le choix des matériels et de leur emplacement doit être approuvé par le distributeur d'énergie.

La structure tarifaire prend en compte une partie (négociée) des dépenses de réalisation du poste de livraison.

Quelle que soit la solution choisie, le même principe de conception et de réalisation du projet s'applique. Les prescriptions décrites au paragraphe 2.1 ne concernent que la 2^{ème} solution.

2.1 Informations préalables (valable uniquement pour la solution 2)

L'utilisateur doit fournir certains renseignements au distributeur d'énergie au début du projet.

Avant d'entreprendre le projet ou d'engager le dialogue avec le distributeur d'énergie, il faut rassembler les éléments suivants :

2.1.1 Puissance maximale prévue

Elle est déterminée de la manière décrite au chapitre A sans oublier l'éventualité d'extensions ultérieures ; les facteurs à prendre en compte à ce niveau sont :

- le coefficient d'utilisation,
- le facteur de simultanéité.

2.1.2 Plan de masse de l'installation précisant son emplacement

Les plans devront indiquer clairement les moyens d'accès du poste avec les dimensions de possibles zones réservées comme les couloirs d'accès et la hauteur sous plafond ainsi que les éventuelles limites de charge (poids) etc. en gardant à l'esprit que :

- le personnel du distributeur doit avoir un accès direct permanent aux équipements MT du poste,
- seul le personnel qualifié et agréé peut avoir accès à l'installation,
- certains distributeurs ou certaines normes locales peuvent exiger que la partie de l'installation exploitée par le distributeur soit située dans une partie de local séparée de celle exploitée par l'utilisateur.

2.1.3 Continuité d'alimentation souhaitée

L'abonné estimera les conséquences d'une coupure en fonction de sa durée :

- pertes de production et d'exploitation,
- sécurité des biens et des personnes.

[2] Il peut y avoir plusieurs transformateurs et plusieurs cellules.

2.2 Etude de projet

Le distributeur d'énergie doit fournir certains renseignements à l'utilisateur.

A partir des renseignements précédents, le distributeur indique :

2.2.1 Le type d'alimentation proposé et ses caractéristiques

- Nature du réseau : aérien ou souterrain,
- Type de raccordement au réseau : simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation,
- Limite de puissance (kVA) et le courant de court-circuit,
- Régime de neutre du réseau MT.

2.2.2 La tension nominale et le niveau d'isolement assigné

Valeurs actuelles ou futures retenues, compte tenu des évolutions du réseau du distributeur.

2.2.3 Le type de comptage

Le type de comptage directement en MT ou en BT en aval de transformateurs définit :

- les frais de raccordement au réseau,
- la tarification (consommation et abonnement).

En France le type de comptage définit, en fonction des normes NF C13-100, NF C13-200 et NF C 15-100, la limite d'accès au personnel du distributeur, ainsi que la fourniture des divers équipements par le distributeur ou l'utilisateur et leur propriété.

2.3 Réalisation

Le distributeur d'énergie doit donner son accord sur les éléments constitutifs du poste et les méthodes d'installation proposées.

Avant toute réalisation, l'accord officiel du distributeur d'énergie est nécessaire. La demande d'approbation doit être accompagnée des renseignements suivants, résultant pour une bonne part des échanges indiqués précédemment :

- localisation du poste,
- schéma unifilaire des circuits de puissance et des connexions, ainsi que des circuits de terre,
- nomenclature complète des matériels électriques et leurs caractéristiques,
- plan du poste avec positionnement du matériel et les emplacements réservés au comptage,
- dispositions éventuelles prévues pour réduire l'énergie réactive consommée,
- dispositions prévues pour le comptage et type de tarif,
- éventuellement, dispositions relatives aux sources de remplacement MT ou BT si elles sont requises.

2.4 Mise en service

Après essais et contrôle de l'installation par un organisme agréé, la délivrance d'un certificat permet la mise sous tension du poste.

En France, après le contrôle par un organisme agréé, c'est le "Consuel" qui délivre le certificat permettant la mise en service.

Si le distributeur d'énergie ou la réglementation l'exigent, des essais et des vérifications doivent être réalisés de manière satisfaisante à la mise en service pour que le distributeur effectue le raccordement de l'installation à son réseau de distribution.

Même si aucun essai n'est exigé par le distributeur, il est recommandé de prévoir les vérifications et essais suivants :

- mesure de la résistance des prises de terre
- continuité électrique des circuits de terre et des conducteurs de protection
- contrôle et essais fonctionnels de tous les équipements MT
- contrôle de l'isolement des équipements MT
- niveau et rigidité diélectrique de l'huile assurant l'isolement des transformateurs (et des appareillages à isolement huile le cas échéant) si applicable

2 Réalisation d'un poste de livraison MT

B14

- contrôle de l'équipement BT du poste
 - contrôle de tous les verrouillages (mécaniques ou électriques), et des séquences d'automatismes
- Il est également impératif de vérifier que le poste est équipé de telle façon que toute manœuvre d'exploitation correctement exécutée puisse se faire en toute sécurité. A la réception du certificat de conformité (si requis) :
- le distributeur met en service l'alimentation MT et vérifie le bon fonctionnement du comptage
 - l'installateur est responsable des essais et des raccordements pour la mise en service de la distribution BT.

Lorsque le poste est en service :

- le poste et les équipements sont la propriété de l'utilisateur raccordé au réseau,
- le distributeur d'énergie a la possibilité de manœuvrer tous les appareillages MT de raccordement du poste sur la boucle (cellules ou Ring Main Unit) :
 - les deux interrupteurs-sectionneurs d'arrivée,
 - l'interrupteur-sectionneur (ou le disjoncteur) de protection du transformateur,
 - tous les sectionneurs de terre MT associés.
- le distributeur d'énergie a un accès libre aux équipements MT,
- l'utilisateur a une autonomie de contrôle seulement sur l'interrupteur (ou le disjoncteur) MT du transformateur,
- l'utilisateur est responsable de la maintenance de tous les équipements du poste :
 - l'utilisateur doit demander au distributeur d'énergie de procéder au sectionnement et à la mise à la terre les appareillages du poste avant d'exécuter les travaux de maintenance,
- en France, le distributeur doit délivrer :
 - une autorisation au personnel de maintenance de l'utilisateur,
 - les clefs de verrouillage des interrupteurs et sectionneurs de terre afin de ne permettre l'accès aux équipements que lorsqu'ils sont isolés et à la terre.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B15

Le sujet de la protection des installations électriques dans l'industrie est vaste. Il couvre de nombreux aspects :

- protection des personnes et des animaux contre les chocs électriques,
- protection de l'équipement et des composants contre les contraintes générées par les courts-circuits, surtensions de foudre, instabilité des réseaux électriques, et autres perturbations électriques,
- protection des biens et équipement contre les dommages et destructions,
- protection contre les pertes de production,
- protection des travailleurs, de la population environnante et de l'environnement contre les incendies, les explosions, les gaz toxiques, etc.,
- protection des opérateurs et de l'équipement électrique contre les conséquences des manœuvres erronées. Cela signifie que les dispositifs de commutation (interrupteurs en charge, sectionneurs, interrupteurs de mise à la terre) doivent être manœuvrés dans le bon ordre. Un inter-verrouillage convenable assure le strict respect des séquences de fonctionnement correctes.

Quatre aspects de la protection sont détaillés dans le cadre de ce guide :

- protection contre les chocs électriques,
- protection des transformateurs contre les contraintes externes et les défauts internes,
- amélioration de la protection du transformateur MT / BT avec disjoncteur associé à un relais auto alimenté,
- protection des opérateurs contre les conséquences des manœuvres erronées par des inter-verrouillages appropriés.

En France La norme NF C 13-100, édition 2001, partie 4, impose plusieurs mesures de protection :

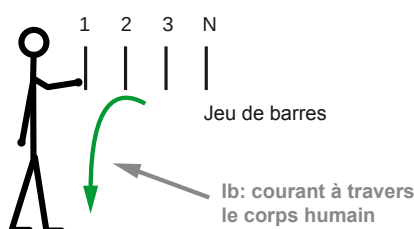
- protections contre les chocs électriques (partie 4-1) : contacts directs et indirects,
- protections contre les effets thermiques et autres effets nocifs (partie 4-2) : risques d'incendie et de brûlure,
- protections électriques contre les surintensités et les défauts à la terre (partie 4-3),
- protections contre les surtensions (partie 4-4),
- protections à minimum de tension (partie 4-5),
- verrouillages et asservissements (partie 4-6).

3.1 Principe général de la protection contre les chocs électriques dans les installations électriques

Les mesures de protection contre les chocs électriques sont basées sur deux dangers bien connus :

- le contact avec un conducteur actif, qui est sous tension par rapport à la terre dans des circonstances normales. Ceci est considéré comme un risque de "contact direct" (voir **Fig. B11**),

Fig. B11
Contact direct

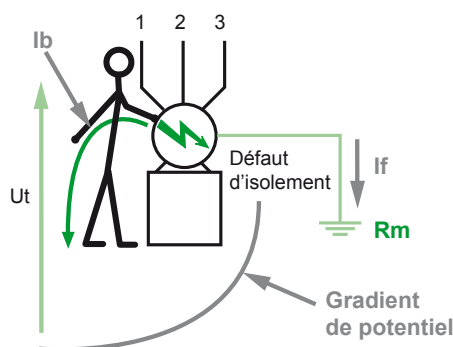


- le contact avec une partie conductrice d'un appareil qui est normalement hors tension et mis à la terre, mais qui est mise sous tension en raison d'une défaillance de l'isolation interne. Ceci est considéré comme un risque de "contact indirect" (voir **Fig. B12**).

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B16

Fig. B12
Contact indirect



Le contact de la main avec la pièce sous tension va provoquer la circulation d'un courant de la main vers les pieds de la personne exposée. La valeur du courant traversant le corps humain dépend de plusieurs facteurs :

- le niveau de tension de contact générée par le courant de défaut injecté dans la prise de terre (voir **Fig. B12**),
- la résistance du corps humain,
- la valeur des résistances supplémentaires comme celle des chaussures.

• Tension de contact: U_t • $U_t \leq U_e$	• Elévation du potentiel de terre : U_e • $U_e = R_m \times I_f$	• I_b: courant à travers le corps humain : $I_b = U_t / R_b$ • R_b: résistance du corps humain	• I_f: courant de défaut à la terre • R_m: résistance de la prise de terre
• La tension de contact U_t est inférieure à l'élévation du potentiel de terre U_e. U_t dépend du gradient de potentiel sur la surface au sol.			

Sur la **Figure B13**, la courbe verte montre la variation du potentiel de terre à la surface du sol: celui-ci est maximal au point où le courant de défaut pénètre dans le sol, et diminue avec la distance. Par conséquent, la valeur de la tension de contact U_t est généralement inférieure au potentiel de terre le plus élevé U_e .

Sur la partie gauche, on montre la variation du potentiel de terre sans électrodes de réduction de potentiel. Sur la partie droite, on voit comment de telles électrodes en cuivre nu enfouies (S_1 , S_2 , S_n , etc.) contribuent à la réduction des tensions de contact (U_t , U_s).

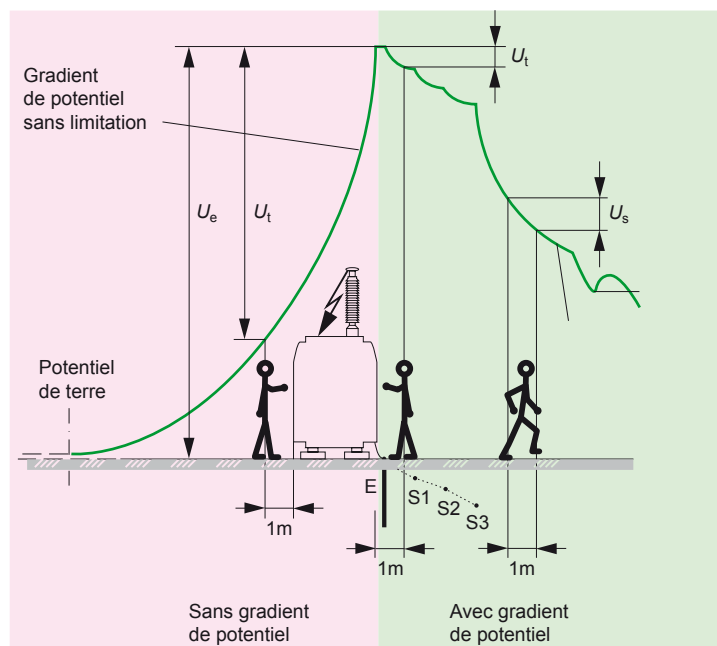
Un troisième type de risque de choc électrique est également illustré sur la **Figure B13**, le risque "de tension de pas" (U_s) : le courant de choc entre par un pied et ressort par l'autre. Ce risque existe à proximité des électrodes de terre MT et BT par où circulent des courants de terre. Il est dû à des gradients de potentiel à la surface du sol. Des animaux ayant une longueur relativement importante entre les pattes avant et arrière sont particulièrement sensibles aux dangers de la tension de pas.

Il apparaît clairement que plus le gradient de potentiel sans contrôle est élevé (U_e), plus les niveaux de tension de contact (U_t) et de tension de pas (U_s) sont élevés. Toute présence de conducteurs de liaison entre les différentes parties métalliques de béton armé contribue de manière significative à la réduction des tensions de contact (de toucher et de pas). En outre, une boucle équipotentielle du cuivre nu enterré entourant l'installation MT contribue à une zone équipotentielle plus large.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

Fig. B13

contrôle de gradient de potentiel. Voir EN 50522 : Prises de terre des installations électriques à courant alternatif de puissance supérieure à 1 kV



U_e : élévation du potentiel de terre,

U_t : tension de contact,

U_s : tension de pas

E : Electrode de terre

$S1, S2, S3$: Electrodes d'atténuation de potentiel (ex: électrodes de terre en anneau) raccordées à l'électrode de terre.

Ce principe est largement utilisé dans toutes les installations électriques BT et MT.

3.1.1 Protection contre le contact direct ou protection de base

Il existe quatre grands principes de protection contre les risques de contact direct :

- en intégrant toutes les parties actives dans des boîtiers en matériau isolant ou métalliques reliés à la terre. Pour l'appareillage MT, la norme CEI 62271-200 (Appareillage sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV) spécifie un indice de protection minimum IP2X qui assure la protection contre le contact direct. En outre, les armoires métalliques doivent assurer une continuité électrique entre toutes les pièces métalliques intérieures et extérieures,
- en plaçant les parties actives hors de portée. Ce principe est utilisé dans les postes à isolement dans l'air. (voir **Fig. B14**),
- par l'installation de barrières, également utilisées dans les postes à isolement dans l'air (voir **Fig. B15**),
- par isolation. Les meilleurs exemples de la protection par isolation sont les câbles électriques BT et MT.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B18

Fig. B14

Protection assurée en plaçant les parties actives hors de portée. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936

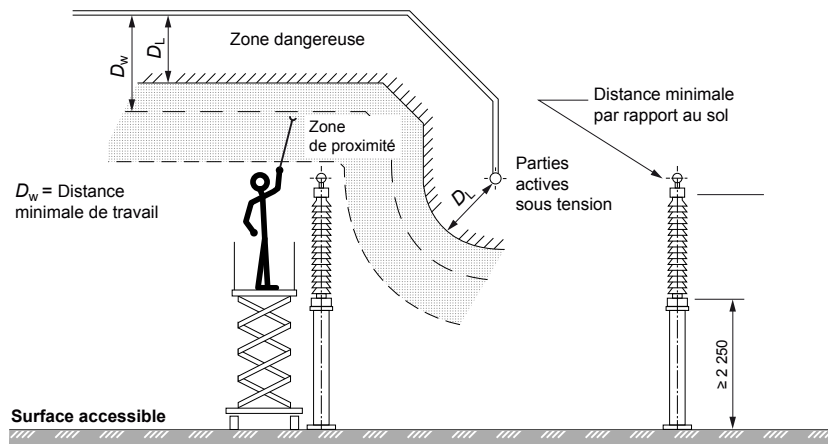
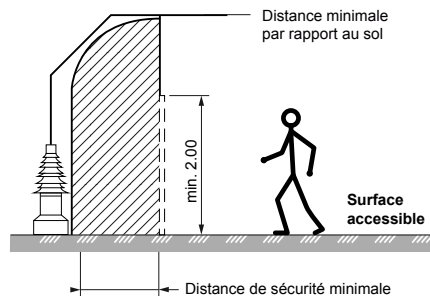


Fig. B15

Protection par installation de barrières. Les distances de sécurité sont fixées par la CEI 61936



En France la norme NF C 13-100 § 412 impose la protection contre les contacts directs par la mise hors de portée des personnes des parties sous tension, par éloignement ou au moyen d'obstacles.

La mise hors de portée par éloignement ne peut être utilisée que dans les postes de type ouvert (c'est-à-dire permettant de voir le matériel de l'extérieur) pour lesquels toutes les parties sous tension non incluses dans une cellule doivent être à une hauteur minimale de 2,60 m au dessus du sol ou plancher.

Pour les postes d'intérieurs équipés d'appareillage sous enveloppe métallique (cellules HTA) les enveloppes et les cloisons entre compartiments doivent présenter les degrés de protection IP 30 et IK 07. Les câbles doivent être isolés, les bornes BT du transformateur et les plages amont du disjoncteur doivent être capotées.

3.1.2 Protection contre le contact indirect ou protection de défaut

Comme décrit ci-dessus, une personne touchant le boîtier métallique ou le châssis d'un appareil électrique affecté par un défaut d'isolement interne est soumise à un contact indirect.

Des études approfondies ont montré qu'un courant inférieur à 30 mA traversant le corps humain peut être considéré comme non dangereux. Il correspond à une tension de contact d'environ 50 V.

Cela signifie que le fonctionnement des installations peut se poursuivre en présence d'un défaut phase-terre si les tensions de contact peuvent être maintenues en dessous de 50 V. Dans tous les autres cas où les tensions de contact présumées sont supérieures à 50 V, l'interruption de l'alimentation est obligatoire. Plus les tensions de contact présumées sont élevées, plus le temps d'interruption doit être court. Les durées maximales d'interruption admissibles, en fonction des tensions de contact présumées, sont spécifiés par les normes CEI 60364 et 61936 pour les systèmes BT et HT respectivement.

Cas d'un défaut sur un réseau BT

Seul le système à neutre isolé (IT) permet de maintenir les tensions de contact en dessous de 50 V et ne nécessite pas l'interruption de l'alimentation en présence de défauts entre phase et terre. Les deux autres systèmes de liaison à la terre (TT et TN) ont toujours des tensions de contact présumées supérieures à 50 V. Dans ces cas, l'interruption de l'alimentation est obligatoire. Elle doit être assurée dans le délai spécifié par la CEI 60364 par un disjoncteur ou des fusibles protégeant les circuits électriques. Pour plus d'informations concernant les contacts indirects dans les réseaux BT, voir [Protection contre les chocs et incendies électriques](#).

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

Risque de contact indirect dans le cas d'un défaut sur un réseau MT

Dans les réseaux MT, les tensions de contact présumées peuvent atteindre des valeurs nécessitant l'interruption de l'alimentation dans des délais beaucoup plus courts que le temps le plus rapide d'ouverture de disjoncteurs. Le principe de protection utilisé pour les systèmes BT ne peut être appliqué en tant que tel pour les systèmes MT.

Une solution possible pour la protection des personnes consiste à créer des systèmes équipotentiels par des conducteurs de liaison reliant toutes les parties métalliques de l'installation: boîtiers d'appareillage, carcasses de machines électriques, structures en acier, tuyaux métalliques au sol, etc. Cette disposition permet de maintenir les tensions de contact en dessous de la limite dangereuse.

Une approche plus sophistiquée concernant la protection des personnes contre les contacts indirects dans les installations MT et HT est développée dans les normes CEI 61936 et EN 50522. La méthode développée dans ces normes autorise des limites de tension de contact plus élevées, justifiées par des valeurs plus élevées de la résistance du corps humain et la prise en compte de résistances supplémentaires telles que celles des chaussures et de couche de pierre concassée.

En France, conformément à la norme NF C 13-100 § 413.2 la tension de contact à ne pas dépasser en cas de défaut d'isolement est de 50 V (valeur efficace) en tout point de l'installation du poste. A cette fin, des liaisons équipotentielle doivent relier toutes les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. Ces liaisons doivent être telles que la résistance R entre deux éléments quelconques simultanément accessibles ne soit pas supérieure à :

$$R \leq 50 / I_E$$

I_E étant le courant maximal de défaut à la terre de l'installation.

3.2 Protection des transformateurs et des circuits

3.2.1 Généralités

Les circuits et matériels d'un poste doivent être protégés de façon à éviter ou limiter les conséquences résultant de courants ou tensions anormales.

Tous les équipements normalement utilisés dans les installations électriques de distribution MT ont des caractéristiques de tenue de courte durée pour les surintensités. L'objectif du plan de protection est de garantir que ces limites ne soient jamais dépassées. En général, cela signifie que :

- les situations de défaut doivent être éliminées aussi rapidement que possible sans négliger la coordination entre les dispositifs de protection placés en amont et en aval de l'équipement à protéger,
- si un défaut apparaît sur le réseau, généralement plusieurs dispositifs de protection le détectent en même temps mais seulement un seul doit agir.

Ces dispositifs peuvent être :

- des fusibles qui éliminent directement le circuit en défaut ou associés à un dispositif mécanique à percuteur qui ouvre l'interrupteur triphasé associé,
- des relais qui agissent indirectement sur les bobines des disjoncteurs.

Les dispositifs de protection doivent, selon les normes NF C 13-100 et NF C 15-100, assurer :

- la protection contre les surcharges,
- la protection des transformateurs,
- la protection contre les courts-circuits entre phases, soit par disjoncteur, soit par fusibles,
- la protection contre les défauts à la terre.

La protection contre ces différents défauts sera réalisée par :

- un disjoncteur ou des fusibles installés en amont du transformateur,
- des dispositifs propres au transformateur,
- un disjoncteur installé en aval du transformateur,

Les dispositifs de protection situés en amont du transformateur doivent être coordonnés avec ceux situés en aval (page précédente).

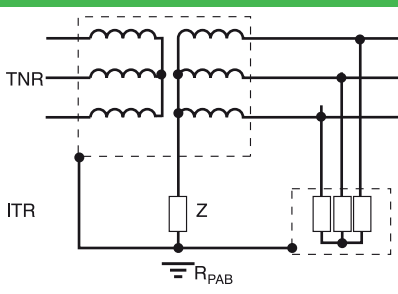
3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B20

Fig. B16

Résistance maximale de la prise de terre des masses du poste en fonction du schéma des liaisons à la terre du réseau (NF C 13-100 tableau de l'annexe normative 4-1 –valeurs pour réseau BT 230/400 V)

Schéma



TNR

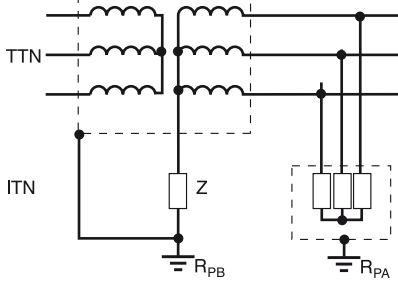
ITR

R_{PAB}

Résistance maximale de la prise de terre des masses du poste

Aucune valeur n'est prescrite dans la mesure où les installations alimentées par le poste se trouvent entièrement dans la zone d'équipotentialité.

Si des masses sont situées hors de cette zone, la résistance globale de la prise de terre ne doit pas dépasser 1 ohm.



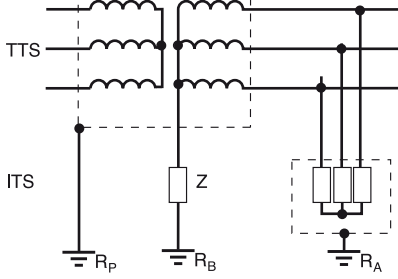
TTN

ITN

R_{PB}

R_{PA}

I_E (A)	R_{PB} (Ω)
40	26
300	3
1000	1



TTS

ITS

R_P

R_B

R_A

I_E (A)	R_P (Ω)	$U_{tp} = 2$ kV	$U_{tp} = 4$ kV	$U_{tp} = 10$ kV
40	30 (*)	30 (*)	30 (*)	30 (*)
300	5	12	30 (*)	30 (*)
1000	1	3	10	10

U_{tp} : tension de tenue à fréquence industrielle des matériels à basse tension du poste.

Z : liaison directe dans les schémas TN et TT ($Z = 0$), liaison par impédance ou isolée dans les schémas IT.

I_E : intensité maximale du courant de premier défaut monophasé à la terre du réseau à haute tension alimentant le poste.

(*) : la valeur de la résistance de prise de terre est volontairement limitée à 30 Ω .

3.2.2 Protection des transformateurs

Contraintes dues au réseau

Des surtensions peuvent apparaître sur le réseau telles que :

- surtensions d'origine atmosphérique : ces surtensions sont causées par un coup de foudre tombant sur (ou à proximité de) la ligne aérienne,
- surtensions de manœuvres.

Un changement brusque des conditions de fonctionnement établies dans un réseau électrique peut faire apparaître des phénomènes transitoires. Ce sont généralement des ondes de surtensions à haute fréquence ou à oscillations amorties.

Dans les deux cas ci-dessus, le dispositif de protection contre les surtensions généralement utilisé est une varistance (oxyde de Zinc). Dans la plupart des cas, la protection contre les surtensions n'a pas d'action sur les appareillages.

Contraintes dues à la charge

Ce sont des surcharges dues, la plupart du temps, à l'augmentation du nombre de petites charges alimentées simultanément, à l'accroissement de la puissance absorbée par certaines grosses charges ou à l'accroissement de la puissance apparente de l'installation du fait d'une extension. L'accroissement des charges se traduit par une augmentation de l'intensité qui élève la température des circuits, ce qui peut dégrader le niveau d'isolement des équipements. Cette élévation de température réduit la longévité des appareils de l'installation.

Les dispositifs de protection contre les surcharges peuvent être installés au primaire ou au secondaire du transformateur.

La protection contre les surcharges d'un transformateur est assurée par un relais électronique qui commande le disjoncteur installé au secondaire du transformateur. De tels relais, généralement appelés relais thermique de surcharge, modélisent la température d'un transformateur, en prenant en compte sa constante de temps

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B21

thermique. Certains de ces relais sont capables de prendre en compte les effets thermiques des courants harmoniques dus aux charges non linéaires (redresseur, équipement informatique, variateurs de vitesse, etc.). Ces relais sont aussi capables d'indiquer le temps avant le déclenchement par surcharge et la durée de refroidissement après déclenchement. Ces informations sont très utiles pour piloter les manœuvres de délestage.

En complément de cette protection :

- les transformateurs de type "immergés" (cf. **Fig B17a**) dans un diélectrique de refroidissement (huile minérale tirée du pétrole ou plus récemment végétale extraite des plantes) disposent fréquemment d'un thermostat à 2 seuils placés dans le diélectrique, le premier seuil servant à la signalisation, le second seuil au déclenchement,

Fig. B17a

Transformateur immergé
à remplissage total



- les transformateurs de type "sec enrobé" (cf. **Fig B17b**) utilisent une sonde thermique PTC (coefficient de température positif) placée dans la partie la plus chaude des enroulements BT pour l'alarme et le déclenchement.

Fig. B17b

Transformateur de type
sec enrobé Trihal



Défauts internes

Un défaut interne au transformateur est, le plus souvent, un défaut entre spires d'un même enroulement. L'arc de défaut dégrade ou détruit le bobinage, et, dans le cas de transformateur immergé à huile, provoque l'émission de gaz de décomposition. Un transformateur immergé mal protégé, peut détruire partiellement la cuve, qui laissera se répandre de l'huile enflammée. Les transformateurs de type sec enrobé évitent ce type de risque

La protection contre les défauts internes dépend du type de transformateur :

- Transformateur immergé avec respirant ou avec conservateur : la dilatation du diélectrique liquide se fait dans un réservoir d'expansion placé au dessus de la cuve, par lequel le diélectrique est en contact avec l'atmosphère. Ce réservoir comporte un assécheur d'air pour éviter l'entrée d'humidité à l'intérieur du réservoir. Pour ce type de transformateur, un relais Buchholz permet de détecter une faible accumulation de gaz ou une entrée d'air du fait d'une baisse de liquide par une fuite du réservoir. Il comporte un premier niveau d'alarme et un second niveau qui provoque l'ouverture immédiate de la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles). Une détection spécifique provoque également cette ouverture immédiate en cas de brusque montée du niveau d'huile dans le tuyau reliant la cuve au réservoir d'expansion, résultant d'un rapide

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B22

dégagement gazeux dû à un arc ou un courant de court-circuit. Ce type de relais est souvent remplacé par un relais type DGPT (Détection Gaz, Pression, Température) adapté pour être utilisé en Bucholz.

- Transformateur immergé à remplissage total (ERT) sans «matelas gazeux» : ce type utilise une cuve étanche (le diélectrique n'est pas en contact avec l'atmosphère) complètement remplie et une conception spéciale des ailettes de refroidissement qui permet une certaine déformation élastique suivant la température. Il présente de nombreux avantages par rapport à la solution précédente (encombrement réduit, faible maintenance, pas de risque d'oxydation du diélectrique, facilité de raccordement...). Cette technologie tend de ce fait à se généraliser pour les transformateurs immergés jusqu'à 10 MVA.

Pour ce type de transformateur, le Bucholz est inadapté et remplacé par des relais de protection de type DGPT. Le seuil de gaz ou de pression déclenche la protection amont (disjoncteur ou combiné interrupteur-fusibles), le seuil de température déclenche la protection aval ou le disjoncteur aval BT.

- Transformateurs de type sec enrobé : ce type de transformateur utilise des isolants secs, qui assurent le refroidissement par l'air ambiant sans liquide intermédiaire et ont, pour certains, des qualités intrinsèques de comportement au feu élevées. Ils sont de ce fait utilisés, voire imposés, par la législation locale dans certaines installations pour des raisons de sécurité.

Pour ce type de transformateur la protection interne est assurée par une surveillance (sondes) de température.

En France la protection interne des transformateurs à remplissage total est assurée par des relais type DMCR (Dispositif de Mesure et Contrôle de Régime) ou DGPT2 (Détection de Gaz Pression et Température) conformes aux normes NF C 13-200 et NF C 17-300. Pour les transformateurs de type sec enrobés elle est assurée par des sondes de températures (ex : sondes à coefficient de température positif).

La protection contre les défauts internes doit provoquer la coupure de la protection HTA en amont du transformateur.

D'autre part, la norme CEI / NF EN 60076-11 définit les types de risques et les classes de comportement des transformateurs secs enrobés vis-à-vis des risques liés au feu, à l'environnement et climatiques suivant le tableau **Figure B17c**.

Les transformateurs secs enrobés de classe F1, E2, C2 sont exigés dans les immeubles de grande hauteur.

Fig. B17c

Classes de risques pour
les transformateurs secs
enrobés

Type de risque	Classe d'exigence
F : Feu	F0, F1, F2
E : Environnement	E0, E1, E2
C : Climatique	C1, C2

Défaut interne entre phases

Le court-circuit interne doit être détecté et éliminé par

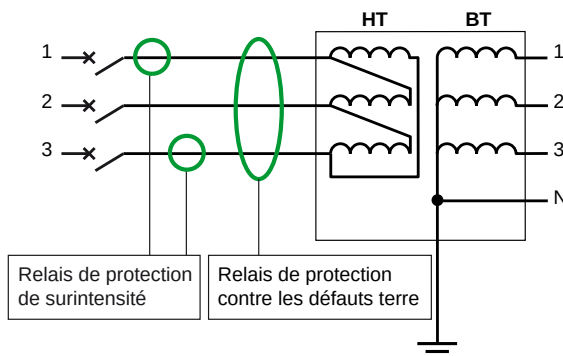
- trois fusibles au primaire du transformateur, ou
- un relais de surintensité qui provoque le déclenchement du disjoncteur en amont du transformateur (cf. **Fig. B17d**).

Défaut interne à la terre

C'est le type de défaut interne le plus commun. Il doit être détecté par un relais à maximum de courant. Le courant de défaut à la terre peut être calculé à partir de la somme des trois courants primaires (trois transformateurs de courant sont mis en œuvre) ou par un tore spécifique. Si une grande sensibilité est nécessaire, l'utilisation d'un tore spécifique est préférable. Dans ce cas, deux transformateurs de courant sont suffisants pour la protection contre les défauts entre phases (cf. **Fig. B17d**).

Fig. B17d

Protection contre les
défauts à la terre dans les
enroulements primaires



3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B23

3.2.3 Protection des circuits aval

La protection des circuits en aval du transformateur doit être conforme aux règles des installations électriques à basse tension (comme les normes CEI 60364 ou les normes et les règlements nationaux).

En France les protections de l'installation en aval des transformateurs HTA/BT doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

3.2.4 Sélectivité entre dispositifs de protection en amont et en aval du transformateur

Le poste de livraison MT à comptage BT nécessite une sélectivité entre les fusibles MT et le disjoncteur ou les fusibles BT.

Le calibre des fusibles sera déterminé en fonction des caractéristiques du transformateur MT/BT.

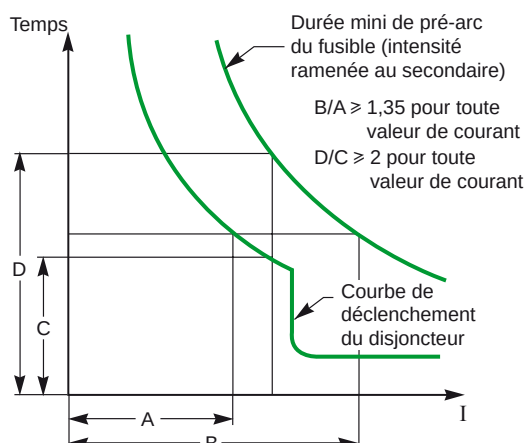
Les caractéristiques du disjoncteur BT doivent être telles que, pour une condition de surcharge ou de court-circuit en aval du point où il est installé, le disjoncteur déclenche suffisamment rapidement pour garantir que :

- les fusibles MT ou le disjoncteur MT ne coupent pas,
- les fusibles MT ne soient pas dégradés par la surintensité qui les traverse.

Les caractéristiques de coupure des fusibles MT ou de déclenchement des disjoncteurs MT et BT sont indiquées sous la forme de courbes donnant le temps de fusion ou de déclenchement des protections en fonction du courant de court-circuit les traversant. Ces deux types de courbes ont une forme générale à temps inverse (avec une discontinuité pour la courbe du disjoncteur après le seuil de déclenchement instantané).^[3]

La **Figure B17e** présente les courbes typiques pour un fusible MT et un disjoncteur BT. Pour pouvoir comparer les courants du disjoncteur BT et les courants des fusibles MT, il est nécessaire de se placer du même côté du transformateur, donc d'appliquer le rapport de transformation du transformateur (ou son inverse) à l'un des deux courants.

Fig. B17e
Sélectivité entre fusibles
de protection amont et
disjoncteur BT aval pour
la protection
transformateur



Afin de réaliser une sélectivité MT/BT

(cf. Fig. B17f)

Les courbes de fusion du fusible ou de déclenchement du disjoncteur MT doivent être placées au dessus et à droite de la courbe du disjoncteur BT. Il est nécessaire de considérer séparément les cas où la protection MT est assurée par des fusibles ou un disjoncteur.

Fig. B17f
Unifilaire des fusibles MT
et des disjoncteurs BT



Afin de ne pas dégrader le fusible MT

La courbe de temps minimum de pré-arc du fusible MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35, c'est-à-dire :
 - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
 - pour le même temps T, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 2, c'est-à-dire :

[3] en BT deux seuils de déclenchement sont de type instantané : seuil Court retard, seuil Instantané (voir [L'appareillage BT : fonctions et choix](#)).

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B24

- pour un courant I, la courbe du disjoncteur BT passe par le point 1,5 s,
- pour le même courant I, la courbe de pré-arc du fusible MT passe par le point 3 s au moins.

Note 1 : les facteurs 1,35 et 2 sont basés sur les tolérances maximales des fusibles MT et des disjoncteurs BT.

Note 2 : si des fusibles BT sont utilisés en lieu et place du disjoncteur BT, les mêmes facteurs doivent être pris pour comparer les courbes.

Afin de garantir le non déclenchement du disjoncteur MT

La courbe de déclenchement du disjoncteur MT doit être :

- placée à droite de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un facteur 1,35 c'est-à-dire :
 - pour un temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur BT passe par le point 100 A,
 - pour le même temps T, la courbe de déclenchement du disjoncteur MT passe par le point 135 A au moins.
- placée au dessus de la courbe de déclenchement du disjoncteur BT avec au moins un écart de 0,3 s entre les courbes.

Les facteurs 1,35 et 0,3 s sont basés sur la somme des tolérances maximales de construction des transformateurs de courant MT, des relais de protection MT et des disjoncteurs BT.

Note : afin de réaliser la comparaison des courbes, les courants MT sont traduits en courants équivalents BT (ou vice-versa).

Sélectivité amont-aval en France

Lorsque l'installation comporte des disjoncteurs HTA de protection en aval des fusibles ou du disjoncteur HTA de tête (cas du poste de livraison à comptage HTA avec départs HTA - zone d'application de la NF C 13-200), le temps d'élimination de 0,2 s au niveau de la protection générale ne permet pas de réaliser une sélectivité chronométrique traditionnelle.

Le distributeur peut alors accepter une sélectivité de type logique réalisée par relais indirects (gamme Sepam). La temporisation au niveau général est au maximum de 0,3 s et l'élimination du courant de défaut est effectuée en aval en un temps maximum de 0,2 s.

3.3 Protection d'un transformateur MT / BT par disjoncteur

Le nombre de transformateurs du poste et le courant assigné (ou leur somme) du primaire du transformateur déterminent le type de protection amont : fusibles ou disjoncteur.

La protection d'un transformateur MT / BT par disjoncteur est généralement utilisée dans les installations industrielles et bâtiments commerciaux de grande taille et particulièrement quand la puissance du transformateur dépasse 800 kVA. Dans ces applications, les tableaux modulaires offrent une grande flexibilité.

Le dispositif de protection de chaque unité peut inclure des relais de protection autoalimentés (voir **Fig. B18a** et **Fig. B18b**) apportant un niveau élevé de sécurité et des Transformateurs de Courant (TC) optimisés (voir **Fig. B18c**).

Fig. B18a

Exemple de relais de protection de transformateur auto-alimenté simple (VIP 40-45 Schneider Electric)



Fig. B18b

Relais de protection contre les surintensités et défauts terre auto-alimenté (VIP 400-410 Schneider Electric)



Cette solution offre des avantages intéressants concernant :

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

- la maintenance,
- l'amélioration de la protection du transformateur,
- l'amélioration de la sélectivité par rapport aux protections BT,
- l'insensibilité aux courants d'appel,
- la détection de faibles courants de défaut à la terre.

Fig. B18c

Tableaux SM6 et Premset
(Schneider Electric)
incluant la protection d'un
transformateur MT/BT par
relais auto-alimenté



3.3.1 Maintenance

Les relais de protection modernes sont maintenant pratiquement sans entretien, car ils incluent des fonctionnalités d'autotest. Toutefois, il reste nécessaire de vérifier la chaîne de protection à la mise en service et périodiquement (tous les 5 ou 10 ans).

3.3.2 Performances de protection

Les disjoncteurs associés à des relais de protection électroniques apportent de nombreux avantages en termes de sélectivité, à savoir :

- coordination des dispositifs en amont et en aval,
- discrimination des courants d'appel,
- détection de faibles valeurs de courant de défaut phase-phase ou phase-terre.

3.3.3 Sélectivité avec l'installation BT

Dans les cas où l'installation BT comprend un disjoncteur d'arrivée ouvert, la sélectivité avec le disjoncteur MT est obtenue facilement, car il est possible de choisir la courbe adéquate de déclenchement du relais électronique.

3.3.4 Courant d'appel

La mise sous tension d'un transformateur provoque la circulation d'un courant d'appel transitoire très élevé qui peut atteindre des valeurs de crête jusqu'à dix fois la crête du courant nominal. Ceci est un phénomène normal et la protection ne doit pas déclencher. Le disjoncteur permet une grande flexibilité pour éviter le déclenchement, tout en conservant un bon niveau de protection, grâce à la caractéristique temps / courant du relais électronique.

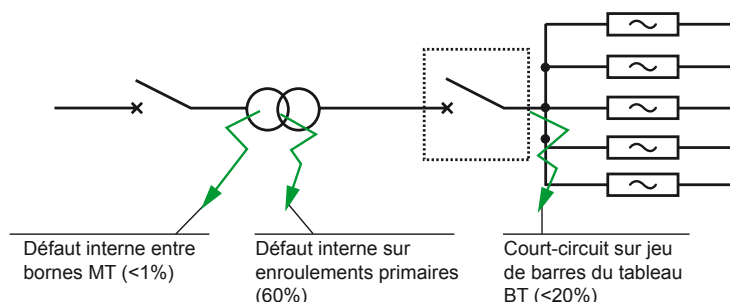
3.3.5 Courant de défaut de phase de faible amplitude

Les transformateurs MT / BT ont généralement un taux de défaillance très faible. La plupart des défauts sont des défauts entre spires ou des défauts phase - terre. Généralement un défaut entre spires n'est pas éliminé assez tôt. Les défauts phase-phase entre bornes MT sont plus rares (voir **Fig. B18d**).

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B26

Fig. B18d
Localisation d'un défaut



Les défauts les plus fréquents sont des courts-circuits à l'intérieur d'un enroulement MT où le niveau de courant de défaut est faible (de 1 à 6 fois le courant nominal) (voir **Fig. B18d**). En cas de protection par disjoncteur, le relais va détecter le défaut et provoquer le déclenchement dès que le courant aura atteint le seuil de réglage. Le transformateur MT / BT sera déconnecté en toute sécurité.

3.3.6 Courants de défaut de forte amplitude

Dans les rares cas d'un court-circuit entre les bornes MT, la protection doit agir rapidement. Dans ce cas, un disjoncteur est plus lent qu'un fusible MT qui a des capacités de limitation de courant. Toutefois, un disjoncteur pourra éliminer le défaut en moins de 100 ms, ce qui est suffisant pour éviter des dommages graves.

3.3.7 Défauts à la terre de faible amplitude

En cas de défaut à la terre de haute impédance sur un enroulement MT, ou de défaut franc à la terre avec un système de mise à la terre du neutre par impédance, l'amplitude du courant de défaut à la terre est inférieure au courant nominal du transformateur. Les relais autoalimentés modernes intègrent une protection contre les défauts à la terre à faible seuil, assurant une protection efficace dans ces conditions.

3.3.8 Cas de la distribution publique

Dans les applications de distribution publique, telles que les configurations de réseau en boucle MT, les Distributeurs recherchent les solutions répétitives les plus simples pour les postes MT / BT qui sont répartis dans une vaste zone géographique. La puissance du transformateur MT / BT est généralement limitée à 630 kVA ou moins. Les Distributeurs spécifient des solutions compactes d'appareillage à 3 fonctions souvent non extensibles. Dans ce cas, la protection des transformateurs MT / BT par fusibles MT offre une solution optimisée (voir **Fig. B18e**).

Fig. B18e
Appareillage compact
Type RM6 à 3 fonctions



3.3.9 Choix du dispositif de protection amont en France

Le nombre de transformateurs du poste et le courant assigné (ou leur somme) du primaire du transformateur déterminent le type de protection amont : fusibles ou disjoncteur.

Choix du dispositif de protection

Le choix du dispositif de protection amont est déterminé en tenant compte de deux éléments :

- le courant de base (I_B), dont la valeur est :

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B27

- en comptage BT, la valeur du courant assigné au primaire de l'unique transformateur HTA/BT
 - en comptage HTA, la somme des courants assignés au primaire des transformateurs et des courants assignés des autres appareils à HTA (moteurs...)
- la puissance de base (P_B) de l'installation s'en déduisant par :

$$P_B = U_n \times I_B \times \sqrt{3}$$

(U_n : tension nominale du réseau)

- le courant minimal de court-circuit (I_{ccb}) : valeur minimale du courant de court-circuit pouvant affecter l'installation HTA.

En pratique c'est le courant du défaut biphasé au point le plus éloigné dans l'installation HTA. Il se déduit du défaut triphasé en ce point par :

$$I_{ccb} = I_{ccb\text{biphasé}} = 0,86 I_{ccb\text{triphassé}}.$$

La norme NF C 13-100 précise que pour :

- $I_B < 45 \text{ A}$ et lorsqu'il n'y a qu'un seul transformateur, la protection peut être assurée soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.
- $I_B \geq 45 \text{ A}$ ou lorsqu'il y a plusieurs transformateurs, la protection est assurée par un disjoncteur.

Les puissances maximales des transformateurs normalisés pour $I_B \leq 45 \text{ A}$ au primaire sont données dans le **tableau B18f**.

Fig. B18f

Limites de puissance d'un transformateur pour un courant primaire de 45 A

Tension d'alimentation (kV)	Puissance maximale pour un seul transformateur (kVA/400 V)
5,5	400
10	630
15	1000
20	1250

Protection par fusibles

La norme NF C 13-100 définit le courant assigné des fusibles en fonction de la tension et de la puissance nominale du transformateur (**Tableau B18g**). Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

Fig. B18g

Calibres des fusibles (ex : Soléfuse) pour la protection d'un transformateur unique de puissance donnée, suivant la norme NF C 13-100 (tableau 43B).

Tension de service (kV)	Puissance des transformateurs (kVA)														Tension assignée (kV)
	25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	
5,5	6,3	16	31,5	31,5	63	63	63	63	63						7,2
10	6,3	6,3	16	16	31,5	31,5	63	63	63	63	63				12
15	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	43	63		17,5
20	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	43	43	43	43	43	63	24

Nota : La norme CEI 60282-1 recommande de remplacer les trois fusibles d'un circuit tripolaire quand l'un d'entre eux a déjà fonctionné, à moins que l'on sache avec certitude qu'il n'y a eu aucune surintensité au travers du fusible n'ayant pas fondu.

Protection par disjoncteur

La norme NF C 13-100 § 433.3 définit les réglages des protections du disjoncteur d'après les valeurs de I_B et I_{ccb} (cf. **Fig. B18h**).

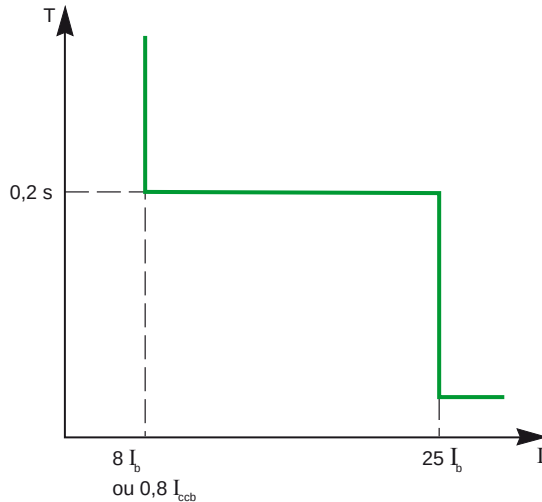
- Le réglage des déclencheurs ou des relais doit être tel que le courant minimal de court-circuit I_{ccb} de l'installation HTA provoque le fonctionnement du dispositif de protection dans un temps permettant d'assurer une sélectivité satisfaisante avec la protection du réseau d'alimentation HTA (en général, élimination du défaut en 0,2 s).
- En outre, dans la mesure du possible, les appels de courant résultant de la mise sous tension des installations ne doivent pas provoquer de fonctionnement intempestif du dispositif de protection.
- Pour des protections à temps indépendants, ces deux conditions sont satisfaites si le courant de réglage est pris égal à la plus petite des deux valeurs suivantes : $0,8 I_{ccb}$ ou $8 I_B$. En général la valeur $8 I_B$, inférieure à $0,8 I_{ccb}$, est retenue. Un réglage inférieur (5 ou 6 I_B) peut être demandé par le distributeur pour assurer une certaine coordination avec ses protections réseau.
- Lorsque le dispositif de protection est constitué de relais à deux seuils de déclenchement : l'un est à déclenchement différé comme indiqué ci-dessus, l'autre est à déclenchement instantané de valeur égale à $25 I_B$.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B28

Fig. B18h

Protection par disjoncteur



3.3.10 Protection contre les défauts à la terre

En France, une protection contre les défauts à la terre (à maximum de courant résiduel – code ANSI 50N ou 51N) doit être prévue, obligatoirement :

- lorsque le transformateur (fonctionnant à la tension du réseau d'alimentation) est relié par un câble de plus de 100 mètres à l'appareil de protection amont ou,
- lorsqu'il est fait usage d'une protection par relais indirects.

Les relais Schneider Electric correspondants sont du type Statimax ou Sepam et agissent sur le dispositif de protection amont.

Réglage du relais

Afin d'éviter des fonctionnements intempestifs de la protection générale, il y a lieu de régler le relais à une valeur supérieure au courant résiduel capacitif de la ligne HTA située en aval.

Les majorations à prendre en compte sont les suivantes :

- coefficient 1,1
- caractéristique du relais (en particulier : pourcentage de retour du relais)

$$I_r = \frac{1,1 I_{rc} (A)}{p}$$

p = le pourcentage du retour du relais

I_{rc} = courant résiduel capacitif de la ligne HTA, située en aval.

La mesure du courant résiduel est effectuée à l'aide de trois transformateurs de courant ; l'écart des rapports de ces transformateurs est pris en compte en ne réglant jamais le relais en dessous de 12% du courant assigné des TC utilisés pour cette mesure :

$I_r \geq 0,12 I_{pn}$ des TC.

La temporisation de ce relais est réglée de manière que le courant de défaut soit éliminé en 0,2 s au plus.

Dans le cas d'un réseau à neutre compensé, il est nécessaire de mettre en œuvre en plus de la protection précédente (51N) une protection de type wattmétrique homopolaire (PWH – code ANSI 67N). La valeur de réglage est choisie dans la plage définie par le distributeur et associée à une temporisation de façon à éliminer le défaut en 0,5 s au plus. L'ensemble de ces réglages est plombé par le distributeur.

3.3.11 Présence d'une source autonome d'énergie

En France, la norme NF C 13-100 précise que la présence d'une source autonome de production d'énergie dans le poste ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation. Pour cela la norme impose :

- soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau
- soit une protection de "découplage", déterminée en accord avec le distributeur, ayant pour objet d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation. Elle peut être à fonctionnement instantané ou temporisé. Dans ce dernier cas elle doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur.

La commande de l'organe de découplage doit se faire à minimum de tension et son réglage, effectué par le distributeur, est rendu inaccessible par plombage.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

Par ailleurs, le chapitre B61-41 du Guide Technique Distribution d'Electricité définit, en précisant les dispositions précédentes, les protections de découplage à utiliser. Ces éléments sont repris par les arrêtés du 21/07/97 et 4/06/98 fixant les conditions de raccordement des installations de puissance au réseau public.

En pratique il doit donc être prévu, outre les protections de la source autonome, une protection de découplage dite B61.41 conforme à ces éléments.

3.4 Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement (consignation)

Un dispositif de verrouillage est destiné à interdire un fonctionnement ou une manœuvre présentant des risques pour la sécurité du personnel.

Les verrouillages mécaniques et électriques sont intégrés dans le mécanisme et dans les circuits de contrôle des équipements installés dans le poste comme une mesure de protection du personnel contre une mauvaise séquence de manœuvres.

Les dispositifs de verrouillage/interverrouillage entre fonctions situées dans des locaux différents (ex. : tableau MT et transformateur) sont les dispositifs à transfert de clés.

Un schéma d'interverrouillage est destiné à prévenir le personnel de toutes manœuvres anormales. Certaines de ces manœuvres risquent de l'exposer à des dangers électriques, d'autres conduisent seulement à un incident électrique.

3.4.1 Interverrouillage de base

Les fonctions d'interverrouillage peuvent être introduites dans une unité fonctionnelle spécifique : certaines de ces fonctions sont exigées par la norme CEI 62271-200 pour l'appareillage MT sous enveloppe métallique mais d'autres résultent du choix de l'utilisateur.

Pour accéder au tableau MT, il est nécessaire d'effectuer un certain nombre de manœuvres dans un ordre déterminé. Il faudra aussi réaliser ces manœuvres dans un ordre inverse pour remettre l'installation en service. Des procédures propres à l'utilisateur et/ou des interverrouillages dédiés garantissent que les manœuvres requises sont effectuées dans le bon ordre. Alors la cellule accessible sera consignée avec une indication "accessible par verrouillage" ou "accessible suivant procédure". Même pour des utilisateurs ayant leur propre procédure, l'utilisation d'interverrouillage peut fournir une aide précieuse pour garantir la sécurité des personnels.

3.4.2 Verrouillage à clés

Au delà des verrouillages disponibles pour une unité fonctionnelle donnée, les verrouillages et interverrouillages les plus fréquemment utilisés sont des dispositifs à transfert de clés. Ces dispositifs sont basés sur la possibilité de rendre une ou plusieurs clés libres ou prisonnières selon la réalisation ou non de conditions de sécurité.

C'est ainsi que pour accéder à une cellule moyenne tension, il faut effectuer un certain nombre d'opérations dans un ordre déterminé. Il faudra également réaliser les manœuvres pour remettre l'installation sous tension dans l'ordre inverse.

Ces conditions peuvent être combinées en séquences obligatoires et uniques, garantissant ainsi la sécurité des manœuvres qui seront effectuées.

Cette procédure s'appelle en France consignation de l'installation électrique.

Le non respect de cette procédure peut avoir des conséquences graves pour le personnel exécutant l'opération et pour le matériel.

Remarque : il est important de prévoir les dispositifs de verrouillage dès la conception du réseau MT et BT. Ainsi les matériels concernés seront équipés de façon cohérente et compatible en termes de serrures et de clés utilisées.

3.4.3 Continuité de service

Pour une cellule MT, la définition des compartiments accessibles et des conditions de leur accessibilité sont la base de la définition de la classe de "Perte de continuité de service" (Loss of Service Continuity) - LSC - définie dans la norme CEI 62271-200).

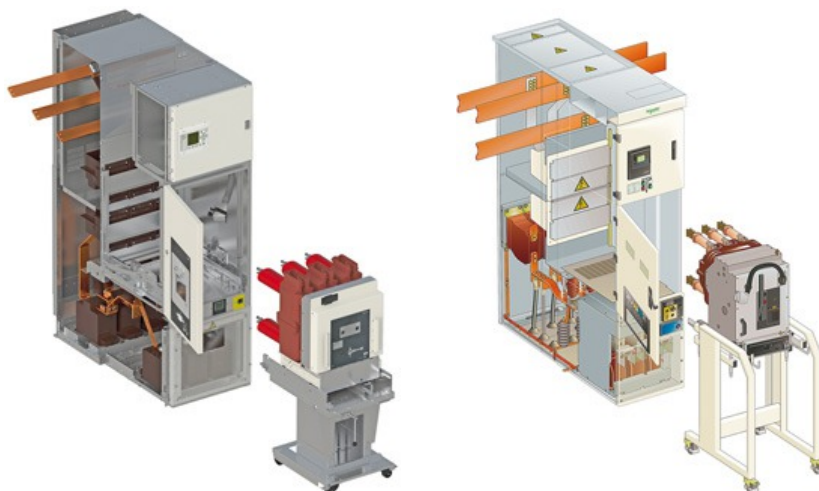
Utiliser des interverrouillages ou des procédures utilisateurs ne doit pas avoir d'effet sur la continuité de service. De ce fait, seule l'autorisation d'accès à une partie spécifique d'un tableau, en conditions normales de fonctionnement, sera soumise à des conditions restrictives, plus ou moins sévères en fonction du besoin en continuité de service de la distribution électrique.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B30

Fig. B19a

Exemple d'architecture d'unité fonctionnelle avec compartiments, pour favoriser la continuité de service



3.4.4 Verrouillages dans les postes équipés d'appareillage sous enveloppe métallique

Dans un poste de livraison MT/BT comportant :

- une cellule arrivée simple dérivation ou deux cellules arrivées double dérivation ou boucle,
- une cellule protection qui peut être une cellule interrupteur-sectionneur-fusibles avec sectionneur de terre ou une cellule disjoncteur,
- un transformateur, les verrouillages permettent les manœuvres ou accès dans les conditions suivantes :

Verrouillages de base intégrés dans les cellules (unités fonctionnelles)

- Manœuvre de l'interrupteur-sectionneur
 - si la porte de la cellule est fermée et si le sectionneur de terre est ouvert.
- Manœuvre des sectionneurs ou des dispositifs de sectionnement de la cellule disjoncteur
 - si la porte de la cellule est fermée,
 - si le disjoncteur est ouvert et si le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) de la cellule est (sont) ouvert(s).
- Fermeture d'un sectionneur de terre
 - si le dispositif de sectionnement associé est ouvert^[4].
- Accès à l'intérieur de chaque cellule aux connexions du transformateur, si des verrouillages ont été spécifiés
 - si le dispositif de sectionnement associé est ouvert et le (ou les) sectionneur(s) de terre éventuel(s) est (sont) fermé(s).
- Fermeture de la porte de chaque cellule, si des verrouillages ont été spécifiés
 - si le (ou les) sectionneur(s) de terre est (sont) fermé(s).
- Accès à l'intérieur de la cellule des transformateurs de tension (en comptage MT)
 - si le sectionneur MT est ouvert et si le sectionnement basse tension est ouvert.
- Manœuvre des sectionneurs de la cellule des transformateurs de tension
 - si la porte de la cellule est fermée.

Interverrouillage fonctionnel impliquant plusieurs équipements séparés ou plusieurs cellules (unités fonctionnelles)

- Accès aux bornes de connexion du transformateur MT/BT
 - si l'unité fonctionnelle de branchement au réseau, alimentant les bornes équerres de connexion du transformateur, a son interrupteur ouvert et son sectionneur de terre fermé,
 - en fonction du risque d'alimentation par l'aval par la basse tension, une condition sur le disjoncteur général BT peut être nécessaire.

Verrouillages et asservissements en France

Dans les postes, la protection des personnes intervenant dans une installation électrique est réalisée par des dispositions de type électrique et de type mécanique.

Les dispositions de type mécanique sont assurées par :

- cloisonnements existants dans les cellules préfabriquées HTA,
- verrouillages, généralement du type à transfert de clés, prévus par l'article 46 de la NF C 13-100.

[4] Si le sectionneur de terre est sur un circuit d'arrivée, les interrupteurs-sectionneurs associés sont ceux situés aux deux extrémités du circuit et ils doivent être interverrouillés de façon adaptée. Dans ce cas la fonction d'interverrouillage est de type à clés multiples.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

3.4.5 Exemple pratique

Dans un poste d'abonné à comptage BT, le schéma d'interverrouillages le plus couramment utilisé est celui MT/BT/TR (moyenne tension/basse tension/transformateur). Le but de cet interverrouillage est :

- d'empêcher l'accès au compartiment transformateur si le sectionneur de terre n'a pas été précédemment fermé
- d'empêcher la fermeture du sectionneur de terre dans le tableau de protection du transformateur si le disjoncteur BT du transformateur n'a pas été précédemment verrouillé en position "ouvert" ou "débroché".

L'accès aux bornes de connexion MT et BT du transformateur (protégé en amont par une cellule de protection interrupteur-fusibles MT (comportant un interrupteur-sectionneur MT, les fusibles MT et un sectionneur de terre MT) doit être réalisé en conformité avec la procédure stricte décrite ci-dessous. Cette procédure est illustrée par les schémas de la **Figure B19b**.

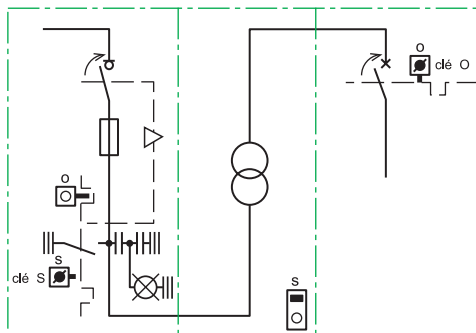
B31

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

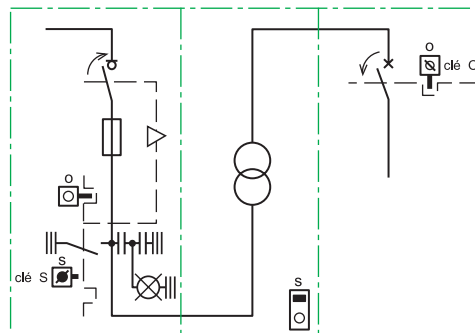
B32

Fig. B19b

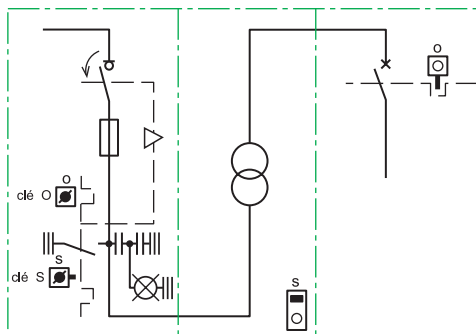
Exemple de système
d'interverrouillage MT/BT



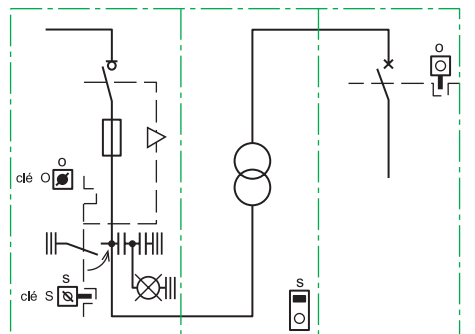
Configuration initiale : Tableau BT sous tension. Interrupteur MT fermé. Disjoncteur BT fermé. Sectionneur de terre ouvert et verrouillé. Clé O libre. Clé S prisonnière.



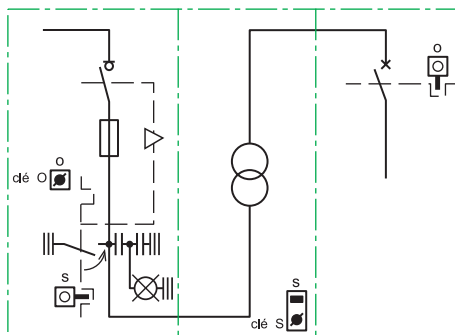
Etape 1 : interrupteur fermé. Disjoncteur BT ouvert et verrouillé. Sectionneur de terre ouvert et verrouillé. Clé O libre. Clé S prisonnière.



Etape 2 : interrupteur ouvert. Disjoncteur BT ouvert et verrouillé. Sectionneur de terre déverrouillé. Clé O prisonnière. Clé S prisonnière.



Etape 3 : interrupteur ouvert. Disjoncteur BT ouvert et verrouillé. Sectionneur de terre fermé et verrouillé. Clé O prisonnière. Clé S libre.



Etape 4 : interrupteur ouvert. Disjoncteur BT ouvert et verrouillé. Sectionneur de terre fermé et verrouillé, porte du compartiment transformateur ouverte. Clé O prisonnière. Clé S prisonnière.

Légende
 Clé absente
 Clé libre
 Clé prisonnière
 Panneau ou porte

Légende

Note : le transformateur est, dans cet exemple, équipé de prises MT débrochables^[5] qui peuvent être embrochées uniquement après le déverrouillage d'un dispositif de fixation commun à toutes les prises phases.

Les interrupteurs-sectionneurs et le sectionneur de terre MT sont mécaniquement interverrouillés de sorte qu'un seul de ces deux appareils peut être fermé c'est-à-dire la fermeture d'un des appareils verrouille automatiquement l'autre en position "ouvert".

[5] le transformateur peut également être équipé d'un capot de protection recouvrant les trois bornes de connexion MT.

3 Protection contre les risques électriques, les défauts et les dysfonctionnements dans les installations électriques

B33

Procédure pour l'isolation et la mise à la terre du transformateur de puissance et pour la déconnexion des prises débrochables (ou du retrait du capot de protection)

Conditions initiales

- L'interrupteur-sectionneur MT et le disjoncteur BT sont fermés.
- Le sectionneur de terre MT est verrouillé en position ouvert par clef "O".
- La clef "O" est prisonnière sur le disjoncteur BT tant que ce disjoncteur est fermé.

Etape 1

- Ouvrir le disjoncteur BT et le verrouiller avec la clef "O".
- La clef "O" est maintenant libérée.

Etape 2

- Ouvrir l'interrupteur MT.
- Vérifier que les indicateurs de "présence tension" sont éteints (lorsque l'interrupteur est ouvert).

Etape 3

- Déverrouiller le sectionneur de terre MT avec la clef "O" et fermer le sectionneur de terre.
- La clef "O" est maintenant prisonnière.

Etape 4

Le panneau d'accès aux fusibles MT peut maintenant être enlevé (c'est-à-dire est déverrouillé par la fermeture du sectionneur de terre). La clef "S" placée à l'intérieur du compartiment derrière ce panneau est prisonnière tant que l'interrupteur MT est fermé.

- Tourner la clef "S" pour verrouiller l'interrupteur, ouvert à l'étape 2, en position "ouvert".
- La clef "S" est maintenant libérée.

Etape 5

La clef "S" permet de désarmer le dispositif de verrouillage, suivant le cas :

- des prises débrochables MT du transformateur,
 - du capot de protection des bornes de connexion du transformateur.
- Dans les deux cas, si une ou plusieurs bornes MT sont rendues accessibles (dénudées par le débrochage des prises ou par le retrait du capot), la clef "S" reste prisonnière dans la boîte de verrouillage. Ceci permet d'intervenir sur ces bornes en étant sûr qu'elles sont hors tension (personne ne peut utiliser la clef "S" sans avoir préalablement remis les prises embrochables ou le capot).

Le résultat de la procédure précédente est :

- L'interrupteur MT est verrouillé en position "ouvert".
- La clef "S" est prisonnière dans la boîte de verrouillage des prises du transformateur tant que les prises MT sont accessibles (exposées au contact).
- Le sectionneur de terre MT est en position "fermé" mais n'est pas verrouillé, c'est-à-dire il peut être ouvert ou fermé, ce qui permet, par ouverture, des essais sur les têtes de câbles. Toutefois, lors de travaux de maintenance, un cadenas est généralement utilisé pour verrouiller le sectionneur de terre en position "fermé", la clef du cadenas étant détenue par le responsable des travaux de maintenance.
- Le disjoncteur BT est verrouillé en position "ouvert" par la clef "O" qui est prisonnière du fait que le sectionneur de terre MT est en position "fermé".
- L'accès au transformateur, isolé et mis à la terre, est parfaitement sécurisé.

Il faut noter que les bornes de connexion amont de l'interrupteur-sectionneur peuvent rester sous tension dans la procédure décrite ci-dessus du fait que celles-ci sont situées dans un compartiment séparé et non accessible dans le cas de l'appareillage de l'exemple ci-dessus. Toute autre solution technique où il existe des bornes de connexion exposées au contact dans des compartiments accessibles, nécessiterait d'autres mises hors tension et des interverrouillages supplémentaires.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B34



Un poste de livraison à comptage BT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant un seul transformateur MT/BT dont la puissance est en général inférieure ou égale à 1250 kVA.

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage BT par :

- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- un seul transformateur,
- courant secondaire assigné est au plus égal à 2000 A (soit en pratique une puissance maximale $P_{\max} \leq 1250 \text{ kVA}$).

La valeur maximale 2000 A impose en pratique, selon les tensions, de se limiter à une puissance maximale normalisée du transformateur de :

- 1250 kVA en 20 kV,
- 1000 kVA en 15 kV,
- 630 kVA en 10 kV,
- 400 kVA en 5,5 kV.

4.1 Fonctions du poste de livraison à comptage BT

4.1.1 Le poste de livraison

L'ensemble des matériels du poste est rassemblé dans une même enceinte, soit à l'intérieur d'un bâtiment existant, soit sous forme d'un poste préfabriqué installé à l'extérieur.

4.1.2 Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :

- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

4.1.3 Transformateur

Le transformateur peut être de plusieurs types :

- immergé dans l'huile minérale si l'emplacement du poste le permet,
- de type sec enrobé et moulé sous vide pour les installations dans certains types de locaux, en fonction de la législation locale. (ex : immeubles de grande hauteur, locaux recevant du public...).

4.1.4 Comptage

Le comptage en BT permet l'utilisation de transformateurs de mesure économiques et peu encombrants. Les pertes du transformateur ne sont pas comptées, mais le tarif appliqué par le distributeur est établi en conséquence.

4.1.5 Générateurs de secours

Les générateurs de secours sont destinés à maintenir l'alimentation des charges essentielles, en cas de défaillance de l'alimentation secteur.

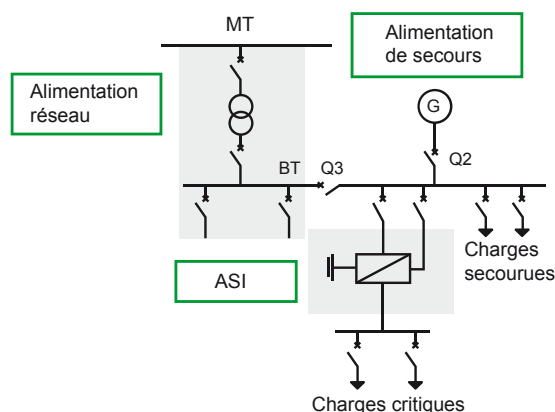
Un poste à comptage BT peut comporter un générateur de secours unique connecté au Tableau Général BT.

Le générateur peut être dimensionné pour l'alimentation de l'ensemble de l'installation ou d'une partie seulement. Dans ce cas, un système de délestage doit être associé au générateur. Les charges nécessitant une alimentation de secours peuvent également être regroupées sur un jeu de barres BT dédié (voir **Fig. B20**).

Une alimentation sans interruption (ASI) peut être ajoutée si nécessaire au niveau BT pour éviter l'interruption de l'alimentation pendant le temps de démarrage du générateur.

4 Le poste de livraison à comptage BT

Fig. B20
générateur de secours en
BT



B35

4.1.6 Condensateurs

Les condensateurs sont destinés à maintenir le facteur de puissance de l'installation à la valeur contractuelle spécifiée par le Distributeur. Les batteries de condensateurs sont raccordées au TGBT et peuvent être fixes ou ajustables au moyen de gradins commandés par un régulateur.

Voir chapitre [Compensation d'énergie réactive](#).

4.1.7 Tableau Général BT

Le transformateur MT / BT est raccordé à un Tableau Général de distribution BT (TGBT) équipé d'un disjoncteur général BT pour assurer :

- la protection générale de l'installation BT,
- l'isolement général des circuits BT, selon les règles de la protection des personnes travaillant dans l'installation électrique,
- la protection du transformateur MT / BT contre les surcharges.

Pour se conformer aux exigences de verrouillage définies (Voir [Verrouillages et séquences obligatoires de fonctionnement \(consignation\)](#)), le disjoncteur doit être équipé d'un dispositif avec cadenas pour le verrouiller en position ouverte.

En France la norme NF C 13 100 exige que ce disjoncteur soit à coupure visible.

4.1.8 Schéma unifilaire

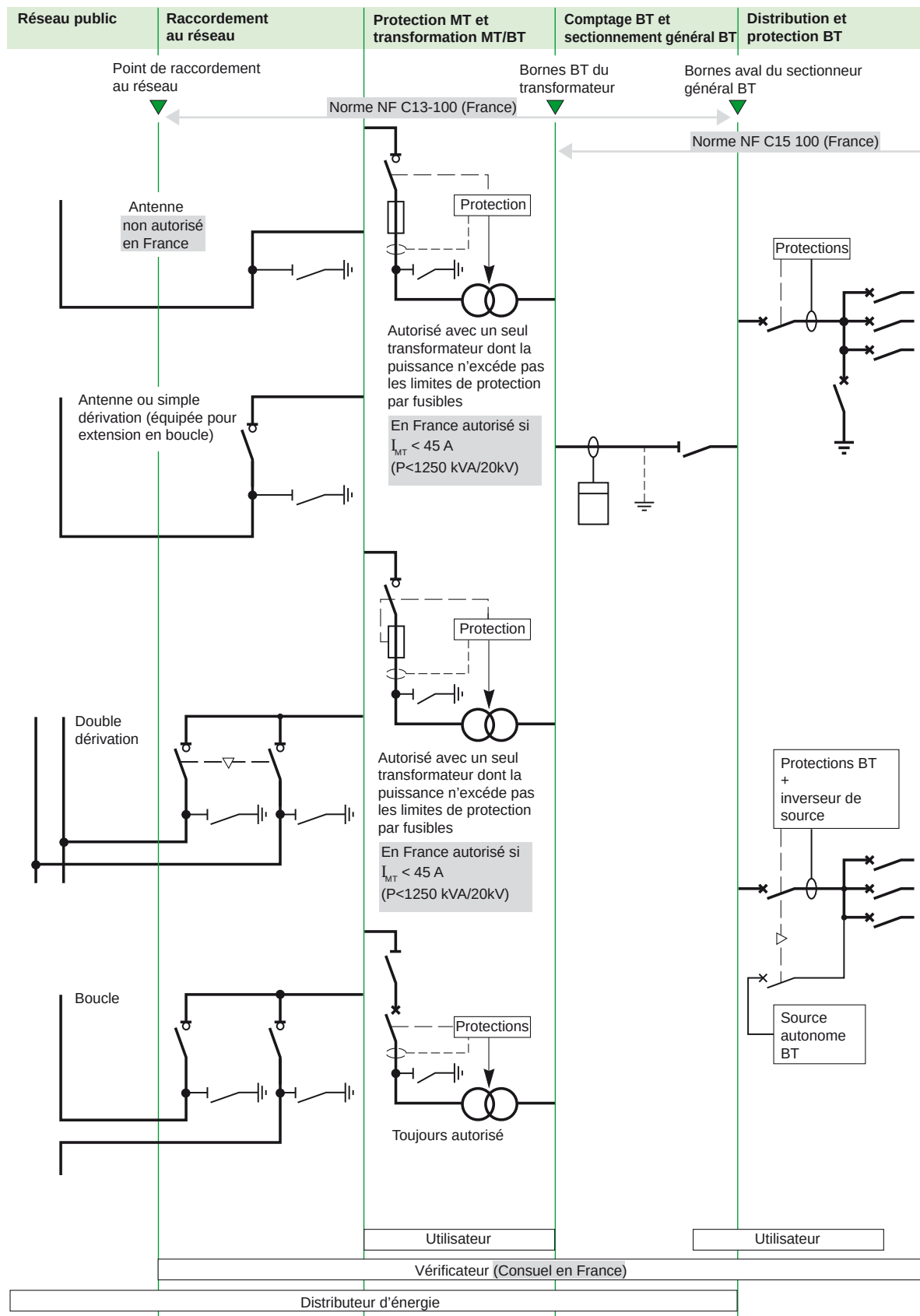
Le schéma de la page suivante (**Figure B21**) représente :

- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de 4 types :
 - en antenne ou simple dérivation,
 - en antenne provisoire (transformable en boucle),
 - en double dérivation,
 - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protections MT et transformation MT / BT,
- la fonction comptage BT et sectionnement général BT
- la fonction protection et distribution BT,
- les zones accessibles aux différents intervenants.
- les zones d'application des normes NF C 13-100 et NF C 15-100, qui se recouvrent partiellement,

4 Le poste de livraison à comptage BT

B36

Fig. B21: Poste de livraison à comptage BT



4.2 Choix des équipements du poste de livraison à comptage BT

4.2.1 Normes et spécifications

L'appareillage et les équipements seront conformes aux normes internationales suivantes :

CEI 62271-1, 62271-200, 60265-1, 62271-102, 62271-100, 62271-105

Des règlements locaux peuvent aussi exiger la conformité avec des normes nationales comme :

- France : UTE
- Royaume Uni : BS
- Allemagne : VDE
- USA : ANSI

Normes et spécifications pour la France

Les équipements HTA doivent répondre aux normes suivantes, rendues applicables par décret :

- UTE NF C 13-100, 13-200, 64-400 pour les cellules
- autres normes spécifiques à chaque appareillage, en particulier, NF C 64-160 pour la coupure pleinement apparente.

Par ailleurs, l'accord du distributeur d'énergie impose généralement la conformité à certaines spécifications propres.

4.2.2 Choix du type de matériel

Un poste peut être réalisé, en fonction des normes et habitudes locales à partir :

- de cellules modulaires, qui permettent de répondre à tous les types de schémas ainsi qu'à des extensions ultérieures en prévoyant la place nécessaire,
- d'ensembles compacts type Ring Main Unit, lorsque l'alimentation se fait en boucle (ensemble monobloc 3 fonctions) en particulier en cas
 - de conditions climatiques et/ou de pollutions très sévères (isolement intégral),
 - d'insuffisance de place pour une solution modulaire.

Matériel utilisés en France

Les équipements HTA sont en général des cellules modulaires, par exemple du type gamme SM6 Schneider Electric. Le RM6 (appareil "tout SF6" à fonctions intégrées) est utilisable sur des réseaux en boucle pour des cas d'environnement sévère.

4.2.3 Cellules compartimentées sous enveloppe métallique

Norme CEI 62271-200

La norme CEI 62271-200 spécifie les "appareillages sous enveloppe métallique pour courant alternatif de tensions assignées supérieures à 1 kV et inférieures ou égales à 52 kV".

Cette norme définit notamment :

- Le type d'appareillage :
 - AIS (Air Insulated Switchgear) – à isolement dans l'air
 - GIS (Gas Insulated Switchgear) – à isolement dans un gaz.
- Les unités fonctionnelles : "partie d'un appareillage sous enveloppe métallique comprenant tous les matériels des circuits principaux et des circuits auxiliaires qui concourent à l'exécution d'une seule fonction", qui correspond en général à une cellule
- Les compartiments : "partie d'un appareillage sous enveloppe métallique fermée, à l'exception des ouvertures nécessaires à l'interconnexion, à la commande ou à la ventilation". Le constructeur définit le nombre et le contenu des compartiments (ex. : jeu de barres, câbles, appareillage...), qui peuvent contenir de l'appareillage de type :
 - fixe,
 - débrochable.
- L'accessibilité de chaque compartiment :
 - contrôlée par verrouillage ou selon procédures, pour les compartiments pouvant être ouverts en exploitation normale,
 - par outillage, pour les compartiments ne devant pas être ouverts en exploitation normale,
 - non accessible, pour les compartiments ne devant pas être ouverts.
- La catégorie de perte de continuité de service LSC (Loss of Service Continuity), qui définit la possibilité de maintenir sous tension d'autres compartiment quand un compartiment est ouvert.
 - LSC1, lorsque cette ouverture nécessite la mise hors tension des autres unités fonctionnelles.
 - LSC2 A lorsque les autres unités fonctionnelles peuvent rester sous tension.
 - LSC2 B lorsque les autres unités fonctionnelles et tous les compartiments câbles peuvent rester sous tension.
- La classe de cloisonnement (Partition Class) entre parties sous tension et compartiment ouvert, par le type de cloison "partie d'un appareillage sous enveloppe métallique séparant un compartiment d'une autre compartiment"

4 Le poste de livraison à comptage BT

B38

- PM : cloisons métalliques,
- PI : cloisons isolantes.

Cellules pour les postes HTA/BT ou HTA/HTA en France

Les cellules utilisées, par exemple la gamme SM6 de Schneider Electric, sont vis-à-vis de la norme CEI 62271-200 de type :

- AIS avec isolement dans l'air,
- à compartiments équipés d'un appareillage fixe,
- catégorie de perte de continuité de service LSC2A,
- classe de cloisonnement PI.

Les cellules modulaires type SM6 procurent :

- la sécurité d'exploitation,
- la réduction d'encombrement,
- une grande souplesse d'adaptation et des extensions aisées,
- une maintenance réduite.

Chaque cellule comporte 3 compartiments :

- appareillage : interrupteur-sectionneur isolé dans un carter en résine-epoxy rempli de SF6 et scellé à vie
 - raccordements : par câbles sur plages du carter de l'interrupteur (possibilité d'installation sur socle, sans génie civil)
 - jeu de barres : modulaire, permettant une extension à volonté des tableaux
- Un capot de commande peut contenir (sans saillie) un automatisme de commande et du relaiage. Un caisson complémentaire supérieur peut être ajouté si nécessaire.

Les raccordements sont réalisés à l'intérieur d'un compartiment raccordement câbles situé en face avant, accessibles en retirant un panneau d'accès.

Les cellules sont raccordées électriquement entre elles par un jeu de barres préfabriqué.

La mise en place se fait sur le site en respectant les instructions de montage.

L'exploitation est simplifiée par le regroupement de toutes les commandes sur un plastron frontal.

L'interrupteur-sectionneur SM6 (cf. **Fig. B22**) répond au critère de coupure pleinement apparente suivant par la norme CEI 62 271-102 et la norme NF C 64-160 grâce à l'indicateur de position reflétant fidèlement la position des contacts.

Les cellules intègrent les verrouillages de base spécifiés dans la norme CEI 62271-200 :

- la fermeture de l'interrupteur n'est possible que si le sectionneur de terre est ouvert, et si le panneau d'accès aux raccordements est en place.
 - la fermeture du sectionneur de terre n'est possible que si l'appareil fonctionnel est ouvert.
 - l'ouverture du panneau d'accès aux raccordements câbles, qui est le seul compartiment accessible à l'utilisateur lors de l'exploitation, est sécurisé par plusieurs autres interverrouillages :
 - l'ouverture du panneau n'est possible que si le sectionneur de terre est fermé,
 - l'interrupteur-sectionneur est verrouillé en position ouvert lors de l'accès. L'ouverture du sectionneur de terre est alors possible, par exemple pour des essais sur les têtes de câbles.
- Ces fonctionnalités permettent, lors de l'ouverture d'un panneau d'accès aux raccordements câbles d'une cellule, de conserver le jeu de barres et les câbles des autres cellules sous tension et en exploitation (catégorie de perte de continuité de service LSC2A).

Outre les verrouillages fonctionnels définis ci-dessus, chaque cellule comporte :

- des dispositifs de cadenassage prévus par construction
- des aménagements destinés à recevoir chacun une serrure pour des interverrouillages éventuels.

Les manœuvres sont faciles et sécurisées

- Organes nécessaires aux manœuvres regroupés sur une platine fonctionnelle et claire.
- Levier de fermeture commun à toutes les cellules (sauf disjoncteurs).
- Faible effort de manœuvre du levier.
- Ouverture ou fermeture de l'appareil par levier ou par bouton-poussoir pour les interrupteurs automatiques.

Fig. B22
Cellule interrupteur
sectionneur SM6



4.3 Choix de la cellule de protection du transformateur MT/BT

Trois types de cellules MT sont généralement utilisés pour protéger le transformateur du poste :

- Interrupteur et fusibles associés, la fusion d'un fusible n'agissant pas sur l'interrupteur (ex. : cellule PM de la gamme SM6),
- combiné interrupteur-fusibles, la fusion d'un fusible^[6] déclenchant l'interrupteur (ex. : cellule QM de la gamme SM6),
- disjoncteur (ex. : cellule DM de la gamme SM6).

Sept paramètres vont influencer sur le choix optimal :

- la valeur du courant primaire,
- le type d'isolant du transformateur,
- l'installation du poste par rapport au local principal,
- la position du poste par rapport aux charges,
- la puissance en kVA du transformateur,
- la distance des cellules au transformateur,
- l'utilisation de relais de protection séparés (par opposition à relais directs à bobine agissant directement sur le déclencheur).

Choix de la cellule de protection du transformateur en comptage BT en France

Le dispositif de protection HTA est défini par la norme NF C 13-100 (voir page B25).

Un poste HTA à comptage BT comporte un seul transformateur de courant secondaire < 2000 A (voir page B32).

- Le courant de base vérifie ainsi toujours, en 20 kV, la condition $I_B < 45$ A, de sorte que la protection peut être assurée (NF C 13-100 § 433), soit par des fusibles, soit par un disjoncteur. Ce dernier est préférable, avec l'accord du distributeur, s'il est prévu dans l'avenir une augmentation de la puissance du poste.
- Si une source autonome d'énergie électrique peut fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur il faut opter pour une protection par disjoncteur.

La norme NF C 13-100 impose d'autre part en comptage BT :

- une protection du transformateur contre les défauts internes provoquant l'ouverture du dispositif de protection HTA :
 - pour les transformateurs immergés, un dispositif de détection gaz, pression, température de type DMCR ou DGPT2,
 - pour les transformateurs secs, un dispositif thermique,
- une protection à maximum de courant résiduel lorsque le transformateur est éloigné de plus de 100 mètres des cellules HTA.

Le dispositif de protection du transformateur peut être alimenté par le transformateur lui-même.

[6] les combinés interrupteur-fusibles sont équipés d'un percuteur qui provoque le déclenchement tripolaire de l'interrupteur en cas de fusion d'un ou plusieurs fusibles.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B40

4.4 Choix du transformateur MT/BT

4.4.1 Paramètres caractérisant un transformateur

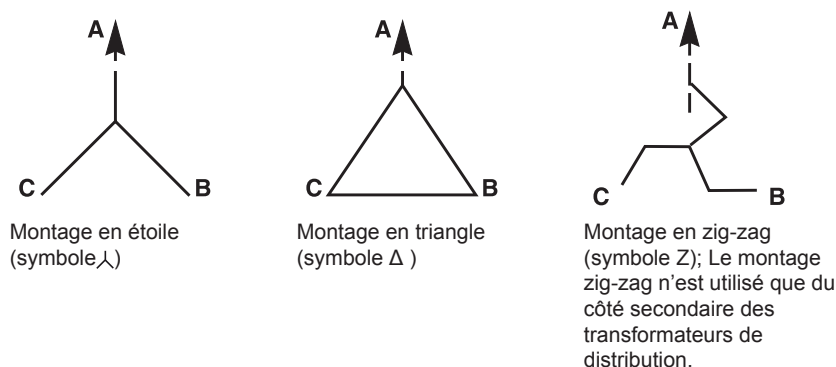
Un transformateur est défini, d'une part, par ses caractéristiques électriques et, d'autre part, par des caractéristiques liées à sa technologie et à ses conditions d'utilisation.

Caractéristiques électriques

- Puissance assignée P_n : valeur conventionnelle de la puissance apparente en kVA destinée à servir de base à la construction du transformateur. Les essais et garanties du constructeur se réfèrent à cette valeur.
- Fréquence : Ce guide concerne les réseaux 50 et 60 Hz.
En France, la fréquence du réseau est de 50 Hz.
- Tension(s) assignée(s) primaire(s) et secondaire(s) :
 - pour une double tension primaire, préciser la puissance en kVA correspondant à chaque niveau.
 - la(es) tension(s) secondaire(s) sont celles à vide en circuit ouvert.
- Niveau d'isolement assigné : il est défini par l'ensemble des deux valeurs suivantes :
 - tension de tenue d'essai à fréquence industrielle,
 - tension de tenue à l'onde de choc normalisée, qui simule l'effet de la foudre.

Pour les tensions considérées dans ce chapitre, les surtensions de manœuvres sont généralement moins importantes que celles dues à la foudre, de sorte qu'il n'y pas d'essai séparé pour les surtensions de manœuvres.
- Prises de réglage manœuvrables hors tension : elles agissent sur la plus haute tension et permettent d'adapter dans des fourchettes $\pm 2,5\%$ et $\pm 5\%$ le transformateur à la valeur réelle de la tension d'alimentation. Le transformateur doit être mis hors tension préalablement à la commutation de ces prises.
- Couplages des enroulements (cf. **Fig. B23**) : il sont indiqués par des symboles pour les couplages en étoile, triangle et zig-zag, et toute combinaison de ces couplages (en particulier pour les transformateurs spéciaux comme les transformateurs hexaphasés ou dodécaphasés) et par un code alpha numérique préconisé par la CEI. Ce code se lit de gauche à droite, la première lettre se référant à l'enroulement de tension la plus élevée, la seconde lettre à celui de tension immédiatement inférieure, etc.
 - Les lettres majuscules se réfèrent à l'enroulement de tension la plus élevée.
 - D = couplage triangle en MT
 - Y = couplage étoile en MT
 - Z = couplage zigzag en MT
 - N = neutre MT sorti accessible
 - Les lettres minuscules se réfèrent en général aux enroulements secondaire et le cas échéant tertiaire.
 - d = couplage triangle en BT
 - y = couplage étoile en BT
 - z = couplage zig-zag (interconnexion en étoile) en BT
 - n = neutre BT sorti accessible
 - un nombre de 0 à 11, désigné par indice horaire (avec "0" en lieu et place de "12") est accolé aux lettres pour indiquer le déphasage entre la tension primaire et la tension secondaire.

Fig. B23
Couplages usuels



Pour un transformateur de distribution, Dyn11 est un type classique de couplage des enroulements primaires et secondaires : ce couplage Dyn11 signifie que :

- le primaire est monté en triangle,
- le secondaire, avec un point neutre disponible sur borne, est monté en étoile,

4 Le poste de livraison à comptage BT

B41

- le déphasage entre les tensions primaires et secondaires est égal à : + 30° électrique. Le nombre "11" signifie que la tension de la phase "1" du secondaire est à "11 heures" tandis que la tension de la phase "1" du primaire est à "12 heures", comme indiqué sur la **Figure B32** - Mise en parallèle de transformateurs. Toutes les combinaisons d'enroulements triangle, étoile et zig-zag produisent un déphasage qui est de 30° électrique ou multiple de 30° électrique ou nul. La norme CEI 60076-4 décrit en détail "l'indice horaire".

Caractéristiques liées à la technologie et aux conditions d'utilisation

Cette liste n'est pas exhaustive :

- choix du diélectrique,
- installation intérieure ou extérieure,
- altitude (≤ 1000 m est le cas standard),
- température :
 - ambiante maximum : 40°C,
 - ambiante moyenne journalière : 30°C,
 - ambiante moyenne annuelle : 20°C.

Ces températures sont des valeurs standard selon la norme CEI 60076.

4.4.2 Description des technologies

Il existe deux types de transformateurs :

- les transformateurs de type secs enrobés,
- les transformateurs de type immergés.

Transformateurs de type secs

L'isolation des enroulements est réalisée par des isolants solides à base de résine. Le refroidissement est donc réalisé par l'air ambiant sans liquide intermédiaire. Il est recommandé de choisir le transformateur sec avec les caractéristiques suivantes, conformément à la norme CEI 60076-11 :

- classe E2 de comportement vis à vis de l'environnement (condensation fréquente, pollution élevée) : enrobage procurant un excellent comportement en atmosphère industrielle et une insensibilité aux agents extérieurs (poussière, humidité...) tout en garantissant une parfaite protection de l'environnement et des personnes par la suppression des risques de pollution froide ou chaude,
- classe C2 climatique (fonctionnement transport et stockage jusqu'à -25°C),
- classe F1 de comportement au feu (F2 correspond à un accord spécial entre constructeur et utilisateur), c'est à dire :
 - autoextinction rapide : enrobage possédant une excellente résistance au feu et une autoextinguibilité immédiate, ce qui permet de qualifier ces transformateurs d'ininflammables,
 - matériaux et produits de combustion non toxiques : enrobage exempt de composés halogénés (chlore, brome, etc.) et de composés générateurs de produits corrosifs ou toxiques, ce qui garantit une sécurité élevée contre les risques de pollution chaude en cas de pyrolyse,
 - fumées non opaques : du fait des composants utilisés.

Par exemple, ce qui suit se réfère au procédé de fabrication réalisé par Schneider Electric. Ce procédé, qui procure la classification E2, C2, F1, utilise des systèmes brevetés et exclusifs de bobinage et d'enrobage par moulage sous vide de l'enroulement MT (cf. **Fig. B24**).

Trois composants constituent l'enrobage :

- résine époxyde à base de biphénol A, de viscosité adaptée à une excellente imprégnation des enroulements
- durcisseur anhydride (non aminé), modifié par un flexibilisateur pour assurer la souplesse du système moulé nécessaire afin d'interdire toute fissure en exploitation,
- charge active pulvérulente composée d'alumine trihydratée $\text{Al}(\text{OH})_3$ et de silice qui apporte des propriétés mécaniques et thermiques requises et les qualités intrinsèques exceptionnelles de comportement au feu.

En outre les transformateurs de type sec enrobé assurent une excellente protection contre les contacts directs.

Par exemple, les transformateurs précédents ont une enveloppe ayant un degré de protection IP 3X, conforme aux exigences du décret de protection n° 88-10-56 du 14-11-1988.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B42

Fig. B24
Transformateur de type
sec Trihal



Transformateurs de type immergés

Le liquide utilisé comme diélectrique dans les transformateurs immergés est l'huile minérale. Toutefois des alternatives plus écologiques apparaissent, et l'on trouve des transformateurs immergés dans :

- soit de l'huile minérale, tirée du pétrole
- soit de l'huile végétale, extraite des plantes.

Ces liquides étant inflammables, voire très inflammables dans le cas de l'huile minérale, il est recommandé de prendre des mesures de sécurité, obligatoires dans la plupart des cas dont la plus simple (*utilisée en France*) est le relais de protection type DMCR ou DGPT2. En cas d'anomalie, il donne l'ordre de mise hors service du transformateur avant que la situation ne devienne dangereuse.

L'huile minérale est difficilement biodégradable, même sur le long terme, alors que l'huile végétale est biodégradable à 99% en 43 jours. Elle constitue une alternative écologique, apportant de plus des performances optimisées.

Le diélectrique liquide sert aussi à évacuer les calories. Il se dilate en fonction de la charge et de la température ambiante. La conception des transformateurs leur permet d'absorber les variations de volume correspondantes.

Pour cela, deux techniques sont employées :

- étanche à remplissage total (ERT) (cf. **Fig. B25**)

Cette technique est utilisable actuellement jusqu'à 10 MVA

Développée par Schneider Electric en 1963, la technique étanche à remplissage total (ERT) ou intégral (ERI), "sans matelas gazeux" des cuves étanches des transformateurs immergés a été adoptée par le distributeur national d'alors, EDF, en 1972. Elle est maintenant communément utilisée partout dans le monde.

La dilatation du diélectrique liquide est compensée par la déformation élastique des ondes de la cuve du transformateur qui servent également à évacuer les calories.

La technique ERT présente beaucoup d'avantages par rapport à d'autres procédés :

- toute oxydation du diélectrique liquide par contact avec l'air est évitée,
- pas de nécessité de dessiccateur d'air et, en conséquence, réduction de l'entretien et de la maintenance (pas de surveillance ni besoin de changer le dessiccateur) :
- plus de contrôle de la rigidité diélectrique,
- protection interne simple possible grâce au relais de pression,
- facilité d'installation : plus léger et moins haut (absence de conservateur), il offre un meilleur accès aux connexions MT et BT,
- détection immédiate de toute fuite même sans gravité : de l'eau ne pourra pas pénétrer dans la cuve.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B43

Fig. B25

Transformateur étanche à
remplissage intégral



- respirant avec conservateur (cf. **Fig. B26**)

La dilatation du diélectrique se fait dans un réservoir d'expansion (conservateur) placé au-dessus de la cuve, comme présenté par la figure. L'espace au dessus du liquide peut être rempli d'air qui pénètre lorsque le niveau du liquide baisse et est partiellement expulsé lorsque le niveau monte. L'air ambiant pénètre à travers un joint étanche à l'huile, puis passe par un système dessiccateur (généralement à base de gel de cristaux de silice) protégeant de l'humidité, avant d'entrer dans le réservoir. Pour certains gros transformateurs l'espace au dessus de l'huile est occupé par une paroi étanche déformable de sorte que le diélectrique ne puisse pas être en contact direct avec l'air ambiant. L'air entre et sort à travers un joint étanche à l'huile et un dessiccateur comme décrit précédemment.

Un réservoir d'expansion est obligatoire pour les transformateurs de plus de 10 MVA, ce qui est la limite actuelle de la technologie à remplissage total.

Fig. B26

Transformateur respirant
avec conservateur



4.4.3 Choix de la technologie

Actuellement, il est possible de choisir entre un transformateur de type sec ou de type immergé dans l'huile jusqu'à 10 MVA.

Pour réaliser ce choix, plusieurs paramètres sont à prendre en considération, dont :

- la sécurité des personnes, au niveau du transformateur ou à son voisinage, sécurité qui fait l'objet d'une réglementation et de recommandations officielles,
- le bilan économique, compte tenu des avantages de chaque technique et de la gamme des matériels existants.

Les règlements pouvant influencer sur le choix sont les suivants :

- transformateur de type sec :
 - dans certains pays, un transformateur de type sec est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
 - les transformateurs de type sec n'imposent aucune contrainte dans les autres cas.
- transformateur immergé dans un diélectrique liquide (cf. **Fig.B27**) :
 - ce type de transformateur est généralement interdit dans les immeubles de grande hauteur,
 - les contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé,
 - les pays dans lesquels l'utilisation d'un diélectrique liquide est largement développée, les classent en différentes catégories selon leur performance de tenue au feu. Celle-ci est caractérisée par deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B44

Fig. B27
Catégories de
diélectriques

Code	Liquide diélectrique	Point de feu (°C)	Pouvoir calorifique inférieur (°C) (MJ/kg)
O1	Huile minérale	< 300	-
K1	hydrocarbures à haute densité	> 300	48
K2	Esters	> 300	34 - 37
K3	Silicones	> 300	27 - 28
L3	Liquides halogènes isolants	-	12

Par exemple, la réglementation française définit les conditions d'utilisation des transformateurs à diélectriques liquides.

La réglementation précise :

- transformateur de type sec enrobé,
 - il est obligatoire dans les immeubles de grande hauteur,
 - il n'impose pas de contraintes d'installation dans les autres cas,
- transformateur à diélectrique liquide :
 - il est interdit dans les immeubles de grande hauteur,
 - il implique des contraintes d'installation lorsqu'il fait usage d'un certain nombre de diélectriques. Ces contraintes d'installation, ou protections minimales contre les risques d'incendie, varient selon la classe du diélectrique utilisé.

Les normes françaises précisent par ailleurs :

- la norme NF C 27-300 donne une classification des diélectriques liquides d'après leur comportement au feu (Fig. B27), apprécié selon deux critères : le point de feu et le pouvoir calorifique inférieur (ou quantité minimale de chaleur dégagée).
- la norme NF C 17-300 définit les conditions d'installation des transformateurs, contenant des diélectriques liquides, pour assurer la sécurité des personnes et la conservation des biens. Elle traite notamment des mesures minimales à prendre contre les risques d'incendie.

Les principales mesures sont décrites dans le **tableau B28** :

- pour les diélectriques de classe L3, aucune mesure particulière n'est à prévoir
- pour les diélectriques de classe O1 et K1, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 25 litres de diélectrique
- pour les diélectriques de classe K2 et K3, les mesures ne sont applicables que s'il y a plus de 50 litres de diélectrique.

Fig. B28
Dispositions minimales
relatives aux installations
électriques avec
diélectrique liquide de
classe O1, K1, K2 ou K3

Classe du diélectrique	Nombre minimal de litres impliquant des mesures	Local ou emplacement					
		Local ou emplacement réservé aux personnes averties ou qualifiées (B4 ou B5) et séparé de tout autre bâtiment d'une distance D			Local réservé aux personnes averties et isolé des locaux de travail par des parois coupe- feu de degré 2 heures		Autres locaux ou emplacements ^[b]
		D > 8 m	4 m < D < 8 m	D < 4 m ^[a] vers des locaux	Sans ouverture	Avec ouverture(s)	
O1 K1	25	Pas de mesures particulières	Interposition d'un écran pareflames de degré 1 heure	Mur du bâtiment voisin coupe- feu de degré 2 heures	Mesures (1 + 2) ou 3 ou 4	Mesures (1 + 2 + 5) ou 3 ou (4 + 5)	Mesures (1A + 2 + 4) ^[c] ou 3
K2 K3	50	Pas de mesures particulières	Interposition d'un écran pare-flammes de degré 1 heure		pas de mesures particulières	Mesures 1A ou 3 ou 4	Mesures 1 ou 3 ou 4
L3		Pas de mesures particulières					

[a] Une porte coupe-feu de degré 2 heures se refermant d'elle-même sur un seuil élevé n'est pas considérée comme une ouverture.

[b] Locaux attenants à des locaux de travail et séparés par des parois ne possédant pas les caractéristiques coupe-feu de degré 2 heures.

[c] Il est indispensable que le matériel soit enfermé dans une enceinte à parois pleines ne comportant pas d'autres orifices que ceux nécessaires à la ventilation.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B45

Mesure 1 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à se répandre, il soit entièrement recueilli (bac de rétention, relèvement des seuils et obturation des caniveaux lors de la construction).

Mesure 1A : En plus de la mesure 1, mise en œuvre de dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, il ne puisse mettre le feu à des objets combustibles avoisinants (éloignement de tout objet combustible à plus de 4 m de l'appareil, ou à plus de 2 m si interposition d'un écran pare-flammes de degré minimal 1 heure).

Mesure 2 : Dispositions telles que, si le diélectrique vient à s'enflammer, son extinction naturelle soit rapidement assurée (lit de cailloux).

Mesure 3 : Dispositif automatique fonctionnant en cas d'émission de gaz au sein du diélectrique et provoquant la mise hors tension du matériel (DMCR ou DGPT2), accompagné d'un dispositif d'alarme.

Mesure 4 : Détection automatique d'incendie disposée à proximité immédiate du matériel, provoquant la mise hors tension et le fonctionnement d'un dispositif d'alarme.

Mesure 5 : Fermeture automatique de toutes les ouvertures du local contenant le matériel par des panneaux pare-flammes de degré minimum 1/2 heure

4.4.4 Détermination de la puissance optimale

Surdimensionner un transformateur

Ceci entraîne :

- un investissement et des pertes à vide plus importants,
- une réduction des pertes en charge.

Sous-dimensionner un transformateur

Ceci entraîne un fonctionnement :

- à pleine charge (le rendement qui est maximal entre 50% et 70% de la charge maximale n'est plus, dans ce cas, optimum),
- ou en surcharge qui peut avoir des conséquences graves pour :
 - l'exploitation : échauffement des enroulements provoquant l'ouverture des appareils de protection,
 - le transformateur : vieillissement prématuré des isolants pouvant aller jusqu'à la mise hors service du transformateur.

Définition de la puissance optimale

Pour définir la puissance optimale d'un transformateur il est important de :

- faire le bilan des puissances installées (voir chapitre A),
- connaître le facteur d'utilisation de chaque récepteur,
- déterminer le cycle et la durée de charge ou de surcharge de l'installation
- compenser l'énergie réactive si nécessaire pour :
 - supprimer les pénalités pour les tarifs définissant une puissance appelée maximum (kVA),
 - diminuer la puissance souscrite ($P_{kVA} = P_{kW} / \cos \phi$)
- choisir parmi les puissances disponibles en tenant compte :
 - des extensions futures
 - de la sûreté de fonctionnement.

On veillera, en outre, au refroidissement correct du local dans lequel se trouve le transformateur.

4.5 Instructions pour l'utilisation des équipements MT

L'objectif de cette partie est de proposer un guide pratique pour éviter ou réduire grandement la dégradation des équipements MT dans les sites exposés à l'humidité et à la pollution.

Les postes d'extérieurs de types préfabriqués intègrent en général, selon les constructeurs, des dispositions spécifiques de protection contre la pollution et l'humidité et une ventilation adaptée, attestés par des essais, qui respectent ces instructions.

4.5.1 Conditions normales de service pour les équipements MT d'intérieur

Tous les équipements MT sont conformes à leur norme spécifique et à la norme CEI 62271-1 "Appareillage à haute tension - Spécifications communes" qui définit les conditions normales pour l'installation et l'utilisation de tels équipements.

Par exemple, concernant l'humidité, la norme mentionne :

Les conditions normales d'humidité sont :

- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 95%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période de 24 h n'excédant pas 2,2 kPa,
- la valeur moyenne de l'humidité relative mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 90%,
- la valeur moyenne de la pression de vapeur saturante mesurée sur une période d'un mois n'excédant pas 1,8 kPa.

Dans ces conditions, des phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître.

4 Le poste de livraison à comptage BT

B46

Note 1 : des phénomènes de condensation peuvent se produire lorsqu'une baisse brusque de température survient dans une ambiance très humide.

Note 2 : pour éviter les effets d'une grande humidité et de la condensation, telle que la rupture de l'isolement et la corrosion des parties métalliques, des appareillages conçus et testés pour de telles ambiances doivent être mis en œuvre.

Note 3 : les phénomènes de condensation peuvent être prévenus par :

- une conception spécifique de la construction du poste ou des enveloppes des matériels,
- une ventilation et un chauffage adapté du poste,
- l'utilisation d'un équipement de déshumidification.

Comme indiqué dans la norme, les phénomènes de condensation peuvent occasionnellement apparaître même dans des conditions normales. La norme poursuit en indiquant des mesures spécifiques relatives à des postes d'intérieur qui peuvent être mises en œuvre pour prévenir les phénomènes de condensation.

4.5.2 Utilisation dans des conditions sévères

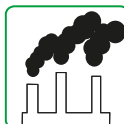
Dans des conditions sévères d'humidité et de pollution, largement au delà des conditions d'utilisation mentionnées ci-dessus, un équipement électrique peut être endommagé par la corrosion rapide de ses pièces métalliques et la dégradation en surface de ses isolants.

Mesures correctives contre les problèmes de condensation



- Concevoir avec précaution ou adapter la ventilation du poste.
- Eviter les variations de température.
- Eliminer les sources d'humidité dans l'environnement du poste.
- Installer un système de climatisation et, pour l'appareillage isolé dans l'air installer et mettre en service des résistances de chauffage (proposées par les constructeurs).
- S'assurer que le câblage est conforme aux règles de l'art.

Mesures correctives contre les problèmes de pollution



- Equiper le poste d'orifices de ventilation avec des grilles de type chevron pour réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Maintenir la ventilation du poste au minimum requis pour l'évacuation des calories du transformateur afin de réduire la pénétration des poussières et de pollution.
- Utiliser des cellules MT avec un degré suffisamment élevé de protection (IP).
- Utiliser un système d'air conditionné avec des filtres afin de limiter la pénétration des poussières et de pollution.
- Nettoyer régulièrement toutes les traces de pollution sur les parties métalliques et les isolants.

Ventilation

La ventilation du poste est généralement nécessaire pour dissiper les calories produites par le transformateur et permettre la déshumidification du poste après des périodes particulièrement mouillées ou humides.

Cependant, beaucoup d'études ont montré qu'une ventilation excessive peut fortement augmenter les phénomènes de condensation.

La ventilation doit en outre être maintenue au niveau minimum requis.

De plus, la ventilation ne doit jamais générer de variations brusques de température pour éviter d'atteindre le point de rosée.

Pour cette raison :

- la ventilation naturelle doit être utilisée autant que possible,
- si une ventilation forcée est nécessaire, les ventilateurs doivent fonctionner en permanence pour éviter les brusques variations de température.

5 Le poste de livraison à comptage MT

B47

Un poste de livraison à comptage MT est une installation électrique raccordée à un réseau de distribution publique sous une tension nominale de 1 à 35 kV comprenant généralement un seul transformateur MT/BT de puissance supérieure 1250 kVA ou plusieurs transformateurs.

En France la norme NF C 13-100 définit le poste HTA à comptage HTA par :

- une tension 1 à 33 kV (valeur usuelle 20 kV),
- soit un seul transformateur de courant secondaire assigné supérieur à 2000 A (soit en pratique une puissance $P > 1250$ kVA),
- soit plusieurs transformateurs.

Le courant de appareillage MT est en général inférieur à 400 A.

Dans le cas d'un transformateur unique, la valeur minimale 2000 A impose, selon les tensions, une puissance minimale normalisée du transformateur de :

- 1600 kVA en 20 kV,
- 1250 kVA en 15 kV,
- 1000 kVA en 10 kV,
- 630 kVA en 5,5 kV.

5.1 Fonctions du poste de livraison à comptage MT

5.1.1 Le poste de livraison

Suivant la complexité de l'installation et la répartition des charges, le poste peut comporter

- un local comprenant le tableau MT de livraison et le(s) panneau(x) de comptage(s), le tableau MT de répartition d'énergie, le(s) transformateur(s) MT / BT, un tableau général BT,
- en plus d'un local du type précédent, plusieurs autres sous-stations (appelées communément en France postes satellites) alimentées en MT depuis le poste de livraison précédent, et comportant un tableau MT, des comptages et des transformateurs MT / BT.

Ces différents postes peuvent être installés :

- soit à l'intérieur d'un bâtiment,
- soit à l'extérieur dans des enveloppes préfabriquées.

5.1.2 Raccordement au réseau MT

Le raccordement au réseau se fait :

- soit directement en antenne (simple dérivation),
- soit par l'intermédiaire de 2 interrupteurs dans un réseau en boucle (coupure d'artère),
- soit par 2 interrupteurs verrouillés mécaniquement dans un réseau en double dérivation.

5.1.3 Comptage

Avant toute réalisation, l'approbation préalable du distributeur d'énergie électrique doit être demandée.

Le comptage est réalisé coté MT, et le tableau MT doit comporter le comptage. Les transformateurs de courant et de tension, ayant la classe de précision nécessaire, peuvent être intégrés dans la cellule d'arrivée et protection générale par disjoncteur. Toutefois les transformateurs de tension peuvent être installés dans une cellule distincte.

En France, une cellule modulaire est nécessaire pour la mesure de tension. Les transformateurs d'intensité sont installés dans la cellule de protection générale de l'installation.

5.1.4 Postes satellites

Si l'installation comporte des postes satellites MT, la distribution du réseau MT de l'utilisateur, en aval du comptage, peut se faire en simple dérivation, en double dérivation ou en boucle selon les besoins de sécurité et de continuité de service.

5.1.5 Générateurs

Les générateurs ont pour but d'alimenter les installations prioritaires en cas de défaillance du réseau. Ils sont placés soit sur le réseau BT du tableau prioritaire, soit en alimentation au niveau du jeu de barres MT.

5.1.6 Condensateurs

Les condensateurs seront, suivant le cas, installés :

- sous forme de gradins MT au niveau du poste de livraison,
- dans les postes satellites en BT.

5 Le poste de livraison à comptage MT

B48

5.1.7 Transformateurs

Pour des raisons de disponibilité de l'énergie électrique, les transformateurs peuvent être associés soit en marche alternée, soit en marche parallèle.

5.1.8 Schéma unifilaire

Le schéma de la **Figure B30** de la page suivante représente :

- les fonctions raccordements au réseau qui peuvent être de 4 types :
 - en antenne ou simple dérivation,
 - en antenne provisoire (transformable en boucle),
 - en double dérivation,
 - en boucle ou coupure d'artère,
- les fonctions protection générale MT et comptage MT,
- les fonctions distribution et protection des départs MT,
- les fonctions protection et distribution BT,
- les zones d'application, en France, des normes NF C 13-100, NF C 13-200 et NF C 15-100.

5.2 Choix des équipements du poste de livraison à comptage MT

Le poste à comptage MT comporte, en plus des cellules de raccordement au réseau, des cellules spécifiques pour le comptage et, éventuellement, l'inversion de sources en MT. Les cellules modulaires permettent de réaliser l'ensemble de ces fonctions.

5.2.1 Comptage et protection générale

Le comptage et la protection générale sont réalisés par l'association :

- d'une cellule contenant les TP,
- d'une cellule protection générale par disjoncteur contenant les TI de mesure et de protection.

La protection générale est habituellement à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant ou par relais numérique à alimentation auxiliaire.

La **figure B29** présente, par exemple, un poste de livraison HTA à comptage HTA, utilisé sur les réseaux français, réalisé à partir de cellules de la gamme SM6 de Schneider Electric.

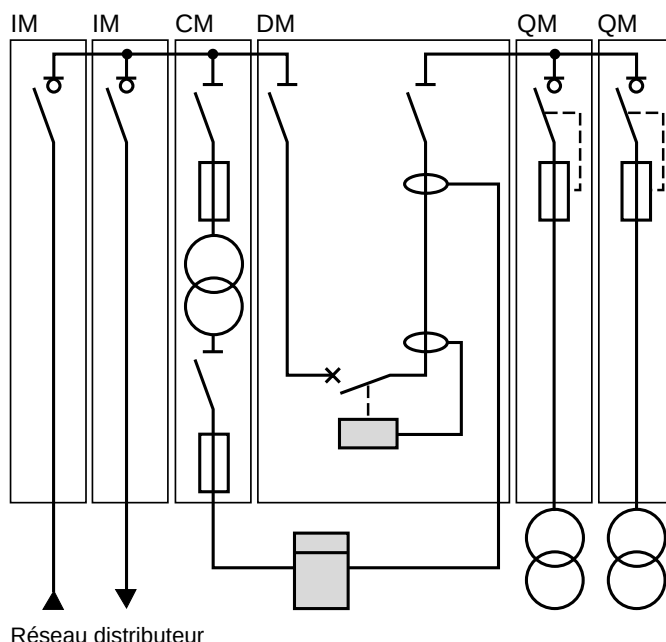
- 2 cellules interrupteur IM de raccordement au réseau en boucle
- 1 cellule CM contenant les TP
- 1 cellule protection générale par disjoncteur DM contenant les TI de mesure et de protection, avec double sectionnement permettant d'intervenir sur le disjoncteur.

La protection générale est à maximum de courant et maximum de courant résiduel par relais indirect à propre courant Statimax ou par relais numérique SEPAM à alimentation auxiliaire. Elle est réglée et plombée par le distributeur.

5 Le poste de livraison à comptage MT

Fig. B29

Poste avec protection
générale et comptage
HTA utilisé sur le réseau
français



5.2.2 Poste comportant des groupes

Groupes autonomes, fonctionnant sans le réseau distributeur

Si l'installation requiert une grande disponibilité d'énergie, il est possible d'utiliser un groupe électrogène MT.

De façon à interdire toute possibilité de marche en parallèle du générateur du groupe avec le réseau du distributeur un tableau MT comportant un inverseur automatique de source doit être prévu (voir **Fig. B30**).

● Protection

Des protections spécifiques doivent protéger le générateur. Etant donné le faible courant de court-circuit du générateur du groupe par rapport au courant de court-circuit du réseau, il faudra s'assurer de la sélectivité des protections aval en fonctionnement sur groupe.

● Commande

La commande de l'alternateur est réalisée au moyen d'un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage Regulator). Il réagit à toute baisse de tension sur ses raccordements en augmentant le courant d'excitation de l'alternateur, jusqu'au retour de la tension normale.

Lorsqu'il est prévu de faire fonctionner plusieurs générateurs en parallèle, le régulateur automatique de tension est commuté sur "marche en parallèle", ce qui modifie légèrement son circuit de commande (en "compound") pour permettre une répartition de la puissance réactive (kvar) avec les autres machines en parallèle.

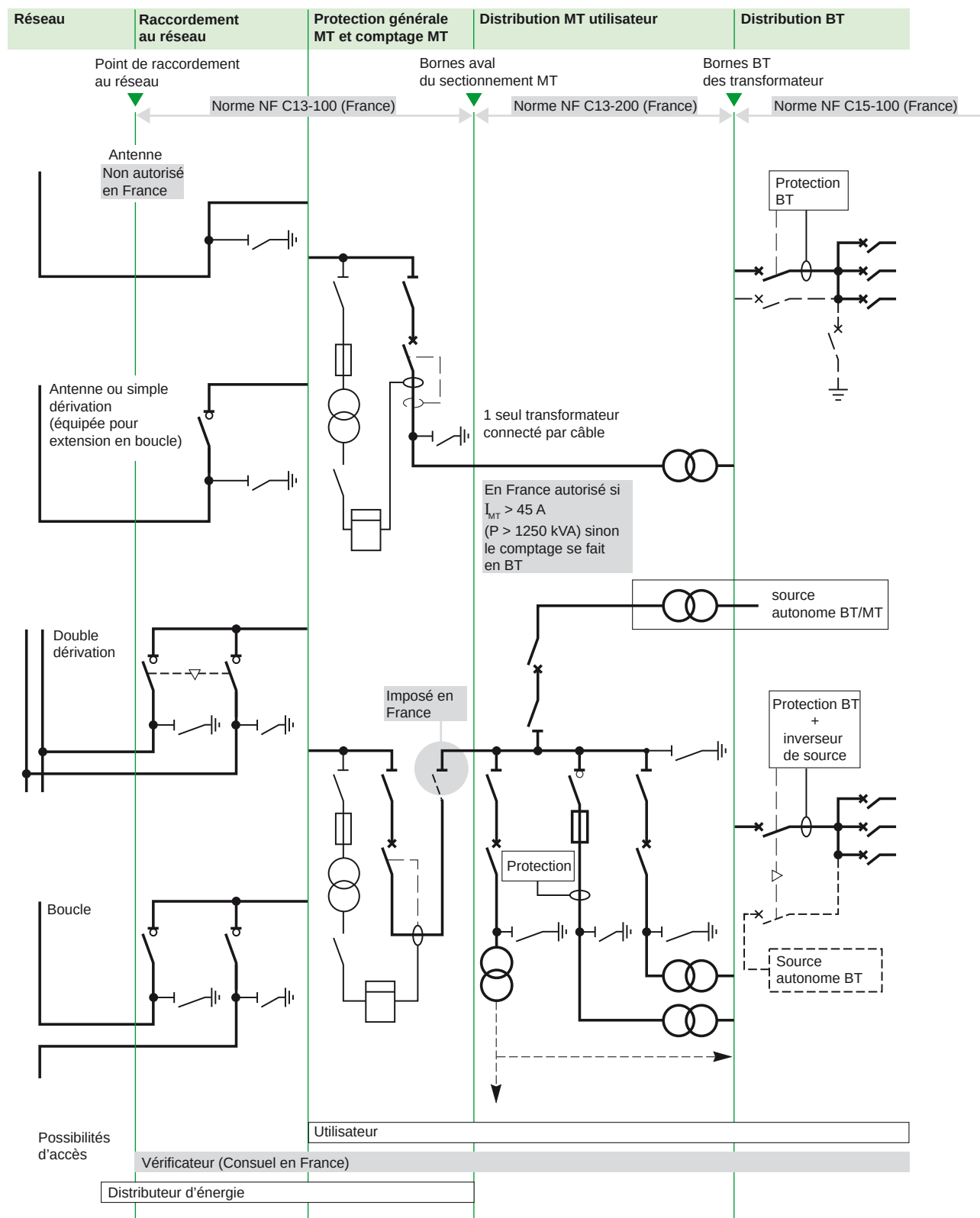
Quand plusieurs générateurs fonctionnent en parallèle et sont commandés par un régulateur automatique de tension, toute augmentation du courant d'excitation de l'un d'entre eux (par exemple, par permutation manuelle du commutateur de son régulateur sur marche manuelle) n'aura pratiquement pas d'effet sur le niveau de tension. En fait, l'alternateur en question fonctionnera simplement avec un facteur de puissance plus faible (plus de kVA et donc plus de courant) que précédemment.

Le facteur de puissance des autres machines sera automatiquement augmenté, de façon à ce que le facteur de puissance redevienne celui spécifié, du fonctionnement précédent.

5 Le poste de livraison à comptage MT

B50

Fig. B30: Schéma unifilaire d'un poste à comptage MT



Disposition d'inversion de sources en France en présence de générateur HTA

La norme NF C 13-100 prévoit une protection complémentaire lorsque l'installation alimentée comporte une source autonome HTA d'énergie électrique et précise que cette source ne doit pas entraîner de perturbations sur le réseau d'alimentation.

5 Le poste de livraison à comptage MT

B51

En particulier, il doit être prévu, outre les protections de la source autonome elle-même :

- soit une disposition des installations telle que la source autonome ne puisse en aucun cas fonctionner en parallèle avec le réseau d'alimentation, ce que réalise la cellule NSM de la gamme Schneider Electric,
- soit une protection de "découplage" déterminée en accord avec le distributeur (dite B61.41), ayant pour but d'interrompre le fonctionnement en parallèle lors d'un défaut sur le réseau d'alimentation.

Dans ce deuxième cas, la commande de l'organe assurant le découplage doit se faire à minimum de tension et doit assurer une sélectivité chronométrique avec la protection amont du distributeur. Le réglage de la protection est effectué par le distributeur et est rendu inaccessible à l'utilisateur par plombage ou toute autre disposition. Les circuits d'alimentation et d'ouverture doivent être également rendus inaccessibles à l'utilisateur.

Groupe fonctionnant en parallèle avec le réseau distributeur

Le raccordement d'un groupe générateur sur le réseau (cf. **Fig. B31**) est normalement soumis à l'accord du distributeur d'énergie. Les équipements (tableaux, relais de protection, etc.) doivent être approuvés par le distributeur.

Les informations de base suivantes sont à prendre en considération pour la protection et la commande du système :

• Protection

Pour étudier le raccordement du groupe générateur, le distributeur d'énergie a besoin des données suivantes :

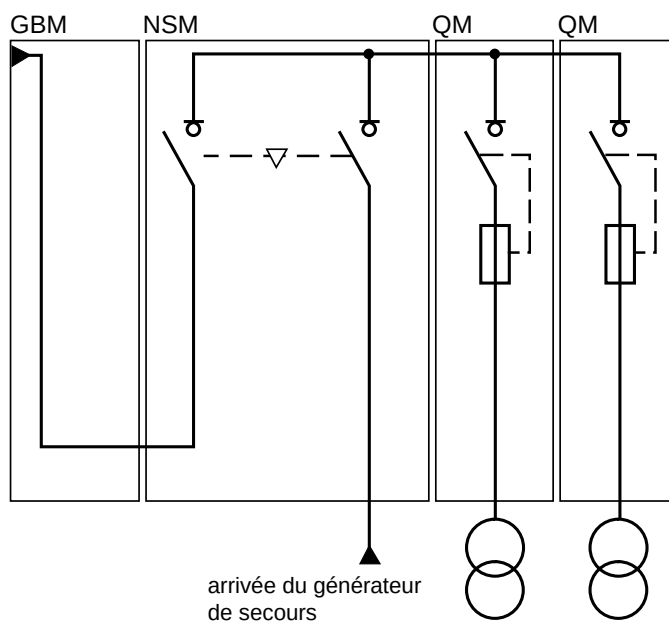
- puissance réinjectée sur le réseau,
- mode de raccordement,
- courant de court-circuit du générateur,
- etc.

En fonction du mode de raccordement, des fonctions spécifiques de protection du couplage/découplage sont exigées :

- protection sous tension et surtension,
- sous fréquence et surfréquence,
- protection déséquilibre de phase du générateur,
- temps maximum de couplage (pour des couplages temporaires),
- puissance réelle réinjectée.

Pour des raisons de sécurité, l'appareillage utilisé pour le couplage/découplage doit aussi être apte au sectionnement (c'est-à-dire réaliser l'isolement entre tous les conducteurs actifs du générateur et du réseau de distribution).

Fig. B31
Tableau avec arrivée secours. La partie raccordement au réseau, comptage et protection générale est réalisée en amont de la cellule remontée de barres (GBM) comme indiqué dans la figure B26 (2 cellules IM + CM + DM)



• Commande

Lorsque les générateurs d'un poste d'abonné fonctionnent en parallèle sur le réseau de production d'énergie électrique du distributeur, en supposant la tension du réseau réduite pour des raisons opérationnelles (il est courant de coupler sur un réseau MT avec une tolérance de $\pm 5\%$ de la tension nominale, ou même plus, si la gestion des flux de puissances l'impose) un régulateur automatique de tension (AVR - Automatic Voltage

5 Le poste de livraison à comptage MT

B52

Regulator) va intervenir pour maintenir la tension à $\pm 3\%$ (par exemple) en élevant la tension par augmentation du courant d'excitation de l'alternateur.

En fait, au lieu d'élever la tension, l'alternateur va simplement fonctionner à un facteur de puissance plus faible que précédemment, augmentant ainsi son courant de sortie, et continuer à fonctionner de la sorte jusqu'au déclenchement de son relais de protection contre les surcharges. C'est un problème bien connu et, en général, il est résolu en basculant la commande du régulateur automatique de tension sur une régulation à "facteur de puissance constant".

En choisissant ce type de commande, le régulateur automatique de tension ajuste automatiquement le courant d'excitation pour suivre la tension réseau quelle que soit la valeur de cette tension tout en maintenant simultanément le facteur de puissance de l'alternateur constant à une valeur pré réglée (sélectionnée sur la commande du régulateur).

Si l'alternateur se découple du réseau, le régulateur doit rebasculer automatiquement et rapidement sur une régulation à "tension constante".

5.3 Mise en parallèle de transformateurs

L'utilisation de deux ou plusieurs transformateurs en parallèle résulte :

- d'une augmentation des charges dont la puissance dépasse la puissance que peut délivrer un transformateur existant,
- d'un manque de place (hauteur) pour pouvoir utiliser un gros transformateur,
- d'un besoin de sécurité (la probabilité d'indisponibilité simultanée des 2 transformateurs est faible),
- de la standardisation d'une taille de transformateur pour l'ensemble de l'installation.

5.3.1 Puissance totale (kVA)

La puissance totale (kVA) disponible lorsque deux transformateurs ou plus, de même puissance, sont raccordés en parallèle est égale à la somme des puissances des appareils individuels, à la condition préalable que les rapports de transformation et impédances de court-circuit (en %) soient identiques pour chacun.

Des transformateurs de puissance différente se répartiront la charge pratiquement (mais pas exactement) au prorata de leurs puissances respectives à la condition préalable que les rapports de transformation soient identiques pour chacun et que les impédances de court-circuit (en %) à leur puissance assignée soient identiques (ou très voisines).

Dans ces cas, pour deux transformateurs, un total de plus de 90% de la valeur des deux puissances assignées est disponible.

Il est recommandé d'éviter le couplage permanent de transformateurs dont le rapport des puissances en kVA est supérieur à 2.

5.3.2 Conditions de mise en parallèle

Tous les transformateurs mis en parallèle doivent être alimentés par le même réseau.

Les inévitables circulations de courants entre les secondaires des transformateurs mis en parallèle seront de grandeur négligeable sous réserve :

- d'avoir entre les bornes BT des différents appareils et le disjoncteur de couplage, des connexions de même longueur et de mêmes caractéristiques,
- que le constructeur soit prévenu à la commande, de façon à prendre les dispositions pour que :
 - le couplage (triangle étoile, étoile zig-zag) des différents transformateurs ait le même indice horaire entre circuits primaires et secondaires,
 - les tensions de court-circuit des différents appareils soient égales à 10% près,
 - la différence entre les tensions obtenues au secondaire sur les divers appareils entre phases correspondantes ou entre ces phases et le neutre ne soit pas supérieure à 0,4%,
 - toutes précisions devront être données au constructeur lors de la commande concernant les conditions d'utilisation afin d'optimiser le rendement de l'unité de transformation et d'éviter échauffements anormaux, pertes cuivre inutiles, etc.

5.3.3 Couplages usuels

Comme décrit au 4.5 "Paramètres caractérisant un transformateur" les relations entre enroulements primaires secondaires et tertiaires dépendent :

- du type d'enroulements (triangle, étoile, zig-zag),
- du couplage des enroulements.
Selon le raccordement de leurs sorties au point neutre (par exemple), les enroulements montés en étoile produisent des tensions en opposition de phase par rapport à celles produites lorsque ce sont les sorties opposées qui sont raccordées au point neutre. De même, des déphasages similaires (de 180° électriques) sont possibles du fait qu'il existe deux possibilités de raccorder les sorties des bobinages pour des enroulements montés en triangle, quatre possibilités pour celles des bobinages pour des enroulements montés en zig-zag.
- du déphasage entre les tensions phases secondaires et les tensions phases primaires respectives (indice horaire).

5 Le poste de livraison à comptage MT

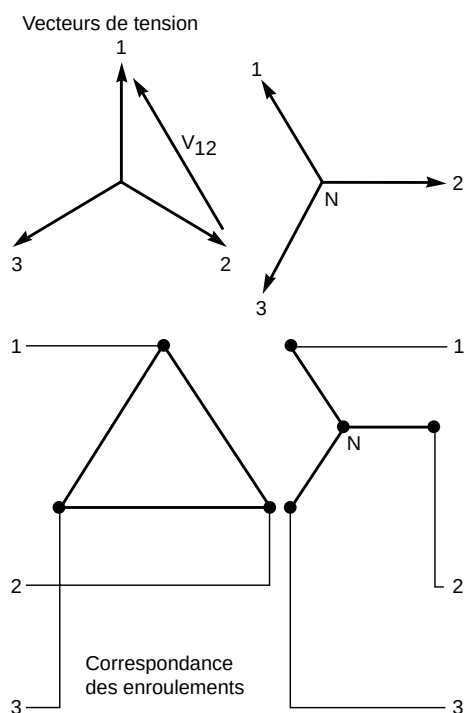
B53

Comme précédemment indiqué, ce déphasage est un multiple de 30° électrique et dépend des deux facteurs mentionnés ci-dessus c'est-à-dire du type de couplage des enroulements et du raccordement de leur sortie (soit de leur polarité).

Le couplage de loin le plus utilisé pour les transformateurs de distribution MT/BT est le couplage Dyn11 (cf. **Fig. B32**).

- D = couplage triangle MT,
- y = couplage étoile en BT,
- n = neutre sorti en BT,
- 11 = déphasage horaire entre le MT et la BT.

Fig. B32
Modification de
déphasage dans un
transformateur Dyn11



6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B54

Les postes de livraison MT/BT sont composés en fonction de la puissance et de la structure du réseau MT local. Les postes sont situés dans des emplacements publics, comme les parkings, les quartiers résidentiels, etc. ou dans des locaux privés, auquel cas le distributeur doit avoir un accès direct permanent.

Ceci amène souvent à placer les postes dans des locaux dont un des murs se situe en bordure de voie publique, avec une porte d'accès depuis cette dernière.

Différents types de postes

Les postes se classent en fonction de leur comptage (BT ou MT) et de leur type d'alimentation (réseau aérien ou câbles)

Les postes peuvent être installés :

- soit à l'intérieur, dans les locaux spécialisés ou des immeubles,
- soit à l'extérieur :
 - sous enveloppe maçonnée ou préfabriquée avec des équipements d'intérieur (appareillage et transformateur),
 - sur le sol avec matériel d'extérieur (appareillage et transformateur),
 - sur poteau avec équipement d'extérieur spécifique (appareillage et transformateur).

Les enveloppes de postes préfabriqués offrent un choix important de solutions à base de béton ou de métal et une mise en œuvre simple et rapide avec un coût compétitif.

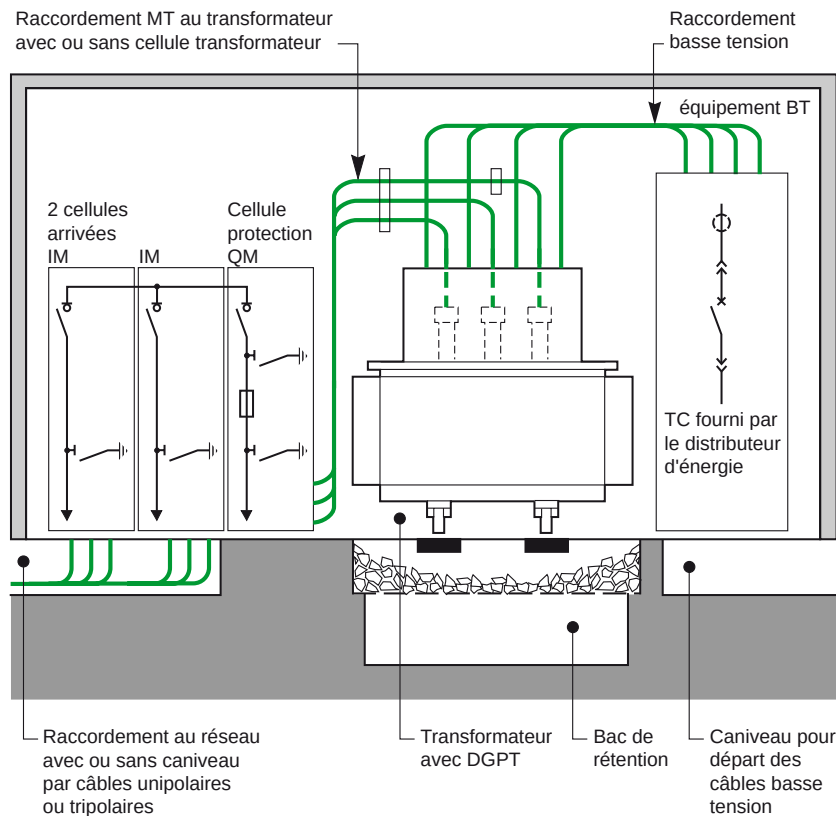
6.1 Postes d'intérieur avec cellules sous enveloppes métalliques

6.1.1 Conception

La **figure B33** présente un exemple typique d'installation d'un poste à comptage BT de type traditionnel.

Remarque : l'utilisation d'un transformateur de type sec évite le recours à un bac de rétention. Cependant un nettoyage régulier est à prévoir.

Fig. B33
Exemple d'installation
d'un poste à comptage
BT de type traditionnel



6.1.2 Raccordements et liaisons

Raccordements et liaisons MT

- Les raccordements au réseau MT se font sous la responsabilité du distributeur d'énergie.

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B55

- Les liaisons entre les cellules MT et le transformateur se font :
 - par des extrémités de câbles courtes d'intérieur lorsque le transformateur se trouve dans une cellule faisant partie du tableau,
 - par câble unipolaire blindé à isolation synthétique avec possibilité de prises embrochables sur le transformateur.

En France les liaisons HTA entre cellule HTA et transformateur utilisent des câbles unipolaires de 50 ou 95 mm² avec :

- pour les transformateurs immergés, raccordement par des bornes embrochables droites ou équerres,
- pour les transformateurs secs, raccordement par cosses.

Liaison BT puissance

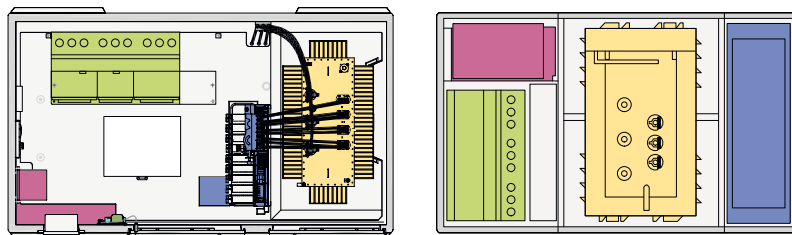
- Les liaisons entre les bornes BT du transformateur et l'appareillage BT peuvent être :
 - des câbles unipolaires,
 - des barres (de section circulaire ou rectangulaire) avec isolement par gaines thermo-retractables.

Comptage

(cf. Fig. B34)

- Les TI de comptage sont :
 - généralement installés dans le capot BT du transformateur plombé par le distributeur,
 - quelquefois dans l'armoire BT, dans un compartiment plombé.
- Le panneau de comptage est :
 - installé sur une paroi non exposée aux vibrations,
 - placé le plus près possible des transformateurs de mesure,
 - accessible au distributeur.

Fig. B34
Vue de dessus d'un poste
à comptage BT de type
traditionnel



- 1 Tableau HT
- 2 Transformateur
- 3 Tableau BT
- 4 Equipements électroniques / Condensateurs

6.1.3 Circuits de terre

Tout poste doit comporter :

- une prise de terre pour les masses :
 - de tous les matériels à haute et basse tension,
 - des écrans métalliques des câbles MT "réseau",
 - du quadrillage métallique noyé dans le socle en béton du poste,
 - du point commun du circuit secondaire des TI,
- des points "terre" des éventuels parafoudres.

6.1.4 Eclairage du poste

Le circuit d'éclairage peut être alimenté soit en amont soit en aval du disjoncteur général de protection BT. Dans les deux cas il doit être protégé de façon appropriée contre les courts-circuits.

Un ou des circuits séparés sont recommandé(s) pour l'éclairage de sécurité.

Les appareils de commande sont placés au voisinage immédiat des accès.

Les foyers lumineux sont disposés de telle sorte que :

- les appareils de sectionnement ne se trouvent pas dans une zone d'ombre,
- la lecture des appareils de mesure soit correcte.

En France, un bloc autonome d'éclairage de sécurité doit être prévu (NF C 13-100 § 762.2).

6.1.5 Matériel d'exploitation et de sécurité

En fonction des règlements de sécurité locaux, le poste sera généralement équipé :

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B56

- des matériels suivants permettant d'assurer l'exploitation et les manœuvres nécessaires dans des conditions de sécurité :
 - un tabouret ou tapis isolant (pour la France, suivant la norme NF C 13-100, article 62),
 - une paire de gants adaptés aux tensions les plus élevées présentes placée dans une enveloppe,
 - un dispositif de vérification d'absence de tension,
 - les dispositifs de mise à la terre (non obligatoire pour cellules sous enveloppe métallique).
- d'une perche de sauvetage,
- du matériel d'extinction : extincteur à poudre (bicarbonate de soude hydrofuge) ou au CO₂ (neige carbonique),
- des signaux, affiches et pancartes de sécurité,
- à l'extérieur sur la porte d'accès : pancarte d'avertissement DANGER et d'interdiction d'accès avec l'identification du poste et affiche éventuelle (obligatoire en France) décrivant les consignes relatives aux premiers soins à donner aux victimes d'accidents électriques.

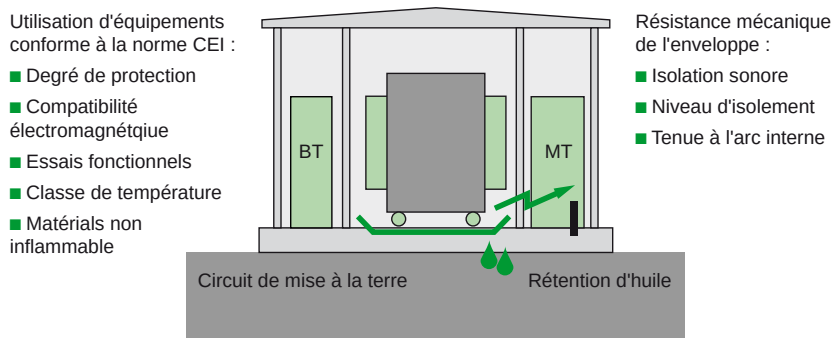
6.2 Postes d'extérieur

6.2.1 Poste préfabriqué d'extérieur

Un poste préfabriqué d'extérieur conforme à la norme CEI 62271-202 comporte :

- des équipements conforme aux normes CEI,
- une enveloppe de type testée, ce qui signifie que, lors de sa conception, elle a subi avec succès un ensemble de tests (cf. **Fig. B35**) :
 - degré de protection,
 - essais fonctionnels,
 - classe de température,
 - matériels non inflammables,
 - résistance mécanique de l'enveloppe,
 - isolation sonore,
 - niveau d'isolement,
 - tenue à l'arc interne,
 - circuit d'essai de mise à la terre,
 - rétention d'huile,...

Fig. B35
Poste préfabriqué
d'extérieur suivant la
norme CEI 62271-202



Principaux avantages

- Sécurité
 - pour le public et l'exploitant grâce à un niveau de qualité reproductible et testé
 - conformité aux consignes d'installation du matériel, normes et spécifications en vigueur
 - Optimisation du coût
 - fabriqué, assemblé et testé en usine
 - Délai réduit
 - livraison prêt à raccorder
 - réduction des délais d'étude
 - simplification du génie civil par simple décaissement du sol
 - pas de coordination entre différents corps de métiers
- La norme CEI 62271-202 définit quatre conceptions de poste (cf. **Fig. B36a** and **B36b**)
- Poste à accès intérieur :
 - exploitation protégée des intempéries.

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B57

- Poste à accès extérieur
 - dégagements d'accès et manœuvres extérieures.
- Poste semi enterré
 - impact visuel limité.
- Poste souterrain
 - totalement invisible dans un paysage urbain.

Fig. B36a

Représentation des
quatre conceptions de
poste suivant la norme
CEI 62271-202.

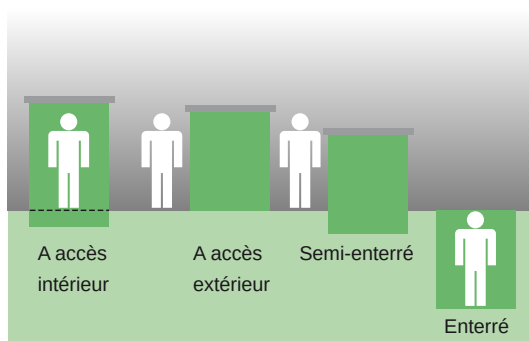


Fig. B36b

Deux exemples de postes
d'extérieur



[a] poste d'intérieur MT/BT à
couloir d'accès



[b] poste MT/BT semi-enterré

6.2.2 Postes d'extérieur-sans enveloppe

(cf. Fig. B37)

Ces types de postes sont fréquents dans certains pays, et réalisés avec des équipements d'extérieur insensibles aux conditions climatiques.

Ces postes comportent une zone protégée par des barrières dans laquelle trois socles en béton, ou plus, sont installés pour :

- un Ring main Unit ou un ou plusieurs interrupteurs fusibles ou disjoncteurs,
- un ou plusieurs transformateurs,
- un ou plusieurs tableaux de distribution BT.

Fig. B37

Poste d'extérieur sans
enveloppe



6.2.3 Postes haut de poteau

(cf. Fig. B38)

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B58

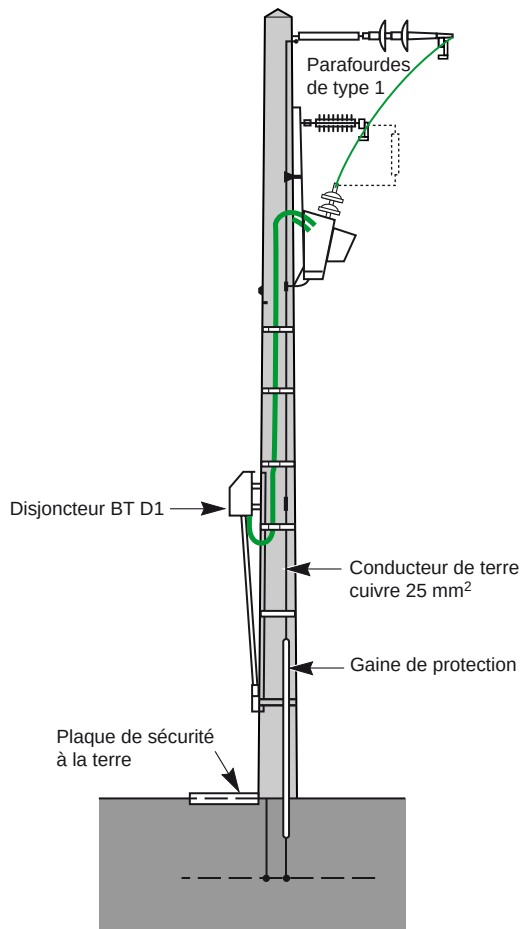
Domaine d'application

Ces postes sont principalement utilisés pour alimenter des installations par un réseau aérien de distribution publique.

Dispositions de mise en œuvre

L'emplacement du poste doit être choisi de façon que le distributeur et l'utilisateur aient accès au poste, en tous temps, pour l'exécution des manœuvres qu'ils sont susceptibles d'avoir à exécuter, mais aussi pour la manutention du matériel (lever le transformateur par exemple) et l'accès de véhicules lourds.

Fig. B38
Poste sur poteau



Postes haut de poteau en France

Les postes haut de poteau sont définis par la norme NF C 13-103. Elle constitue une application de la norme générale NF C 13-100 à ce type particulier de poste, tenant compte de la simplicité de ces postes et de leur domaine d'application.

Ces postes sont alimentés par un réseau aérien de distribution publique nominale maximale de 33 kV, avec :

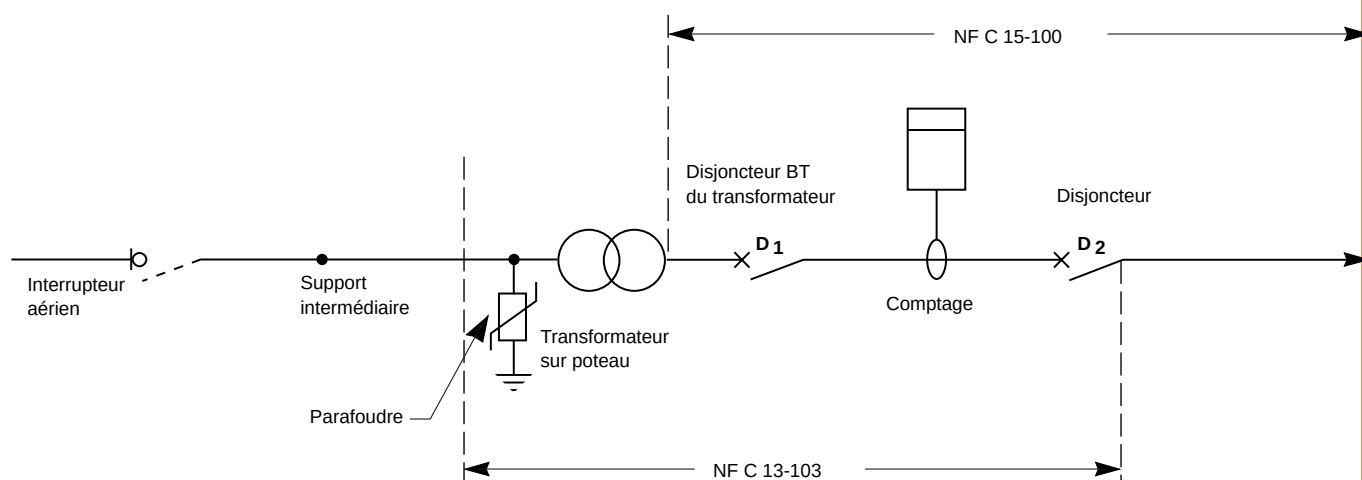
- un seul transformateur de puissance maximale 160 kVA et de tension préférentielle 230/400 V,
- un comptage basse tension.

Ces postes sont alimentés en simple dérivation et ne comportent pas d'appareillage moyenne tension car les transformateurs sont le plus souvent auto-protégés.

Ils sont équipés de parafoudres pour protéger le transformateur et l'utilisateur (cf. **Fig. B39**).

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

Fig. B39: Schéma de principe du poste sur poteau



La protection contre les chocs électriques est faite suivant la norme NF C 13-100 à l'exception du paragraphe 412.3.

La protection électrique est assurée par deux disjoncteurs :

- le disjoncteur (D1) protège le transformateur contre les surcharges et la liaison basse tension contre les courts-circuits. Il doit être placé sur le poteau, être muni d'une protection à temps inverse ou d'une image thermique
- l'appareil général de commande et de protection de l'installation est un disjoncteur (D2) qui peut être le disjoncteur de branchement ou un disjoncteur à usage général.

La sélectivité de fonctionnement entre les deux disjoncteurs doit être recherchée. Leur réglage est effectué par le distributeur et plombé par celui-ci. La protection contre les surtensions est faite par des parafoudres suivant la norme NF C 13-103.

6.3 Ventilation des postes

La ventilation des postes est généralement nécessaire pour dissiper la chaleur produite par les transformateurs et autres équipements, et pour permettre l'assèchement après des périodes particulièrement humides.

Cependant, un certain nombre d'études ont montré qu'une ventilation excessive peut augmenter considérablement la condensation.

Les paragraphes qui suivent mettent en évidence un certain nombre de recommandations et bonnes pratiques pour assurer une bonne ventilation des postes MT. Des informations détaillées sur la mise en œuvre d'un transformateur avec ventilation naturelle sont fournies dans le "Guide technique MT, § Ventilation".

6.3.1 Remarques concernant les postes HT / BT préfabriqués ouverts dans des conditions de service particulières

- Toute installation d'un transformateur dans le même local ou dans la même enveloppe que des appareillages HT et BT aura un impact sur la durée de vie des produits.
- Tout mouvement d'air généré par l'échauffement du transformateur réduit l'effet du rayonnement. Ce flux d'air est la convection naturelle tel que requis par la norme IEC 62271-202.
- Toute séparation entre le transformateur et la cellule des appareillages HT et BT par une cloison, tend à améliorer les conditions de fonctionnement des appareillages en climat tempéré, et évite de les exposer à un environnement hostile comme par exemple dans des parcs éoliens à proximité des zones côtières.
- Dans les postes ouverts, tout l'appareillage doit être installé de préférence dans une enceinte isolée thermiquement assurant une protection contre les contraintes extérieures (poussière, humidité, rayonnement solaire, etc.), en particulier pour les climats très chauds et très froids, et tout environnement hostile.

6.3.2 Recommandations pour la ventilation d'un poste MT/BT

Considérations générales

La ventilation doit être maintenue au niveau minimum requis.

En outre, la ventilation ne doit jamais générer de variations brusques de température, au risque d'atteindre le point de rosée (seuil de condensation). Pour cette raison, la ventilation naturelle doit être utilisée autant que possible. Du chauffage peut être nécessaire lorsque l'installation peut être mise hors tension pendant un certain temps, ceci afin de maintenir un débit d'air minimal.

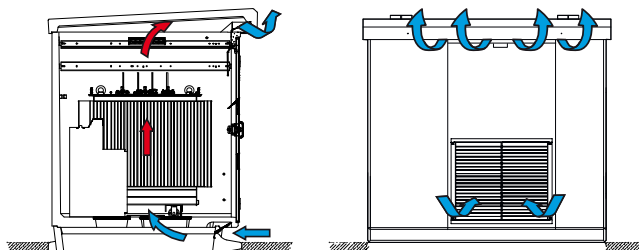
6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B60

Si la ventilation forcée est nécessaire, les ventilateurs doivent fonctionner en permanence afin d'éviter les fluctuations de température. Lorsque la ventilation forcée ne suffit pas pour permettre le fonctionnement normal de l'appareillage en intérieur ou lorsque l'installation environnante est une zone dangereuse, une unité de climatisation sera nécessaire. Ceci afin d'isoler complètement l'équipement en intérieur des conditions de service extérieures.

La ventilation naturelle est la méthode la plus utilisée pour les installations MT (voir **Fig. B40**). Une méthode pour le dimensionnement des entrées et sorties d'air des postes HT / BT est proposée dans le "Guide technique MT" de Schneider Electric.

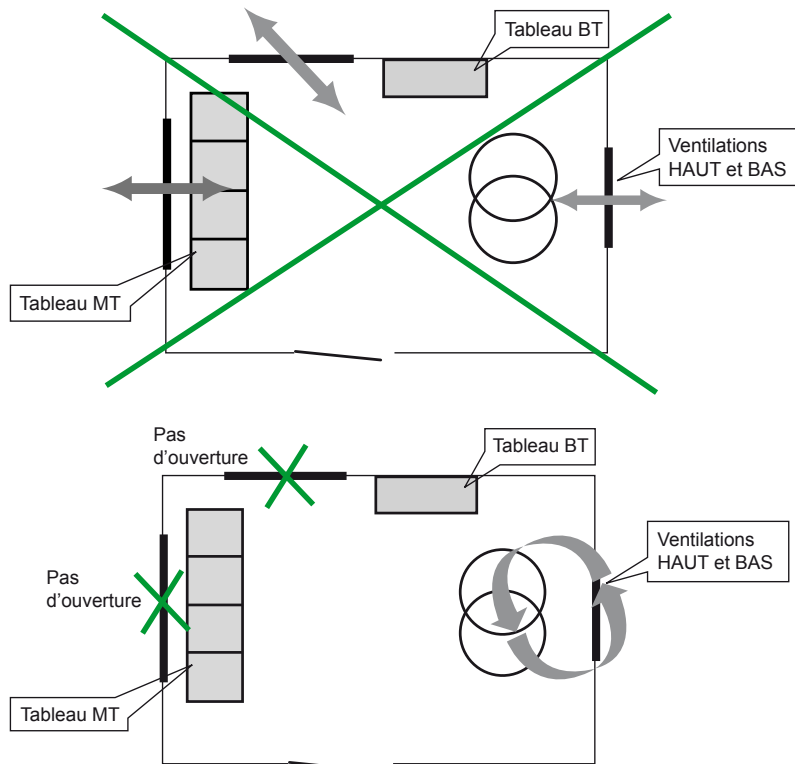
Fig. B40
deux exemples de postes
HT / BT conçus avec une
ventilation naturelle.



Emplacement des ouvertures de ventilation

Pour favoriser l'évacuation de la chaleur produite par le transformateur par convection naturelle, les ouvertures de ventilation doivent être situées en haut et en bas de la paroi à proximité du transformateur. La chaleur dissipée par le tableau MT peut être négligée. Pour éviter les problèmes de condensation, les ouvertures de ventilation du poste devraient être situées aussi loin que possible des tableaux (voir **Fig. B41**).

Fig. B41
emplacement des
ouvertures de ventilation.



Type d'ouvertures de ventilation

Pour réduire l'entrée de poussière, de pollution, d'humidité, etc., les ouvertures de ventilation du poste doivent être équipées de chicanes en chevron lorsque le transformateur est installé dans la même enceinte que les tableaux.

6 Types et constitution des postes de livraison MT/BT

B61

Sinon, l'utilisation de grilles de ventilation de plus grande efficacité est autorisée, particulièrement conseillée lorsque les pertes totales sont supérieures à 15 kW.

Variations de température à l'intérieur des enceintes

Pour réduire les variations de température, l'installation de radiateurs anti-condensation à l'intérieur des cellules MT est nécessaire si l'humidité relative moyenne peut rester élevée pendant une longue période. Les appareils de chauffage doivent fonctionner en continu, 24h/24 toute l'année. Ne jamais les associer à un système de régulation de température, car cela pourrait conduire à des variations de température et à de la condensation ainsi qu'à une durée de vie plus courte des éléments chauffants. S'assurer que les appareils de chauffage offrent une durée de vie suffisante.

Variations de la température à l'intérieur du poste

Les mesures suivantes peuvent être prises pour réduire les variations de température à l'intérieur du poste :

- améliorer l'isolation thermique du poste afin de réduire les effets de variations de la température extérieure sur la température intérieure,
- éviter le chauffage du poste si possible. Si le chauffage est nécessaire, s'assurer que le système de régulation et / ou le thermostat sont suffisamment précis et conçus pour éviter les fluctuations de température excessives (par exemple, pas plus de 1°C). Si un système de régulation de la température suffisamment précis n'est pas disponible, laisser le chauffage allumé en permanence, 24h/24 toute l'année,
- éliminer les courants d'air froid venant de tranchées de câble sous les enceintes, ou d'ouvertures dans le poste (sous les portes, joints de toit, etc.).

Environnement et humidité du poste

Divers facteurs extérieurs au poste peuvent affecter l'humidité à l'intérieur :

- éviter toute croissance excessive des plantes autour du poste, qui pourraient obstruer les ouvertures,
- étanchéité du poste: le toit du poste ne doit pas fuir. Évitez les toits plats pour lesquels l'étanchéité est difficile à mettre en œuvre et à maintenir,
- humidité dans les tranchées de câbles: s'assurer que les tranchées de câbles sont à sec dans toutes les conditions. Une solution partielle consiste à ajouter du sable au fond de la tranchée de câble.

Protection contre la pollution et nettoyage

Toute pollution excessive favorise les courants de fuite, le cheminement et le contournement sur les isolateurs. Pour éviter toute dégradation des équipements MT par la pollution, il est possible soit de protéger les équipements contre la pollution, soit de nettoyer régulièrement la contamination résultante.

Protection

Un appareillage MT intérieur peut être protégé par des enveloppes offrant un degré de protection (IP) suffisamment élevé.

Nettoyage

Si un équipement MT n'est pas complètement protégé, il doit être nettoyé régulièrement pour éviter la dégradation due à la contamination par pollution.

Le nettoyage est un processus critique. L'utilisation de produits inadaptés peut endommager irrémédiablement l'équipement.

Fig. B42
exemple de poste HT / BT
préfabriqué



7 Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle

B62

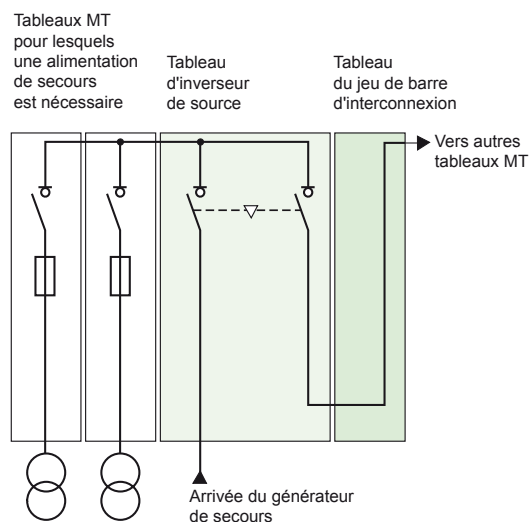
Seuls les générateurs connectés au niveau MT sont considérés dans ce chapitre.

7.1 Générateurs en fonctionnement autonome, sans mise en parallèle avec le réseau d'alimentation

Lorsque l'installation nécessite un haut niveau de disponibilité de l'énergie, une ou plusieurs groupes électrogènes de secours MT peuvent être utilisés.

Dans toutes les applications autonomes, l'installation comprend un inverseur automatique de source, de manière à basculer de la fourniture par le réseau public vers le générateur en cas de panne de l'alimentation (voir **Fig. B43**).

Fig. B43
inverseur automatique
associé à un générateur
autonome



Les générateurs possèdent des protections dédiées. Pour les générateurs de taille moyenne les protections suivantes sont généralement utilisées :

- surintensité phase-phase et phase-terre,
- pourcentage de courant différentiel à seuil,
- dépassement de courant inverse,
- surcharge,
- défaut au stator,
- défaut au rotor,
- retour de puissance active,
- retour de puissance réactive ou perte d'excitation,
- perte de synchronisation,
- surtension et sous-tension,
- fréquence trop faible ou trop élevée,
- surchauffe des roulements.

Il est à noter que, en raison du très faible courant de court-circuit d'un générateur par rapport à celui délivré par le réseau de distribution, une grande attention doit être accordée aux paramètres de protection et de sélectivité. Il est recommandé lors de la commande d'un générateur de vérifier avec le fabricant sa capacité à fournir un courant de court-circuit suffisant pour faire fonctionner la protection de court-circuit phase-phase. En cas de difficultés, la surexcitation du générateur est nécessaire et doit être spécifiée.

7.1.1 Régulation de tension et fréquence

La tension et la fréquence sont régulées par le régulateur primaire du générateur.

La fréquence est contrôlée par le régulateur de vitesse, alors que la tension est contrôlée par le régulateur d'excitation.

Lorsque plusieurs générateurs fonctionnent en parallèle, une boucle de commande supplémentaire est nécessaire pour équilibrer les puissances actives et réactives entre les générateurs.

Le principe de fonctionnement est le suivant :

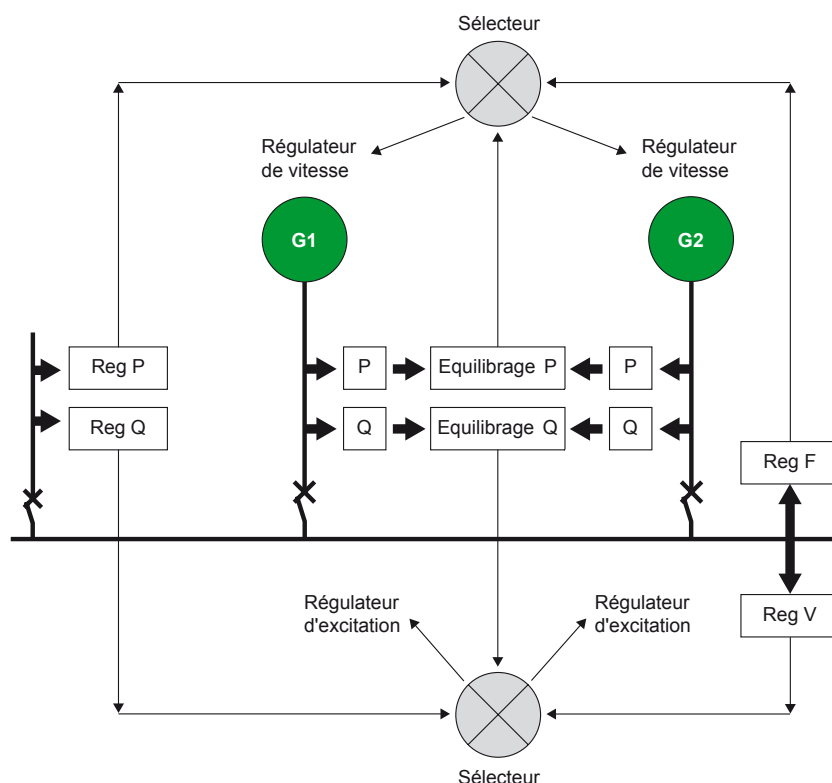
- la puissance active délivrée par le générateur augmente lorsque la machine d'entraînement est accélérée et vice versa,

7 Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle

- la puissance réactive fournie par le générateur augmente lorsque son courant d'excitation est augmenté et vice versa.

Des modules dédiés sont mis en œuvre pour effectuer ces fonctions, et assurent généralement d'autres fonctions telles que la synchronisation automatique et le couplage des générateurs au réseau (voir **Fig. B44**).

Fig. B44
commande de
générateurs fonctionnant
en parallèle avec le
réseau de Distribution



7.2 Générateurs fonctionnant en parallèle avec le réseau de distribution

Quand un ou plusieurs générateurs sont destinés à fonctionner en parallèle avec le réseau d'alimentation, l'accord du Distributeur est habituellement exigé. Le Distributeur précise les conditions de fonctionnement des générateurs et des exigences spécifiques peuvent être imposées.

Le Distributeur exige généralement des informations sur les générateurs, telles que :

- niveau du courant de court-circuit injecté par les générateurs en cas de défaut sur le réseau d'alimentation,
- puissance maximale active destinée à être injectée dans le réseau d'alimentation,
- principe de fonctionnement de la commande de tension,
- capacité des générateurs de contrôler le facteur de puissance de l'installation.

En cas de défaut sur le réseau de distribution, la déconnexion instantanée des générateurs est généralement nécessaire. Ceci est réalisé au moyen d'une protection dédiée spécifiée par le Distributeur. Cette protection peut fonctionner selon un ou plusieurs des critères suivants :

- sous-tension et surtension,
- sous-fréquence et sur-fréquence,
- surtension homopolaire.

La protection provoque généralement le déclenchement du disjoncteur principal assurant le raccordement de l'installation au réseau de distribution. Les générateurs continuent alors d'alimenter la totalité des consommateurs internes, ou une partie seulement s'ils ne sont pas dimensionnés pour la puissance totale requise. Dans ce cas, le délestage doit être exécuté en même temps que le déclenchement du disjoncteur principal.

7.2.1 Commande

Lorsque les générateurs du client fonctionnent en mode îloté (alimentation réseau déconnectée), la tension et la fréquence de l'installation sont toutes deux fixées par les générateurs et par conséquent le système de commande des générateurs fonctionne en mode Tension / Fréquence (voir **Fig. B44**).

7 Poste comprenant des générateurs et des transformateurs en parallèle

B64

Lorsque l'installation est raccordée au réseau, la tension et la fréquence sont toutes deux fixées par le réseau. La commande des générateurs doit être commutée du mode tension / fréquence (commande V / F) au mode de commande puissance active / puissance réactive (commande P / Q) (voir **Fig. B44**).

La fonction du mode de commande P / Q est de contrôler l'échange de puissance active et réactive avec le réseau. Le principe de fonctionnement typique utilisé dans la plupart des applications est le suivant :

- les niveaux de puissance active et réactive échangées avec le réseau sont fixés par l'opérateur. Les paramètres peuvent être spécifiés par le Distributeur,
- le système de commande maintient les valeurs de transfert de puissance aux valeurs requises en agissant sur la commande de vitesse des générateurs pour le contrôle de la puissance active, et sur le courant d'excitation pour le contrôle de la puissance réactive,
- l'équilibrage des puissances active et réactive entre les générateurs reste actif.

Le mode de commande P / Q permet :

- de limiter strictement la valeur de la puissance active absorbée au réseau à la valeur qui ne peut être fournie par les générateurs, lorsque la demande de l'installation dépasse leur capacité,
- de maintenir à zéro la puissance active importée, lorsque la demande de l'installation reste inférieure à la capacité des générateurs,
- de maintenir le facteur de puissance de l'installation à la valeur contractuelle spécifiée par le Distributeur.

Lorsque la capacité des générateurs à fournir de la puissance réactive est dépassée, la puissance réactive supplémentaire requise pour se conformer au facteur de puissance contractuel doit être fournie par une batterie de condensateurs dédiée.

Chapitre C

Raccordement au réseau de distribution publique BT

1	Le branchement des installations électriques selon la norme NF C 14-100	C2
2	Les schémas de branchement	C4
	2.1 Branchement à puissance limitée ≤ 36 kVA (ancien tarif bleu)	C4
	2.2 Branchement à puissance surveillée de 36 à 250 kVA (ancien tarif jaune)	C5
	2.3 Branchement producteur d'énergie électrique	C5
3	Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes	C7
	3.1 Généralités sur les schémas de liaison à la terre -SLT-	C7
	3.2 Branchement à puissance surveillée en schéma TNS	C7
	3.3 Emplacements des DDR	C11
	3.4 Raccordement des installations de sécurité	C11
4	La protection des circuits électriques	C13
	4.1 Protection des canalisations contre les surintensités	C13
	4.2 Courants de court-circuit des branchements	C13
	4.3 Choix et mise en oeuvre des canalisations	C15
	4.4 Disjoncteur de branchement	C16
	4.5 Une obligation : le sectionnement à coupure visible	C16
5	La compensation d'énergie réactive	C17

C1

1 Le branchement des installations électriques selon la norme NF C 14-100

De part sa situation particulière, l'interconnexion entre les installations privées et le réseau de distribution basse tension, généralement dénommé "branchement", fait en France l'objet d'une norme spécifique la NF C 14-100.

Le branchement selon la norme NF C 14-100 et les matériels selon des spécifications techniques

Cette norme traite de la conception et de la réalisation des installations de branchement à basse tension comprises entre le point de raccordement au réseau et le point de livraison aux utilisateurs. Elle s'applique aux branchements individuels et aux branchements collectifs (branchements comportant plusieurs points de livraison). Elle permet de concevoir des installations de branchement jusqu'à 400 A, en assurant à tout moment la sécurité des personnes et la conservation des biens.

Pour la définition des matériels qui constituent un branchement, il faut se reporter aux spécifications techniques du gestionnaire du réseau de distribution. Le législateur oblige chaque GRD -gestionnaire de réseaux de distribution- à rendre public son référentiel technique. A titre d'exemple pour ERDF, le référentiel technique est publié sous la forme de spécifications "HN", et pour les régies dans certaines publications locales.

Simultanément à la conception d'un branchement il y a lieu d'étudier les offres d'abonnement et de tarification de l'électricité, et pour cela il faut se renseigner auprès des distributeurs d'énergie.

Les différentes tensions

A partir du transformateur HTA / BT la distribution publique est limitée en puissance à 250 kVA et le neutre du transformateur est relié à la terre suivant le schéma de liaison à la terre TT ou TN-S. Les tensions 230 / 400 volts sont harmonisées internationalement (cf. **Fig. C1** et **C2**), les tolérances en France sont de -10%, +6%. Pour les tensions supérieures, les tolérances peuvent être réduites contractuellement.

Fig. C1
Les tensions normalisées
des réseaux français de
distribution triphasés 230
V

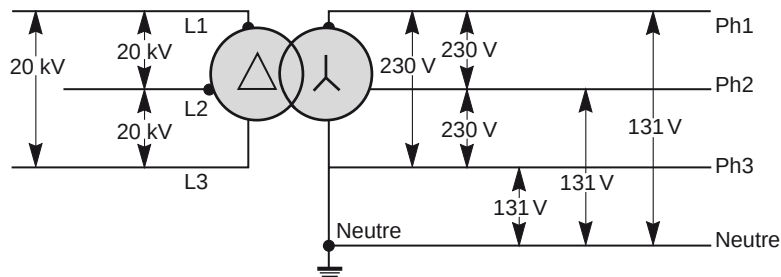
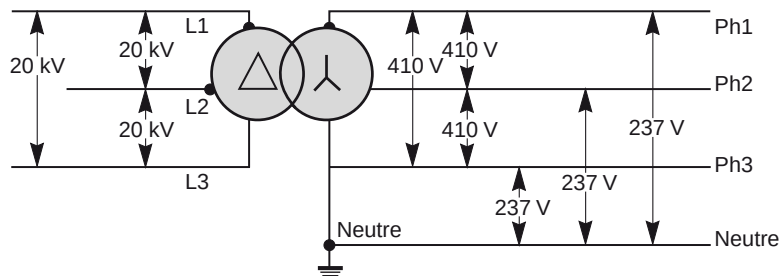


Fig. C2
Les tensions normalisées
des réseaux français de
distribution triphasés 400
V



Définitions

Point de livraison -PDL-

Le PDL est un point important car toute la contractualisation avec le gestionnaire du réseau se fait à cet emplacement. Il s'agit du raccordement avec l'installation de l'utilisateur situé soit :

- pour les branchements à puissance limitée aux bornes aval de l'appareil général de commande et de protection (AGCP),
- pour les branchements à puissance surveillée aux bornes aval de l'appareil de sectionnement à coupure visible.

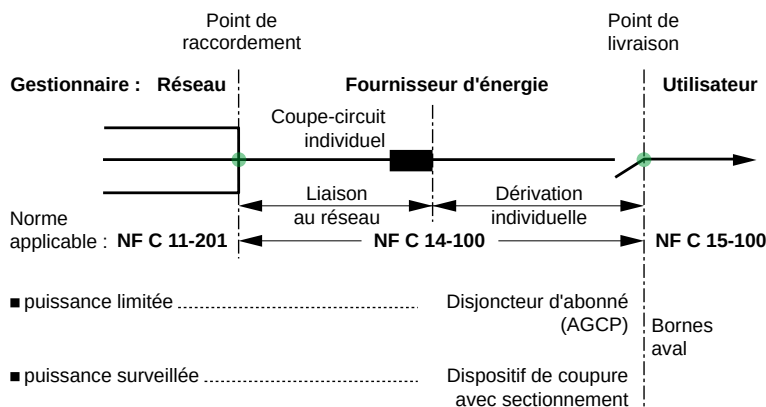
Le point de livraison est aussi appelé :

- point de soutirage pour les installations consommatrices,
- point d'injection pour les installations productrices.

1 Le branchement des installations électriques selon la norme NF C 14-100

En amont de ce point de livraison, la norme NF C 14-100 entre en application, sachant que la conformité de l'ouvrage à cette norme relève de la responsabilité du distributeur (cf. **Fig. C3**).
En aval de ce point de livraison, les installations du client doivent être conformes à la norme NF C 15-100.

Fig. C3
Organisation et éléments d'un branchement



Appareils de contrôle, de commande, de sectionnement et de protection

Ces appareils comprennent, dans le cadre de la NF C14-100 :

- l'appareil de comptage,
- l'appareil général de commande et de protection (AGCP) pour les branchements à puissance limitée,
- l'équipement de sectionnement et de coupure visible pour les branchements à puissance surveillée.

Appareil général de commande et de protection -AGCP-

Cet appareil assure de façon coordonnée :

- le sectionnement et la commande,
- la protection contre les surintensités,
- la coupure d'urgence (pour les habitations),
- la protection contre les contacts indirects,
- la limitation de puissance.

Coupure d'urgence

La coupure d'urgence est destinée à mettre hors tension un appareil ou un circuit qu'il serait dangereux de maintenir sous tension.

Situé à l'intérieur de l'habitation l'AGCP peut assurer cette fonction. Situé dans un local annexe il doit être accessible par un accès direct depuis l'habitation, sinon un équipement de coupure en charge et de sectionnement doit être installé dans le bâtiment.

Branchement

Le branchement basse tension se définit comme l'interface entre l'installation du client et le réseau basse tension de distribution publique ; il a pour but d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies. Il est régi par la norme NF C 14-100 qui définit les conditions dans lesquelles les branchements BT doivent être réalisés.

On distingue les branchements en fonction :

- du nombre de points de livraison desservis ;
- de la nature de la liaison au réseau : aérienne, souterraine ou aéro-souterraine ;
- de la puissance de l'utilisateur :
 - puissance limitée,
 - puissance surveillée ;
- du type d'utilisateur :
 - consommateur (avec ou sans source de remplacement),
 - producteur-consommateur (avec générateur susceptible de fonctionner couplé avec le réseau).

Circuit de communication du branchement

Il s'agit d'une liaison spécifique permettant les échanges d'informations (communication) entre le gestionnaire du réseau de distribution et les différents appareils (contrôle, commande et protection) constituant l'interface de branchement.

2 Les schémas de branchement

2.1 Branchement à puissance limitée ≤ 36 kVA (ancien tarif bleu)

Ce branchement peut être monophasé ou triphasé, c'est l'utilisation du client qui guide ce choix. La puissance appelée au point de livraison est limitée par un dispositif approprié à la valeur souscrite par l'utilisateur. Il est interdit de mettre en œuvre un système de réenclenchement automatique sur l'AGCP. Deux types de branchement, type 1 ou type 2, sont définis selon l'emplacement du point de livraison.

2.1.1 Point de livraison dans les locaux de l'utilisateur (type 1)

La structure d'un branchement est de type 1 (cf. **Fig. C4**) lorsque l'emplacement du point de livraison se situe dans les locaux de l'utilisateur (pavillon, petit tertiaire, ...). La longueur de la dérivation entre le coupe-circuit principal individuel (CCPI) et le point de livraison ne doit alors pas dépasser 30 m. Cette longueur maximale permet de respecter les chutes de tension admissibles.

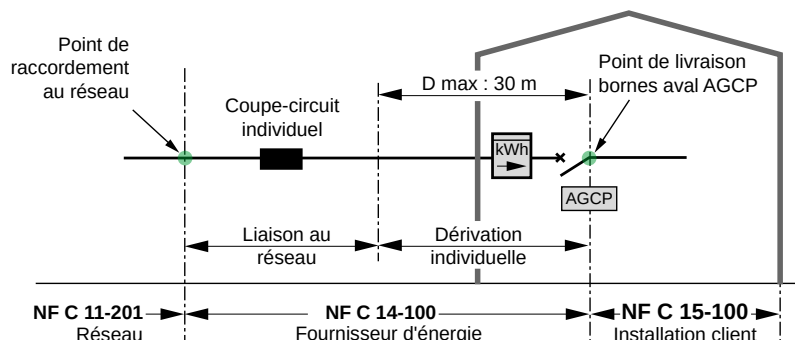
Pour la définition du matériel qui constitue ce branchement, il faut se référer aux spécifications techniques du gestionnaire de réseaux de distribution (GRD).

Les coupe-circuit principaux individuels (CCPI) ou collectifs (CCPC) doivent être accessibles par le gestionnaire du réseau de distribution. Ils seront donc installés sans qu'il y ait franchissement d'un accès contrôlé.

Il existe 3 paliers standard pour le raccordement au réseau basse tension :

- 12 kVA monophasé,
- 18 kVA monophasé,
- 36 kVA triphasé.

Fig. C4
Branchement individuel à
puissance limitée "type 1"



AGCP (Appareil général de commande et de protection)

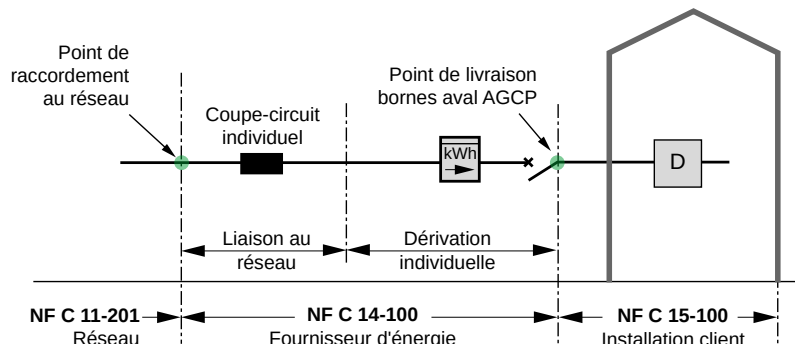
D : Dispositif assurant la coupure d'urgence et le sectionnement

2.1.2 Point de livraison à l'extérieur des locaux de l'utilisateur (type 2)

L'AGCP est installé en général à proximité du CCPI dans un coffret en limite de propriété (cf. **Fig. C5**).

Cette conception impose un deuxième dispositif pour assurer la fonction de coupure d'urgence et d'isolement dans l'habitation.

Fig. C5
Branchement individuel à
puissance limitée "type 2"



2 Les schémas de branchement

AGCP (Appareil général de commande et de protection)

D : Dispositif assurant la coupure d'urgence et le sectionnement

C5

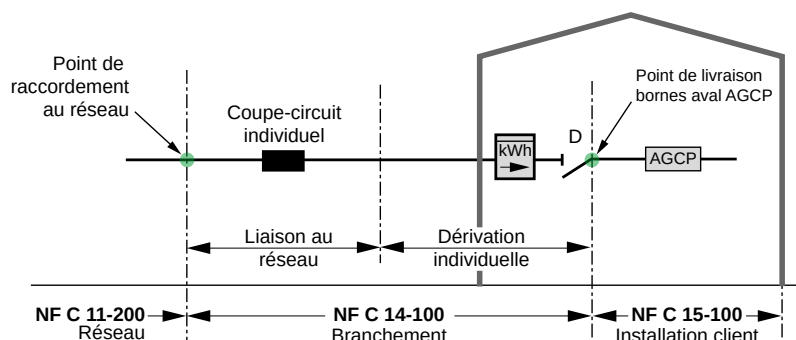
2.2 Branchement à puissance surveillée de 36 à 250 kVA (ancien tarif jaune)

Pour les branchements à puissance surveillée, au-delà de 36 kVA, un appareil de mesure surveille la puissance appelée au point de livraison et le GRD enregistre tout dépassement de la puissance souscrite.

Le point de livraison correspond aux bornes aval du dispositif de sectionnement placé chez l'utilisateur (cf. **Fig. C6**). Ce dispositif de sectionnement à coupure visible, est destiné à pouvoir séparer du réseau (sans intervention du GRD) l'appareil général de commande et de protection de l'utilisateur.

Le sectionnement peut être assuré par un sectionneur combiné à un disjoncteur, par un disjoncteur débrochable ou par un interrupteur-sectionneur distinct de l'appareil général de commande et de protection.

Fig. C6
Branchement à puissance surveillée



D : Equipement assurant le sectionnement et la coupure visible

AGCP (Appareil général de commande et de protection)

2.3 Branchement producteur d'énergie électrique

Des dispositions particulières sont prévues pour le raccordement au réseau des installations productrices d'énergie. Deux cas sont prévus selon la fourniture d'énergie au réseau choisie par le producteur-consommateur :

- injection de la totalité de l'énergie produite,
- injection du surplus d'énergie produite.

2.3.1 Injection du surplus de la production

Lorsque la production est supérieure à la propre consommation de l'abonné, l'électricité produite est injectée sur le réseau basse tension du distributeur. L'installation électrique est équipée de deux compteurs : l'un mesure l'énergie soutirée au réseau quand la consommation est supérieure la production, l'autre mesure l'énergie injectée dans le réseau.

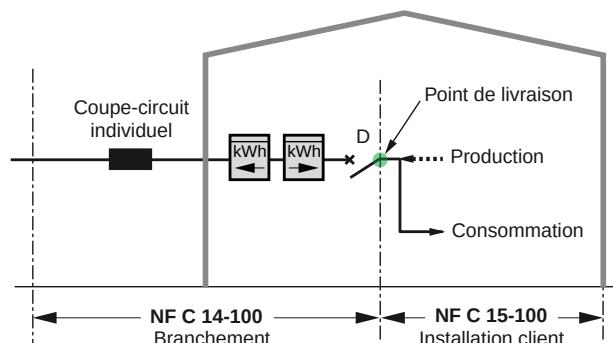
L'installation électrique possède un seul point de livraison (cf. **Fig. C7**).

2 Les schémas de branchement

C6

Fig. C7

Branchement Producteur-Consommateur "Injection du surplus de production" avec un seul point de livraison



D : AGCP si branchement à puissance limitée, ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée

2.3.2 Injection de la totalité de la production

Lorsque la totalité de la production est envoyée vers le réseau de distribution publique, le générateur de production possède son propre point de livraison.

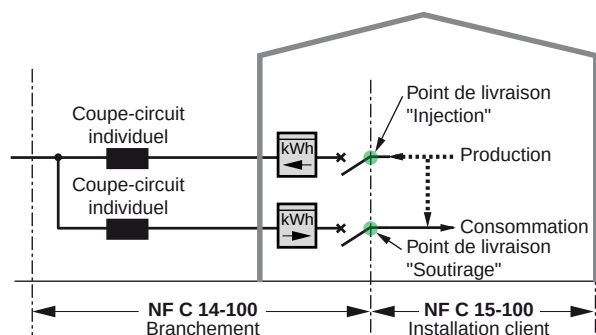
Cette séparation entre le point de livraison "soutirage" et le point de livraison "injection", implique de séparer les deux parties de l'installation (cf. **Fig. C8**).

L'utilisation de la source d'injection comme source de remplacement pour l'ensemble de l'installation reste possible sous réserve des dispositions appropriées pour le couplage (NF C 15-100 Partie 5-55, guides UTE C 15-400 et UTE C 15-712).

La liaison au réseau basse tension de distribution publique reste commune aux deux points de livraison.

Fig. C8

Branchement Producteur-Consommateur "Injection de la totalité de la production nette" avec deux points de livraison



D : AGCP si branchement à puissance limitée, ou dispositif assurant le sectionnement et la coupure visible si branchement à puissance surveillée.

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

3.1 Généralités sur les schémas de liaison à la terre -SLT-

Voir chapitre [Les schémas des liaisons à la terre](#).

Pour les réseaux BT, les normes définissent trois types de schémas de liaison à la terre, communément appelés régimes de neutre :

- neutre à la terre TT ;
- mise au neutre TN avec 2 variantes :
 - TN-S Neutre et PE -conducteur de protection- séparés,
 - TN-C Neutre et PE confondus -PEN- ;
- neutre isolé IT ou impédant (réservé aux branchements de puissance > 250 kVA).

Ces trois schémas sont considérés comme équivalents sur le plan de la sécurité des personnes contre les contacts indirects. Il n'en est pas nécessairement de même pour la sûreté de l'installation électrique BT en se qui concerne :

- la disponibilité de l'énergie,
- la maintenance de l'installation.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de condition d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schémas les plus adaptés.

3.1.1 Neutre à la terre ou schéma TT

En France, le réseau basse tension de distribution publique (230V / 400V) est conçu suivant la norme NF C 11-201 avec un schéma des liaisons à la terre de type TT.

Pour les branchements à **puissance limitée** raccordés à un réseau de distribution publique basse tension, le schéma TT est le seul retenu par la norme NF C 14-100 .

Pour les branchements à **puissance surveillée**, le schéma de liaisons à la terre est de type TT sauf accord avec le GRD pour utiliser le schéma TN.

3.1.2 Mise au neutre ou schéma TN

Conformément à l'édition 2008 de la NF C 14-100, le client peut demander à concevoir son installation en schéma de type TN-S. Ce choix permet de réduire l'investissement de l'installation (les disjoncteurs différentiels n'étant plus indispensables) tout en conservant le même niveau de sécurité pour les personnes et les biens qu'une installation TT équipé de disjoncteurs différentiels.

A noter que le schéma TN-C est interdit pour les branchements à puissance surveillée car le conducteur neutre des réseaux basse tension de distribution publique n'est pas conçu pour remplir le rôle de conducteur de protection.

Un même parcours du conducteur de protection -PE- et des conducteurs actifs est recommandé par la norme (NF C 15-100 § 544-1).

3.2 Branchement à puissance surveillée en schéma TNS

3.2.1 Conditions pour le fonctionnement en schéma TN d'une installation à puissance surveillée raccordée à un réseau de distribution publique basse tension

Il est possible de réaliser des branchements à puissance surveillée en schéma TN-S après accord du GRD (voir Annexe F de la norme NF C 14-100) lorsque les postes de transformation sont situés dans la même propriété que les installations alimentées. La notion de bâtiment est ici définie par la notion de radier ou boucle à fond de fouille commune.

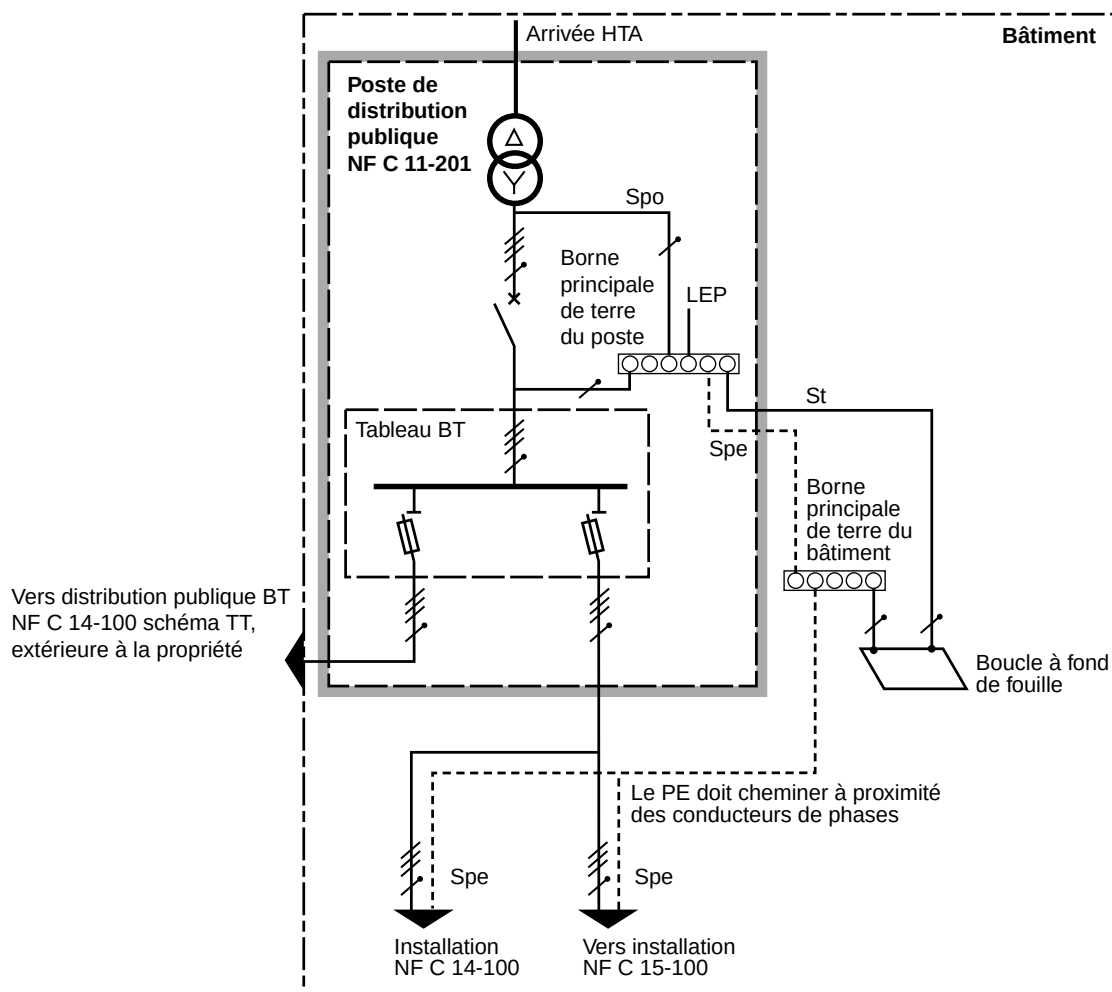
Le schéma TN-S (conducteur neutre et conducteur PE distincts) est envisageable suivant trois cas qui ne peuvent être réalisés que s'il est possible d'interconnecter les terres des masses et du neutre dans le poste HTA.

1^{er} cas

Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment (cf. **Fig. C9**).

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

Fig. C9: Schéma de principe d'une installation surveillée en schéma TN-S depuis un poste de distribution publique intégré dans le bâtiment



LEP : liaison équipotentielle principale du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur et la borne principale de terre du poste.

St : section du conducteur de terre.

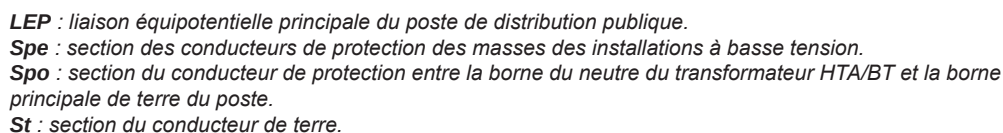
Pour que l'installation à puissance surveillée puisse fonctionner en schéma TN-S, toutes les conditions suivantes doivent être respectées :

- 1) La section SPE du conducteur principal de protection PE doit être calculée pour le courant de défaut Phase-PE en schéma TN suivant la norme NF C 15-100.
- 2) Le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase.
En dérogation du paragraphe 8.1, le conducteur de protection pourra circuler sur le même chemin de câbles ou dans le même compartiment de goulotte.
- 3) Si le conducteur de protection PE est commun à plusieurs circuits, il doit être dimensionné en fonction de la plus grande section des conducteurs de phase.
- 4) Le conducteur PE relie la borne de terre de chaque bâtiment à la borne de terre du poste de DP.
- 5) Un conducteur de protection PO relie directement, dans le poste de DP, la borne de terre du poste à la borne de neutre du transformateur. Ce conducteur PO doit avoir une section minimale de 95 mm² en cuivre isolé, de type U 1000 R2V ou équivalent.
- 6) Conformément à la norme NF C 11-201, la borne de terre du poste de DP est raccordée directement à la boucle à fond de fouille du bâtiment et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.

2^{ème} cas

Installation à puissance surveillée en schéma TN-S à partir d'un poste de distribution publique intégré dans un des bâtiments et dans la même propriété ou copropriété (cf. Fig. C10).

C9

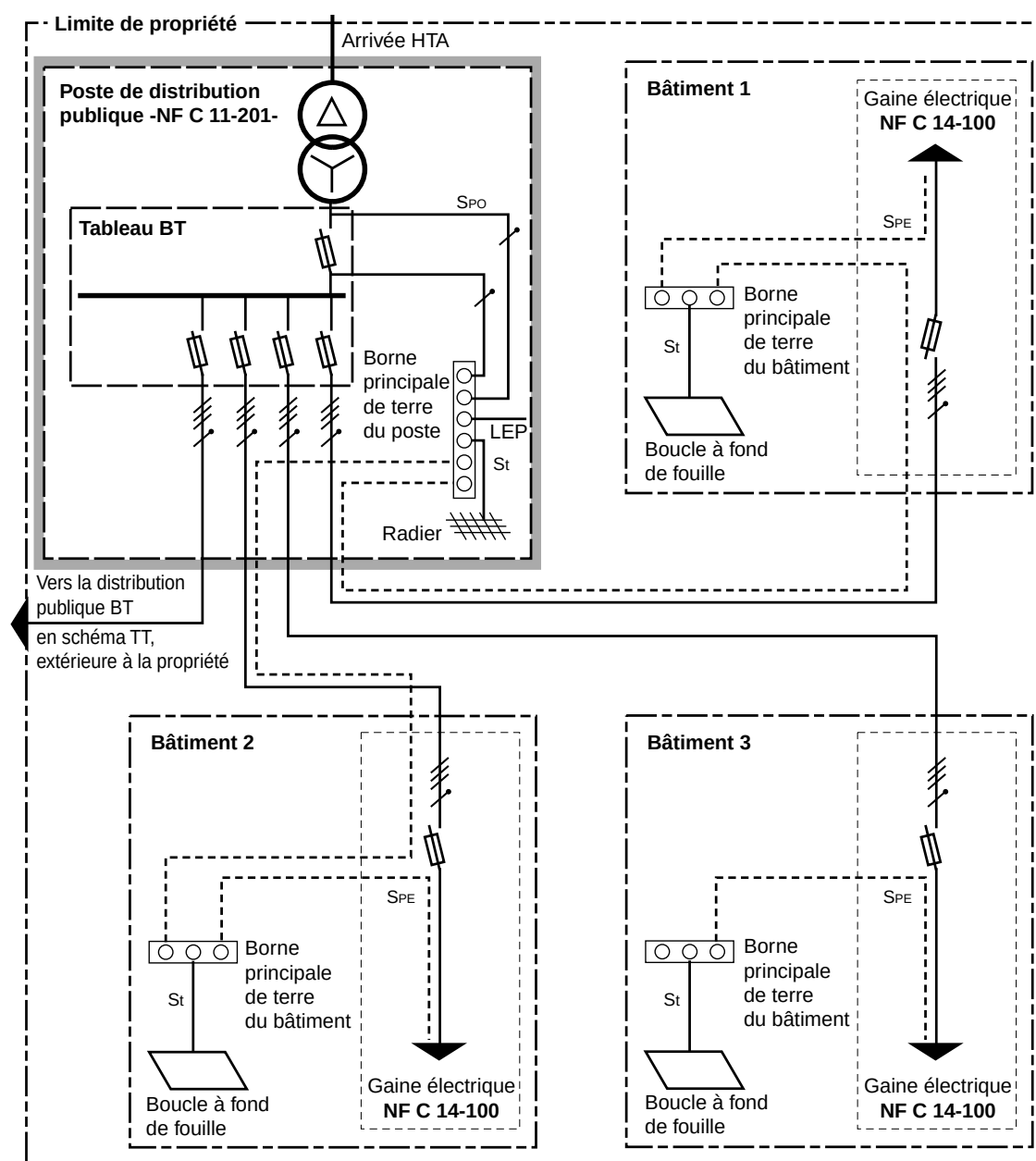


- **7)** Chaque bâtiment doit être alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE doit cheminer à proximité des conducteurs de phase. Si la liaison n'est pas faite avec le conducteur de protection, le bâtiment est alors alimenté en schéma TT (cas du bâtiment 3 de la **Figure C11**).

Les conditions 1, 2, 4 et 5 du 1^{er} cas sont conservées, les conditions 3 et 6 sont remplacées par les conditions suivante :

- **3)** La borne de terre du poste de DP est raccordée directement au radier du poste de DP et les masses du poste et le conducteur neutre du réseau sont raccordés à la borne de terre du poste de DP.
- **6)** Chaque bâtiment est alimenté directement par un circuit issu du tableau en basse tension du poste de DP et le conducteur de protection PE chemine à proximité des conducteurs de phase (cas du bâtiment 2 de la **Figure C11**).

Fig. C11: chéma de principe d'une installation à puissance surveillée (Schéma TNS) à partir d'un poste de DP en dehors du bâtiment mais dans la même propriété



LEP : liaison équipotentielle principale du poste de distribution publique.

Spe : section des conducteurs de protection des masses des installations à basse tension.

Spo : section du conducteur de protection entre la borne du neutre du transformateur HTA/BT et la borne

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

principale de terre du poste.
St : section du conducteur de terre.

3.3 Emplacements des DDR

Voir [\[les offres de protection modulaires\]](#) de Schneider Electric

Dans les installations électriques, les contacts directs et indirects sont toujours associés à un courant de défaut qui ne revient pas à la source par les conducteurs actifs. Ils représentent un danger pour les personnes et pour les biens. C'est pourquoi les DDR « Dispositifs Différentiels Résiduels », dont la fonction de base est de détecter les courants différentiels résiduels, sont très utilisés et indispensables avec le schéma TT.

Dans certains cas il peut être nécessaire d'organiser une sélectivité entre ces protections pour éviter la mise hors tension générale lors d'un défaut d'isolement. Il est possible d'utiliser soit un disjoncteur général différentiel sélectif, soit un disjoncteur général non différentiel.

Pour plus de précision lire la coordination des DDR à la page [Schéma TT - Coordination des protections différentielles](#).

Note : Avec un disjoncteur général non différentiel, les circuits sont alors protégés individuellement ou par groupe par des dispositifs différentiels. La partie de l'installation entre le disjoncteur général et le ou les DDR doit alors être réalisée en classe 2, soit avec des câbles U 1000 R2V ou sous conduit isolant, soit en plaçant le disjoncteur général et le (ou les DDR) dans un même tableau ou deux tableaux adjacents.

3.4 Raccordement des installations de sécurité

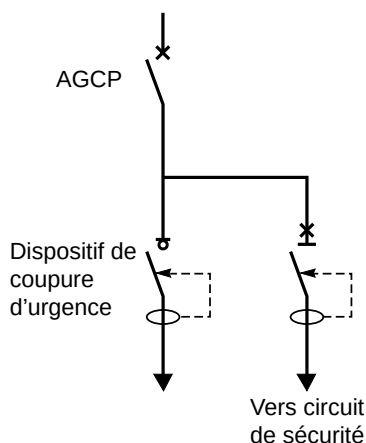
Aucune installation d'utilisateur ne peut être raccordée en amont du point de livraison.

Lorsqu'un circuit de sécurité est câblé au tableau général de l'installation, la fonction de coupure d'urgence doit être réalisée selon les prescriptions de la norme NF C 15-100 § 562.8. Dans ce paragraphe sont présentés les différents raccordements possibles prévus par la norme.

3.4.1 Cas d'un branchement à puissance limitée

L'AGCP n'est pas un appareil de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être installé, en aval de l'AGCP, pour permettre la coupure d'urgence des circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité (cf. **Fig. C12**).

Fig. C12
Branchement à puissance
limitée avec un dispositif
complémentaire de
coupure d'urgence



3.4.2 Cas d'un branchement à puissance surveillée

Nota : Dans les schémas suivants, les dispositifs de protection contre les contacts indirects ne sont pas représentés.

Deux situations peuvent se présenter :

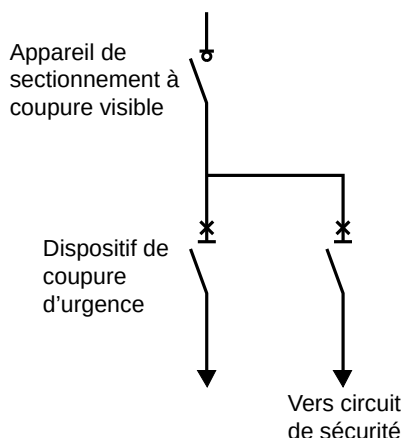
a) L'appareil de sectionnement à coupure visible est distinct de l'appareil général de commande et de protection. L'AGCP peut être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. L'équipement de protection du circuit de sécurité est raccordé en amont du dispositif général de commande et de protection lequel assure la coupure d'urgence de tous les autres circuits de l'installation (cf. **Fig. C13**).

3 Les schémas de liaison à la terre dans le branchement et la protection des personnes

C12

Fig. C13

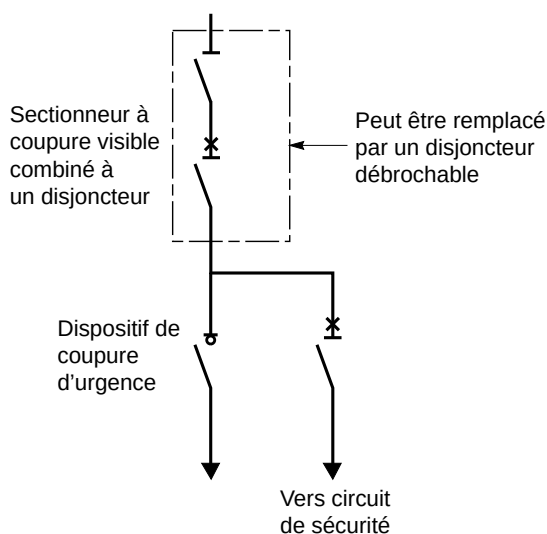
Branchement à puissance
surveillée avec un
appareil de
sectionnement à coupure
visible distinct de
l'appareil général de
commande et de
protection



b) L'appareil de sectionnement à coupure visible est combiné à l'appareil général de coupure et de protection (cf. **Fig. C14**), ou bien l'appareil général de commande et de protection est débrochable. L'AGCP ne peut pas être utilisé comme dispositif de coupure d'urgence. Un dispositif complémentaire doit donc être prévu, en aval pour permettre la coupure d'urgence de tous les circuits autres que celui alimentant le circuit de sécurité.

Fig. C14

Branchement à puissance
surveillée avec un
appareil de
sectionnement à coupure
visible combiné à
l'appareil général de
coupure et de protection
ou avec un appareil
général de commande et
de protection débrochable



4 La protection des circuits électriques

C13

4.1 Protection des canalisations contre les surintensités

Dans les installations de branchement c'est la NF C 14-100 qui définit les règles de protection contre les surcharges et les courts-circuits.

4.1.1 Protection contre les surcharges

Seules les dérivations individuelles sont protégées contre les surcharges :

- pour le branchement à puissance limitée par l'appareil général de commande et de protection,
- pour les branchements à puissance surveillée, par les fusibles situés immédiatement en amont du dispositif de comptage.

Pour éviter des déclenchements en cas de surcharge, il est recommandé de :

- prévoir un dispositif de délestage approprié,
- réaliser la meilleure répartition des charges dans le cas d'un branchement triphasé.

4.1.2 Protection contre les courts-circuits

Tous les conducteurs de branchement sauf le neutre doivent être raccordés à un dispositif de protection contre les courts-circuits assuré par :

- les disjoncteurs ou les fusibles du réseau de distribution,
- ou par les fusibles placés dans les coupe-circuit principaux collectifs ou individuels,
- ou par association de ces dispositifs.

Ces dispositifs sont spécifiés par le gestionnaire du réseau de distribution

Dans le cas d'un branchement à puissance surveillée la sélectivité entre l'AGCP et les fusibles installés sur le réseau de distribution est réalisée en utilisant les données des tableaux de la NF C 14-100 et selon les indications du GRD.

4.2 Courants de court-circuit des branchements

4.2.1 Branchement à puissance surveillée

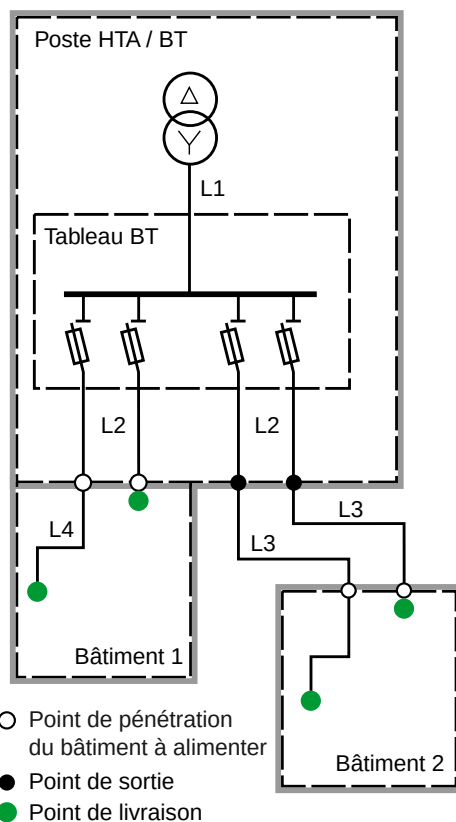
Le dimensionnement d'une protection nécessite de connaître le courant maximal de court-circuit de l'installation. Pour cela, il est nécessaire de demander au service local de distribution les informations nécessaires à son calcul, sinon il faut utiliser les informations fournies par la NF C 14-100.

Le calcul des courants de court-circuit se fait en ayant en référence les différentes liaisons décrites dans la **Figure C15**.

Fig. C15

Schéma des différentes liaisons électriques à prendre en compte pour le calcul du courant de court-circuit

C14



L1: Canalisations BT entre le transformateur et le tableau BT

L2 : Canalisations entre le tableau BT et le point de sortie du poste HTA/BT

L3 : Canalisations entre le point de sortie du poste HTA/BT et le point de pénétration du bâtiment à alimenter

L4 : Canalisations entre le point de pénétration du bâtiment à alimenter et le point de livraison de la propriété à alimenter

Caractéristiques fournies par le GRD

Le calcul de l'ICC max nécessite les caractéristiques suivantes de la part du GRD :

- puissance et tension de court-circuit du transformateur,
- longueurs, sections et natures des canalisations L1, L2, L3.

Nota : Pour la liaison L4, longueur, nature et section sont à déterminer par l'installateur.

Caractéristiques non fournies, application de la NF C 14-100

Pour le cas où le GRD n'est pas en mesure de fournir tous les éléments, la NF C 14-100 prescrit, par défaut, les données suivantes :

- puissance du transformateur : 1 000 kVA ;
- tension de court-circuit : 6% ;
- liaison L1 : longueur 6 m, en aluminium, 4 câbles de section 240 mm² en parallèle par phase ;
- liaison L2 : longueur 15 m, câbles en aluminium de section 240 mm² ;
- liaison L3 : longueur 0 m ;
- liaison L4 : longueur, nature et section déterminées par l'installateur.

Pour le calcul du courant de court-circuit la résistivité à utiliser est celle à 20°C.

Toutes ces données conduisent, quelque soit la puissance souscrite, à un courant de court-circuit maximal présumé IK3 de 22,5 kA (calculé avec le logiciel Ecodial). C'est avec ce courant présumé au point de sortie du poste HTA/BT, à l'extrémité du câble L2, qu'est dimensionné l'AGCP.

Pour ne pas surdimensionner l'installation, il convient de prendre en compte les longueurs L3 et L4 et ainsi d'optimiser le choix du matériel basse tension, notamment des disjoncteurs de protection définis selon l'ICC au point de livraison. La technique de filiation (utilisation du pouvoir de limitation des disjoncteurs) offre une solution économique supplémentaire puisqu'elle permet en aval de l'AGCP de placer des disjoncteurs de plus faible pouvoir de coupure.

Nota : La filiation ne peut être réalisée qu'en mettant en œuvre des combinaisons de disjoncteurs testées par leurs fabricants.

4 La protection des circuits électriques

C15

4.2.2 Branchement à puissance limitée

Dans le cas d'un branchement à puissance limitée, compte tenu des protections amont (présence de fusibles AD), un pouvoir de coupure de 3 kA est suffisant pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits en aval du point de livraison.

4.3 Choix et mise en oeuvre des canalisations

L'impédance d'un câble est faible mais non nulle : lorsqu'il est traversé par le courant de service il y a une chute de tension entre son origine et son extrémité. Or le bon fonctionnement d'un récepteur est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des câbles d'alimentation en tenant compte :

- des courants admissibles des canalisations en fonction du mode de pose (NF C 15-100, tableaux 52C, 52G, 52H et 52J),
- des sections minimales prescrites en (C14-100, § 5.3.3 tableau 5) pour les dérivation individuelles à puissance limitée,
- des chutes de tension maximales admissibles indiquées (C14-100, § 5.4),
- du courant d'emploi en tenant compte des puissances minimales de dimensionnement indiquées (C14-100, § 5.5),
- des protections contre les surintensités,
- de leur température maximale admissible,
- des contraintes électromécaniques susceptibles de se produire en cas de court-circuit,
- des autres contraintes mécaniques auxquelles les conducteurs peuvent être soumis,
- de la valeur maximale de l'impédance permettant d'assurer le fonctionnement de la protection contre les défauts et les courts-circuits,
- de la présence de charges générant des courants harmoniques selon les règles et dispositions du paragraphe 330.1.1 de la NF C 15-100.

Note : il est du ressort de l'installateur de tenir compte des chutes de tension pour garantir une bonne utilisation des équipements à la puissance maximale du raccordement. Voir le chapitre [La protection des circuits](#)

4.3.1 Pour les branchements à puissance limitée

Le dimensionnement des dérivation individuelles (cf. **Fig. C16**) est calculé en fonction du courant assigné de l'AGCP.

Fig. C16
Section minimale des
conducteurs d'une
dérivation individuelle à
puissance limitée, en
conducteurs isolés,
d'après le courant
assigné de l'AGCP

Courant assigné de l'AGCP (en ampères)	Section minimale des conducteurs (en mm ²)	
	En cuivre	En aluminium ^[a]
30	10 ^[b]	16 (25 mm ² en souterrain)
45	10 ^[b]	16 (25 mm ² en souterrain)
60	16	25

Câble avec enveloppe isolante en PVC, PR ou ER

[a] lors de l'utilisation de l'aluminium on veillera à la compatibilité avec les borniers de raccordement des appareils, le cas échéant, il sera nécessaire d'employer des dispositifs intermédiaires.

[b] section ramenée à 6 mm² pour les dérivation individuelles de locaux annexes non habitables (caves, garages, parkings, etc.).

4.3.2 Pour les branchements à puissance surveillée

Au-delà de 36 kVA, le dimensionnement des dérivation individuelles est déterminé suivant trois paliers en fonction des puissances souscrites :

- de 36 kVA à 59 kVA : dimensionner pour 100 A,
- de 60 kVA à 119 kVA : dimensionner pour 200 A,
- de 120 kVA à 250 kVA : dimensionner pour 400 A.

Les installations de branchement sont donc construites pour transiter le maximum de puissance du palier choisi. Le choix du matériel et des câbles qui en découle permet d'optimiser le coût de l'installation en fonction de la puissance demandée.

Tout le matériel en amont du point de livraison est alors respectivement dimensionné pour 100 A, 200 A, ou 400 A, y compris le dispositif de sectionnement à coupure visible. En revanche il faut redimensionner l'installation lorsqu'une augmentation de puissance nécessite un passage au palier supérieur.

4 La protection des circuits électriques

4.4 Disjoncteur de branchement

4.4.1 Puissance limitée

Le disjoncteur reste obligatoire pour le sectionnement et la protection des personnes, utilisé en tête d'installation d'abonné (puissance limitée), il permet d'assurer la protection contre la surcharge et les courts-circuits. Le disjoncteur DB90 instantané protège les personnes contre les contacts indirects et les installations contre les défauts d'isolement. Le DB90 S assure en plus une sélectivité totale avec les dispositifs différentiels à haute sensibilité 30 mA installés en aval.

4.4.2 Puissance surveillée

Ces branchements (au-delà de 36 kVA), nécessitent des disjoncteurs tétrapolaires tout à la fois capables de véhiculer et de contrôler des intensités importantes donc ayant des calibres plus forts que ceux des DB90. Ce sont les Compact NSX100F à NSX400F avec lesquels la protection différentielle se fait par adjonction d'un bloc Vigi (en option) en conformité aux spécifications des distributeurs d'énergie.

Compact NSX de branchement type AB

Ces disjoncteurs assurent une sélectivité totale avec les fusibles de distribution amont et évitent de dépasser la puissance souscrite. Ils sont équipés d'une protection thermique plus rapide qui fait déclencher l'appareil en tête de l'installation de l'utilisateur sans nécessiter l'intervention du distributeur d'énergie. Le déclencheur, livré avec un dispositif de plombage des réglages, est coordonné avec les dispositifs de protection en amont placés dans les Tableaux Urbains Réduits -TUR- du distributeur.

Compact NSX de branchement type Normal

Ils sont équipés d'un déclencheur standard à 1 seuil de réglage (type TMD ou Micrologic) autorisé par les distributeurs d'énergie.

Nota : Tous les matériels mentionnés dans cette page constituent des exemples d'équipements proposés par Schneider Electric. Voir [\[les offres de protection forte puissance\]](#) de Schneider Electric

4.5 Une obligation : le sectionnement à coupure visible

Avec le branchement à puissance surveillée le sectionnement à coupure visible est obligatoire, que le coffret de comptage ou de couplage soit situé en limite de propriété ou chez le client utilisateur.

C'est un interrupteur à coupure visible qui assure cette fonction et dont le calibre est généralement le même que celui du disjoncteur de branchement.

Cet interrupteur a pour principales caractéristiques :

- sa conformité aux normes CEI 60947-1 et 60947-3,
- et la coupure visible.

Si le coffret est situé en limite de propriété, l'appareil pour être accessible par l'utilisateur est placé dans ses locaux.

Si le coffret est situé chez le client, cet appareil est placé soit dans ce coffret, soit dans l'armoire de distribution BT.

5 La compensation d'énergie réactive

Voir aussi le chapitre [Compensation d'énergie réactive](#)

De nombreux récepteurs consomment plus ou moins de courants réactifs notamment pour créer les flux magnétiques (moteurs).

La compensation ou fourniture d'énergie réactive se fait par l'installation de condensateurs, elle peut être individuelle au niveau des récepteurs (ex. : auprès des lampes fluorescentes ou d'un moteur) ou globale au niveau d'un tableau ou d'une installation complète.

Compenser pour faire des économies.

Les avantages qui en résultent se traduisent par :

- une économie sur les équipements électriques (conséquence de la puissance appelée),
- une augmentation de la puissance disponible au secondaire des transformateurs,
- une diminution des chutes de tension et des pertes joules dans les câbles,
- une économie sur les factures d'électricité.

Pourquoi compenser avec un branchement à puissance surveillée ?

Pour des installations en puissance surveillée (36 à 250 kVA) la compensation d'énergie réactive permet :

- soit de diminuer la puissance contractuelle souscrite auprès du fournisseur d'électricité, tout en conservant la même puissance active disponible,
- soit d'augmenter la puissance électrique disponible sans changer de contrat auprès du fournisseur d'électricité.

Voir [\[les offres de compensation d'énergie réactive\]](#) de Schneider Electric

Chapitre D

Bien choisir une architecture de distribution électrique

1	Les enjeux pour l'exploitant	D3
	1.1 Choix d'une architecture	D3
2	Processus de conception d'une architecture électrique	D4
	2.1 Etape 1 : choix des fondements de l'architecture de distribution	D5
	2.2 Etape 2 : choix des détails d'architecture	D6
	2.3 Etape 3 : choix technologique	D6
	2.4 Evaluation	D6
3	Caractéristiques de l'installation électrique	D7
	3.1 Type d'activité du site	D7
	3.2 Configuration du site	D7
	3.3 Latitude de positionnement	D7
	3.4 Disponibilité du réseau de distribution publique	D8
	3.5 Maintenabilité	D8
	3.6 Evolutivité de l'installation	D8
	3.7 Puissance totale des charges installées	D9
	3.8 Uniformité d'installation des charges	D9
	3.9 Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation	D9
	3.10 Sensibilité des charges aux perturbations	D10
	3.11 Pouvoir perturbateur des circuits	D11
	3.12 Autres contraintes	D11
4	Caractéristiques technologiques	D12
	4.1 Ambiance, environnement	D12
	4.2 Indice de service	D12
	4.3 Autres considérations	D13
5	Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet	D14
	5.1 Temps de chantier	D14
	5.2 Impact environnemental	D14
	5.3 Niveau de maintenance préventive	D15
	5.4 Disponibilité de l'installation électrique	D15
6	Choix des fondements de l'architecture	D16
	6.1 Raccordement au réseau du distributeur	D16
	6.2 Configuration des circuits MT	D18
	6.3 Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT	D19
	6.4 Nombre de transformateurs MT/BT	D20
	6.5 Générateur de secours en MT	D20
7	Choix des détails d'architecture	D21
	7.1 Implantation topologique MT et BT	D21
	7.2 Distribution centralisée ou décentralisée	D22
	7.3 Présence de générateurs de secours	D23
	7.4 Présence d'Alimentation Sans Interruption (ASI)	D24
	7.5 Configuration des circuits BT	D25

D1

Chapitre D

Bien choisir une architecture de distribution électrique

8	Choix de solutions technologiques	D30
	8.1 Liste des solutions technologiques à considérer :	D30
	8.2 Critères à considérer :	D30
	8.3 Guide de choix	D19
D2 9	Recommandations pour optimiser une architecture électrique	D31
	9.1 Temps de chantier	D14
	9.2 Impact environnemental	D14
	9.3 Volume de maintenance préventive	D33
	9.4 Disponibilité de l'alimentation électrique	D33
10	Glossaire	D34
11	Annexe : exemples d'installation électrique	D35
	11.1 Exemple 1 : imprimerie	D35
	11.2 Exemple 2 : data center	D38
	11.3 Exemple 3 : hôpital	D41

1 Les enjeux pour l'exploitant

1.1 Choix d'une architecture

Ce chapitre est consacré à la conception de l'architecture électrique pour les bâtiments de taille moyenne et grande. Pour tous types de bâtiments différents (bureaux, hôtel, industriel, logement collectif, etc.) les enjeux pour la conception électrique reposent sur un processus clé avec des considérations pratiques décrites dans ce chapitre.

Le choix d'architecture a un impact déterminant sur les performances de l'installation tout au long de son cycle de vie :

- dès la phase de construction, car en fonction des choix, les temps d'installation, les possibilités de cadencement des travaux, les compétences requises des équipes d'installation pourront être fortement influencés,
- également pendant la phase d'exploitation, où seront touchées les performances en terme de qualité et de continuité d'alimentation des charges sensibles, de pertes d'énergie dans les circuits d'alimentation,
- et enfin pour la phase de fin de vie de l'installation qui en fonction des architectures permet de valoriser une part plus ou moins importante de l'installation.

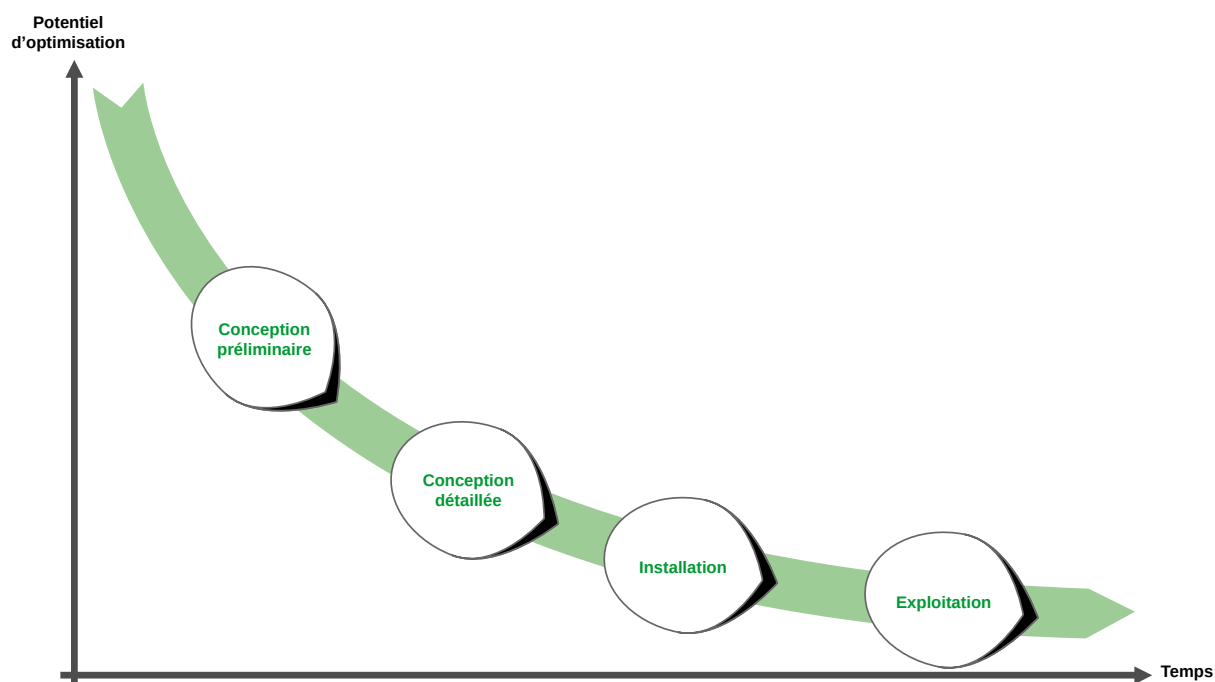
L'architecture de distribution électrique d'une installation comprend la configuration spatiale, le choix des sources d'alimentation, la définition des différents niveaux de distribution, le schéma unifilaire, les solutions technologiques.

Le choix de la meilleure architecture se traduit souvent par la recherche d'un compromis entre les différents critères de performances qui intéressent le client utilisateur de l'installation aux différentes phases du cycle de vie. Plus la démarche de recherche de solutions intervient tôt dans un projet, plus les possibilités d'optimisations sont importantes (cf. **Fig. D1**).

Ces sujets sont maintenant traités dans le chapitre 8 de la norme CEI 60364 (IEC 60364-8-1 : Installations électriques basse tension - efficacité énergétique).

D3

Fig. D1: Potentiel d'optimisation



La pleine réussite de la recherche de solution optimale est également fortement liée à la capacité d'échanges entre les différents acteurs intervenant sur la conception des différents lots d'un projet :

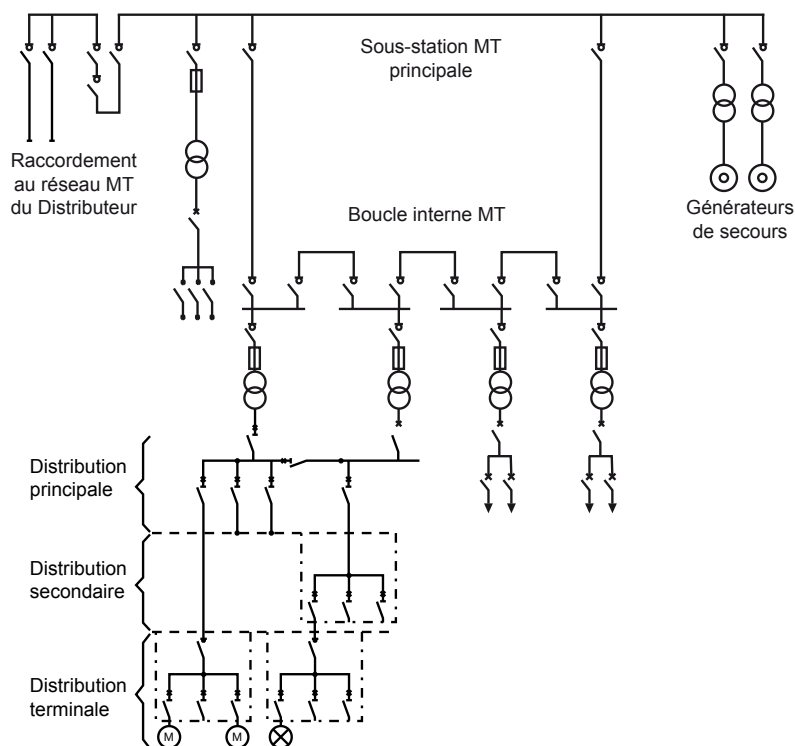
- l'architecte qui définit l'organisation du bâtiment en fonction des besoins de l'utilisateur,
- les concepteurs des différents lots techniques (éclairage, chauffage, climatisation, fluides, etc.),
- les représentants de l'utilisateur définissant le process par exemple.

Sont présentés dans les paragraphes suivants les critères de choix ainsi que le processus de conception des architectures répondant aux critères de performances du projet.

2 Processus de conception d'une architecture électrique

La conception d'architecture considérée dans ce document se situe au niveau Avant-Projet Sommaire (APS). Elle couvre en général les niveaux de distribution primaire et secondaire, et si nécessaire une partie de distribution terminale (cf. **Fig. D2**).

Fig. D2
Exemple de schéma
unifilaire



La conception d'une architecture de distribution électrique peut être décrite par un processus en 3 étapes successives, avec possibilités d'itérations. Ce processus est basé sur la prise en compte des caractéristiques de l'installation et des critères à satisfaire.

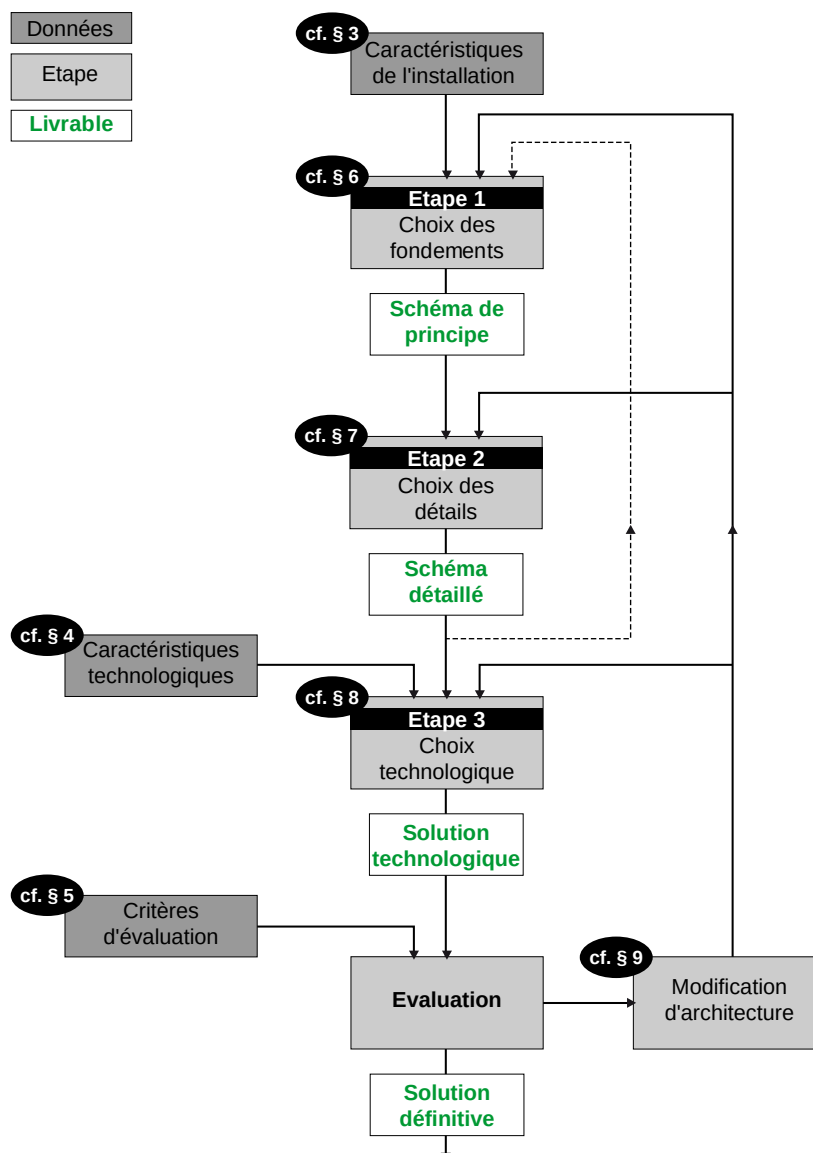
L'ensemble du processus est décrit succinctement dans les paragraphes suivants et illustré sur la **figure D3**, page suivante.

Le processus décrit dans ce document ne fournit pas de solution unique. Ce document constitue un guide, à l'usage du concepteur d'installation électrique.

2 Processus de conception d'une architecture électrique

Fig. D3

Synoptique de choix d'architecture de distribution électrique



Pour en savoir plus sur chacune des étapes décrites ci-dessus, se référer aux pages suivantes:

- [Caractéristiques de l'installation](#)
- [Choix des fondements](#)
- [Choix des détails](#)
- [Caractéristiques technologique](#)
- [Choix technologique](#)
- [Critères d'évaluation](#)
- [Modification d'architecture](#)

2.1 Etape 1 : choix des fondements de l'architecture de distribution

Il s'agit de la définition "grosse maille" de l'installation électrique. Elle est basée sur la prise en compte de caractéristiques macroscopiques concernant l'installation et son usage.

Ces caractéristiques ont un impact sur le raccordement au réseau du Distributeur, les circuits MT, le nombre de postes de transformation, ...

A la fin de cette étape, on dispose de plusieurs solutions de schémas de principe de distribution, qui constituent des ébauches du schéma unifilaire. Le choix définitif est confirmé à la fin de l'étape 2.

Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées dans la partie [Caractéristiques de l'installation électrique](#).

2 Processus de conception d'une architecture électrique

Les recommandations pour le choix de schéma unifilaire de principe sont fournies dans la partie [Choix des fondements de l'architecture](#).

2.2 Etape 2 : choix des détails d'architecture

Il s'agit de la définition "maille fine" de l'installation électrique. Elle est basée sur les résultats de l'étape précédente, ainsi que sur la satisfaction des critères relatifs à la mise-en-œuvre et à l'exploitation de l'installation.

Un rebouclage est effectué sur l'étape 1 si les critères ne sont pas satisfaits. Un processus itératif permet d'analyser plusieurs combinaisons de critères d'évaluation.

A la fin de cette étape, on dispose d'un schéma unifilaire détaillé.

Les recommandations pour l'adaptation du schéma unifilaire au projet sont fournies dans la partie [Choix des détails d'architecture](#).

2.3 Etape 3 : choix technologique

Le choix des solutions technologiques à mettre en œuvre est réalisé à cette étape, et découle du choix d'architecture. Ces solutions sont extraites de l'offre Schneider Electric, afin de satisfaire certains critères.

Un rebouclage est effectué sur l'étape 2 si les critères ne sont pas satisfaits.

Les caractéristiques à prendre en compte sont précisées dans la partie [Caractéristiques technologiques](#).

Les recommandations pour le choix des solutions technologiques sont fournies dans la partie [Choix de solutions technologiques](#).

2.4 Evaluation

Cette étape d'évaluation permet au Bureau d'Etudes de disposer de données chiffrées, base de discussion avec le client et les autres intervenants.

En fonction du résultat de ces échanges, un rebouclage peut être effectué sur l'étape 1.

3 Caractéristiques de l'installation électrique

Pour chacune des caractéristiques de l'installation, permettant de choisir l'architecture de distribution électrique, il faut fournir une définition et les différentes catégories ou valeurs possibles.

3.1 Type d'activité du site

3.1.1 Définition

Parmi les définitions proposées par la CEI 60364-8-1 § 3.4, on trouve dans ce chapitre les principales définitions énumérés ci-dessous.

- Bâtiments résidentiels
Locaux conçus et construits pour l'habitation privée.
- Bâtiments commerciaux
Locaux conçus et construits pour des opérations commerciales^[1].
- Bâtiments industriels
Locaux conçus et construits pour des opérations de fabrication et de transformation^[2].
- Infrastructure
Systèmes ou locaux conçus et construits pour les opérations de transport ou d'exploitation d'une entreprise de distribution d'électricité^[3].

D7

3.2 Configuration du site

3.2.1 Définition

Caractéristique architecturale du ou des bâtiments, tenant compte du nombre de bâtiments, du nombre d'étages, et de la surface par étage.

3.2.2 Différentes catégories

- Bâtiment à un seul niveau.
- Bâtiment à plusieurs étages.
- Site à plusieurs bâtiments.
- Immeuble de grande hauteur (pour mémoire, ce type de bâtiment répond à des règles spécifiques, non prises en compte dans ce document).

Les différentes surfaces significatives retenues pour un seul niveau sont les suivantes :

- $< 5000 \text{ m}^2$,
- de 5000 à $25\,000 \text{ m}^2$,
- de $25\,000$ à $100\,000 \text{ m}^2$.

3.3 Latitude de positionnement

3.3.1 Définition

Caractéristique prenant en compte les contraintes liées à l'implantation du matériel électrique dans le bâtiment

- esthétique,
- accessibilité,
- présence d'emplacements réservés,
- utilisation de galeries techniques (par étages),
- utilisation de gaines techniques (verticales).

3.3.2 Différentes catégories

- Latitude faible
La position du matériel électrique est pratiquement imposée.
- Latitude moyenne
La position du matériel électrique est partiellement imposée, au détriment des critères à satisfaire.
- Latitude élevée
Pas de contraintes. La position du matériel électrique peut être définie pour satisfaire au mieux les critères.

[1] Exemples de bâtiments commerciaux: bureaux, vente au détail, distribution, bâtiments publics, banques, hôtels.

[2] Exemples de bâtiments industriels: usines, ateliers, centres logistiques.

[3] Exemples d'infrastructure: terminaux d'aéroports, aménagements portuaires, installations pour le transport.

3 Caractéristiques de l'installation électrique

3.4 Disponibilité du réseau de distribution publique

3.4.1 Définition

Capacité du réseau de distribution publique à assurer l'alimentation avec un minimum d'interruption.

3.4.2 Différentes catégories

- Disponibilité minimale
Risque d'interruption lié à des contraintes géographiques (îlotage, zone éloignée des centres de production d'électricité), techniques (ligne aérienne, faible maillage), ou économiques (maintenance insuffisante, génération sous-dimensionnée)
 - Disponibilité standard
 - Disponibilité renforcée
Dispositions particulières prises pour réduire la probabilité d'interruption (réseau souterrain, fort maillage, ...).
- Voir la page ([Raccordement au réseau du distributeur](#)) les valeurs typiques de disponibilité en fonction des configurations de raccordement au réseau du Distributeur.

3.5 Maintenabilité

3.5.1 Définition

Qualité apportée lors de la conception pour limiter l'impact des opérations de maintenance sur le fonctionnement de l'installation.

3.5.2 Différentes catégories

- Maintenabilité minimale
L'installation peut être arrêtée pour exécution des opérations de maintenance.
- Maintenabilité standard
La maintenance doit être programmée au cours de périodes de faible activité.
Exemple : plusieurs transformateurs avec redondance partielle et délestage.
- Maintenabilité renforcée
Des dispositions particulières sont prises pour limiter l'impact des opérations de maintenance.
Exemple : configuration à double attache.

3.6 Evolutivité de l'installation

3.6.1 Définition

Possibilité apportée de déplacer facilement des points de livraison de l'électricité à l'intérieur de l'installation, ou d'augmenter facilement la puissance fournie en certains points.

L'évolutivité est un critère qui apparaît également du fait des incertitudes de construction au stade avant-projet sommaire (APS).

3.6.2 Différentes catégories

- Pas d'évolutivité
La position des charges est fixe tout au long du cycle de vie, en raison de fortes contraintes liées à la construction du bâtiment ou à la lourdeur du processus alimenté.
Exemple : atelier de fonderie.
- Evolutivité de conception
Le nombre de points de livraison, la puissance des charges ou leur emplacement ne sont pas connus avec précision.
- Evolutivité d'installation
Des charges pourront être installées après la mise en service de l'installation.
- Flexibilité d'exploitation
La position des charges sera fluctuante, au gré des réorganisations du processus.
Exemples : bâtiment industriel (extension, fractionnement et changement d'affectation), immeuble de bureaux (fractionnement).

3 Caractéristiques de l'installation électrique

D9

3.7 Puissance totale des charges installées

3.7.1 Définition

Somme des puissances apparentes des charges (en kVA), affectées d'un coefficient d'utilisation.

Ceci représente la puissance maximale pouvant être consommée à un instant donné dans l'installation, avec possibilité de surcharges limitées et de courte durée.

3.7.2 Différentes catégories

Les différentes catégories retenues correspondent aux limites de puissance des transformateurs les plus couramment utilisés :

- puissance < 630 kVA
- puissance de 630 à 1250 kVA,
- puissance de 1250 à 2500 kVA,
- puissance > 2500 kVA.

3.8 Uniformité d'installation des charges

3.8.1 Définition

Caractéristique liée à l'uniformité de répartition des charges (en kVA/m²) dans une zone ou sur la totalité du bâtiment.

3.8.2 Différentes catégories

- Charges uniformément réparties
Les charges sont en majorité de puissance unitaire moyenne ou faible et réparties sur toute la surface ou une large zone du bâtiment (densité homogène).
Exemples : éclairage, postes de travail individuels.
- Répartition intermédiaire
Les charges sont en majorité de puissance moyenne, placées par groupes sur toute la surface du bâtiment.
Exemples : machines d'assemblage, convoyage, postes de travail, "sites" modulaires en logistique.
- Charges localisées
Les charges sont en majorité de puissance élevée et localisées dans quelques zones du bâtiment (densité hétérogène).
Exemples : CVC - Chauffage, Ventilation, Climatisation (ou HVAC : Heating, Ventilation and Air Conditioning).

3.9 Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation

3.9.1 Définition

Aptitude d'un circuit à accepter une coupure d'alimentation.

3.9.2 Différentes catégories

- Circuit "délestable"
Coupure possible à tout moment, de durée indéfinie.
- Coupure longue acceptable
Temps de coupure > 3 minutes^[4].
- Coupure brève acceptable
Temps de coupure < 3 minutes^[4].
- Aucune coupure acceptable

Remarque

On peut distinguer différents niveaux de gravité d'une coupure d'alimentation électrique, en fonction des conséquences possibles :

- pas de conséquence notable,
- perte de production,
- détérioration de l'outil de production ou perte de données sensibles,
- mise en danger de mort.
Ceci se traduit en terme de criticité d'alimentation de charges ou de circuits.
- Non critique
La charge ou le circuit peuvent être "délestés" à tout moment. Exemple : circuit de chauffage d'eau sanitaire.

[4] valeur indicative, fournie par la norme EN50160 : "Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution".

3 Caractéristiques de l'installation électrique

D10

- Faible criticité

La coupure d'alimentation se traduit par une gêne passagère des occupants du bâtiment, sans conséquence financière. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une perte de production ou une baisse de productivité. Exemples : circuits de chauffage, ventilation et climatisation (HVAC).

- Criticité moyenne

La coupure d'alimentation se traduit par une courte interruption du process ou du service. Le prolongement de la coupure au delà d'un temps critique peut se traduire par une détérioration de l'outil de production ou un coût de remise en service. Exemples : groupes frigorifiques, ascenseurs.

- Criticité élevée

Toute coupure peut se traduire par la mise en danger de mort ou des pertes financières inacceptables. Exemples : bloc opératoire, service informatique, service de sécurité.

3.10 Sensibilité des charges aux perturbations

3.10.1 Définition

Capacité d'une charge à fonctionner correctement en présence de perturbation de l'alimentation électrique.

Une perturbation peut entraîner un dysfonctionnement plus ou moins marqué. Par exemple : arrêt de fonctionnement, fonctionnement dégradé, vieillissement accéléré, augmentation des pertes, ...

Types de perturbations ayant un impact sur le fonctionnement des charges :

- creux de tension,
- surtension,
- distorsion de tension,
- fluctuation de tension,
- déséquilibre de tension.

3.10.2 Différentes catégories

- Peu sensible

Les perturbations de la tension d'alimentation ont peu d'effet sur le fonctionnement.
Exemple : appareil de chauffage.

- Sensibilité moyenne

Les perturbations de tension provoquent une détérioration notable du fonctionnement.
Exemples : moteurs, éclairage.

- Haute sensibilité

Les perturbations de tension peuvent provoquer l'arrêt de fonctionnement voire la détérioration de l'équipement alimenté.
Exemple : équipement informatique.

Remarque

La sensibilité des charges aux perturbations conditionne la réalisation de circuits d'alimentation communs ou dédiés. Il est en effet avantageux de séparer les charges "sensibles" des charges "perturbatrices". Exemple : séparer les circuits d'éclairage des circuits d'alimentation de moteurs.

Ce choix dépend aussi des commodités d'exploitation.

Exemple : alimentation séparée des circuits d'éclairage pour permettre la mesure de l'énergie consommée.

3.10.3 Principaux types de charges rencontrées communément dans les bâtiments

Eclairage

Principales caractéristiques :

- faible puissance unitaire,
- dispositifs dispersés,
- coupure longues non admises,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Chauffage, Ventilation, Climatisation

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire élevée (quelques dizaines de kVA),
- dispositifs localisés,
- coupures longues acceptables,
- faible sensibilité aux perturbations.

Informatique (data center)

Principales caractéristiques :

3 Caractéristiques de l'installation électrique

- puissance unitaire moyenne ou faible,
- nombre élevé de dispositifs localisés,
- aucune coupure acceptable,
- haute sensibilité aux perturbations.

Bureautique

Principales caractéristiques :

- faible puissance unitaire,
- nombre élevé de dispositifs dispersés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Force motrice (convoiage, ascenseurs, groupes frigorifiques, ...)

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire moyenne ou élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de courte durée acceptables,
- sensibilité moyenne aux perturbations.

Process électrothermique (fours, presses à injecter, soudure, ...)

Principales caractéristiques :

- puissance unitaire élevée,
- nombre faible de dispositifs localisés,
- coupures de longue durée acceptables,
- sensibilité faible aux perturbations.

D11

3.11 Pouvoir perturbateur des circuits

3.11.1 Définition

Capacité d'un circuit à perturber le fonctionnement de circuits environnants, par des phénomènes tels que : harmoniques, appels de courant, déséquilibre, courants Haute Fréquence, rayonnement électromagnétique, ...

3.11.2 Différentes catégories

- Pouvoir non perturbateur
Aucune précaution particulière à prendre.
- Perturbations modérées ou occasionnelles
Une alimentation séparée peut être nécessaire en présence de circuits à moyenne ou haute sensibilité.
Exemple : circuit d'éclairage générant des courants harmoniques.
- Pouvoir très perturbateur
Un circuit d'alimentation dédié ou des moyens d'atténuation des perturbations sont indispensables pour le bon fonctionnement de l'installation.
Exemples : force motrice à fort courant de démarrage, équipement de soudure à courant fluctuant.}}

3.12 Autres contraintes

Autres considérations ou contraintes particulières ayant un impact sur l'architecture de distribution électrique :

- Environnement
Exemples : classification foudre, ensoleillement.
- Règlements spécifiques
Exemples : hôpitaux, Immeubles de Grande Hauteur, ...
- Règles du Distributeur d' Energie
Exemples : limites de puissance de raccordement en BT, accès au poste MT, ...
- Charges double attache
Charges raccordées à 2 circuits indépendants par besoin de redondance.
- Expérience du concepteur
Cohérence avec des études antérieures ou utilisation partielle d'études antérieures, standardisation de sous-ensembles, existence d'un parc installé.
- Contraintes d'alimentation des charges
Niveau de tension (230 V, 400 V, 690 V), système des tensions (monophasé, triphasé avec ou sans neutre, ...).

4 Caractéristiques technologiques

Les solutions technologiques considérées concernent :

- les différents types d'équipements MT et BT,
- les gammes de Canalisations Electriques Préfabriquées (CEP).

Le choix des solutions technologiques est effectué à la suite du choix de schéma unifilaire et en cohérence avec les choix antérieurs.

4.1 Ambiance, environnement

Ce thème réunit l'ensemble des contraintes d'environnement (température ambiante moyenne, altitude, humidité, corrosion, poussière, chocs, ...). Les normes décrivent les protections requises vis à vis de ces contraintes par les codes IP et IK.

4.2 Indice de service

4.2.1 Définition

L'indice de service (IS) est un code à trois chiffres défini par le guide UTE C 63-429.

Il permet de caractériser un tableau BT en fonction des besoins de l'utilisateur en terme d'exploitation, de maintenance, et d'évolution (cf. tableau **Fig D4**) :

Fig. D4
Explication des chiffres composant l'Indice de Service

	Exploitation (1 ^{er} chiffre) (réglages, mesures, verrouillage...)	Maintenance (2 ^{ème} chiffre) (nettoyage, vérifications, tests, réparations...)	Evolution (3 ^{ème} chiffre) (modification, extension de l'installation...)
Niveau 1	IS = 1 • • L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = • 1 • L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.	IS = • • 1 L'opération entraîne l'arrêt complet du tableau.
Niveau 2	IS = 2 • • L'opération entraîne l'arrêt de la seule unité fonctionnelle concernée.	IS = • 2 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, avec intervention possible sur les raccordements	IS = • • 2 L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée. Des réserves d'unités fonctionnelles, définies en nombre et en taille, sont prévues.
Niveau 3	IS = 3 • • L'opération entraîne seulement l'arrêt de la puissance de l'unité fonctionnelle concernée. Mais autorise des essais d'automatismes afin de tester l'installation en « grandeur réelle » avant sa remise en route.	IS = • 3 • L'opération entraîne l'arrêt limité à la seule unité fonctionnelle concernée, sans intervention sur les raccordements.	IS = • • 3 Adjonction possible de tout type d'unité fonctionnelle (protection ou commande moteur) sans mise hors tension du tableau. Cette intervention se fait dans un emplacement non équipé dans des limites imposées par le constructeur.

Les indices de service pertinents sont peu nombreux, les plus usités sont présentés dans le tableau **Fig D5**.

4.2.2 Rappels :

- Degré de protection (IP)
 - Le premier chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des solides.
 - Le deuxième chiffre caractéristique indique le degré de protection contre la pénétration des liquides.
 - Parfois, une lettre ajoutée après les deux chiffres précise la protection des personnes contre le risque de contact direct avec une partie nue sous tension.
- Forme
 - forme 1 : aucune séparation
 - forme 3 : séparation des jeux de barres des unités fonctionnelles et séparation de toutes les unités fonctionnelles entre elles non compris leurs bornes de sortie.
La lettre (a ou b) placée après le chiffre caractérise plus précisément la forme en question.
- Raccordement de l'unité fonctionnelle
Les lettres signifient : F = fixe, D = déconnectable, W = débrochable
La position indique le raccordement considéré : 1^{ère} lettre = puissance amont, 2^{ème} = puissance aval, 3^{ème} = les auxiliaires.

4 Caractéristiques technologiques

Fig. D5: Indices de service les plus utilisés (IS) et correspondance avec les autres paramètres mécaniques

Indice de service IS	111	211	212	223	232	233	332	333
Degré de protection IP	2XX	2XB	-	2XB	2XB	2XB	2XB	2XB
Forme	1	1	3b 2b 4a	3b	3b	3b	3b	3b
Raccordement de l'unité fonctionnelle	FFF	FFF	WFW	WFD	WFW	WWW	WWW	WWW
Exploitation	Condamnation totale du tableau	Condamnation individuelle de l'unité fonctionnelle sans possibilité d'essais de sa commande					Condamnation individuelle de l'unité fonctionnelle avec possibilité de test de sa commande et de son automatisme	
Maintenance	Indisponibilité totale			Temps d'intervention supérieur à 1 h, avec intervention sur les raccordements aval	Temps d'intervention inférieur à 1/4 heure, sans intervention sur les raccordements			
Evolution	Extensions non prévues	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées		Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau mais dans des réserves pré-équipées	Ajout possible d'unités fonctionnelles sans arrêt du tableau dans des réserves non équipées

D13

4.2.3 Documents de référence

- Définition des degrés de protection : voir NF EN 60529, "Degrés de protection procurés par les enveloppes (code IP, "Internal Protection")".
- Définition de l'indice de service (code IS) : voir Guide UTE C 63-429, "Ensembles d'appareillage à basse tension Indice de Service (IS)".
- Définitions de la forme et de la débrouabilité : voir NF EN 61439-1-2, "Ensembles d'appareillage à basse tension ; partie 1 : ensembles de séries et ensembles dérivés de série".

4.3 Autres considérations

D'autres considérations ont un impact sur le choix des solutions technologiques :

- l'expérience du concepteur,
- la cohérence avec des études antérieures ou l'utilisation partielle d'études antérieures,
- la standardisation de sous-ensembles,
- l'existence d'un parc installé,
- les exigences des Distributeurs d'Energie,
- des critères techniques : cos ϕ cible, puissance des charges secourues, présence de générateurs d'harmoniques, ...

Ces considérations sont à prendre en compte au cours de la phase de définition détaillée de l'installation électrique (postérieure à la phase APS).

5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

Pour chacun des critères déterminants, il faut fournir une définition et les différents niveaux de priorité accordés. Ces critères sont évalués à la fin des 3 étapes de définition d'architecture.

5.1 Temps de chantier

5.1.1 Définition

Temps de mise en œuvre du matériel électrique sur le site.

5.1.2 Différents niveaux de priorité

- Niveau secondaire
Le temps de chantier peut être prolongé, si cela génère une réduction du coût total de l'installation.
- Niveau privilégié
Le temps de chantier doit être minimisé, sans engendrer de surcoût significatif.
- Niveau critique
Le temps de chantier doit être réduit au minimum de manière impérative, même au détriment d'un coût total d'installation plus élevé.

5.2 Impact environnemental

5.2.1 Définition

Considération des contraintes environnementales dans la conception de l'installation.

Sont pris en compte : la consommation de ressources naturelles, les pertes Joule (liées à l'émission de CO₂), le potentiel de "recyclabilité", tout au long de la vie de l'installation.

5.2.2 Différents niveaux de priorité

- Niveau non significatif
Les contraintes environnementales ne font l'objet d'aucune considération particulière.
- Niveau minimal
L'installation est conçue dans le respect du minimum réglementaire.
- Niveau proactif
L'installation est conçue avec un souci aigu de préservation de l'environnement. Un surcoût est admis dans cette situation.
Exemple : utilisation de transformateurs à faibles pertes.

Généralités

L'impact environnemental d'une installation est déterminé selon la méthode qui consiste à mener une analyse du cycle de vie de l'installation, dans lequel sont traitées les 3 phases suivantes :

- la construction,
- l'exploitation,
- la fin de vie (démantèlement, recyclage).

En terme d'impact environnemental, 3 indicateurs (au moins) peuvent être pris en compte et influencés par la conception d'une installation électrique. Bien que chaque phase du cycle de vie contribue aux trois indicateurs, chacun de ces indicateurs est majoritairement lié à l'une d'entre elles :

- la consommation de ressources naturelles impacte (majoritairement) la phase de construction,
- la consommation d'énergie impacte (essentiellement) la phase d'exploitation,
- le potentiel de "recyclabilité" impacte la fin de vie.

Le tableau suivant précise les contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux (cf. **Fig D6**).

Fig. D6
Contributeurs aux 3 indicateurs environnementaux

Indicateurs	Contributeurs
Consommation de ressources naturelles	Masse et type des matériaux utilisés
Consommation d'énergie	Pertes Joule en charge et à vide
Potentiel de "recyclabilité"	Masse et type des matériaux utilisés

5 Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

5.3 Niveau de maintenance préventive

5.3.1 Définition

Nombre d'heures et sophistication de la maintenance réalisée en cours d'exploitation conformément aux recommandations du constructeur pour assurer un fonctionnement sûr de l'installation et le maintien du niveau de performances (éviter les défaillances : déclenchements, pannes, ...).

5.3.2 Différentes catégories

- Niveau standard : suivant les recommandations constructeur.
- Niveau renforcé : suivant les recommandations constructeur, avec environnement contraignant.
- Niveau spécifique : plan de maintenance spécifique, répondant à des exigences élevées de continuité de service, et nécessitant un haut niveau de compétence du personnel de maintenance.

D15

5.4 Disponibilité de l'installation électrique

5.4.1 Définition

C'est la probabilité qu'une installation électrique soit apte à fournir une énergie de qualité conforme aux spécifications des équipements qu'elle alimente. Elle s'exprime par un taux de disponibilité :

$$\text{Disponibilité (\%)} = (1 - \text{MTTR} / \text{MTBF}) \times 100$$

MTTR (Mean Time To Repair) : temps moyen d'intervention pour rendre le système électrique à nouveau opérationnel suite à une panne (il comprend la détection de la cause de panne, sa réparation et la remise en service).

MTBF (Mean Time Between Failure) : mesure le temps moyen pendant lequel le système électrique est opérationnel et permet ainsi le bon fonctionnement de l'application.

5.4.2 Différentes catégories

Les différentes catégories de disponibilité ne peuvent être définies que pour un type donné d'installation. Par exemple : hôpitaux, data centers.

Exemple de la classification utilisée dans les data centers

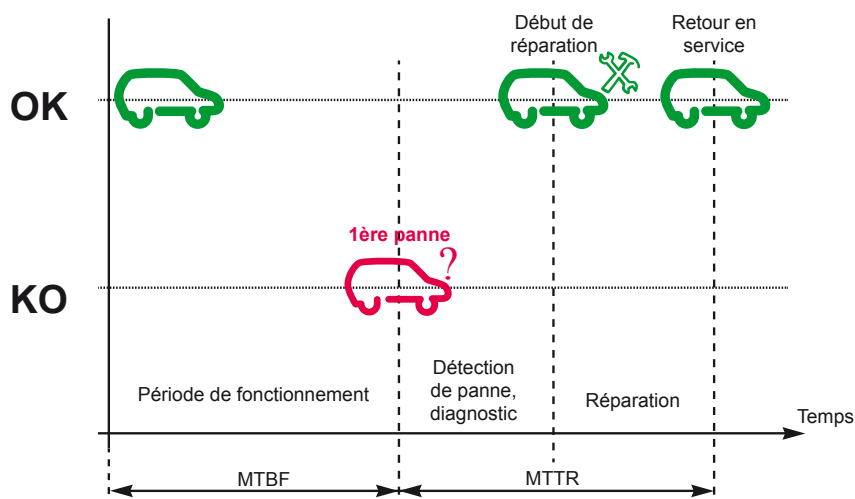
Niveau 1 ("tier I") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, sans redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,671%,

Niveau 2 ("tier II") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par un seul canal, avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,741%,

Niveau 3 ("tier III") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux, avec un seul canal redondant, ce qui permet une disponibilité de 99,982%,

Niveau 4 ("tier IV") : l'alimentation et la climatisation sont assurées par plusieurs canaux avec redondance, ce qui permet une disponibilité de 99,995%.

Fig. D7
Définition de MTBF et MTTR



6 Choix des fondements de l'architecture

Le schéma unifilaire peut être décomposé en différentes parties essentielles, qui sont déterminées au cours de 2 étapes successives. Les choix pour l'étape 1 sont effectués en fonction des caractéristiques indiquées dans [Caractéristiques de l'installation électrique](#).

Etape 1, choix des fondements de l'architecture

- Raccordement au réseau du distributeur.
- Configuration des circuits MT.
- Nombre de transformateurs d'alimentation.
- Nombre et répartition des postes de transformation.
- Générateur de secours en MT.

Rappel des caractéristiques à prendre en compte

voir [Caractéristiques de l'installation électrique](#) :

- type d'activité du site,
- configuration du site,
- latitude de positionnement,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- maintenabilité,
- évolutivité de l'installation,
- puissance totale des charges installées,
- uniformité d'installation des charges,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des circuits aux perturbations,
- pouvoir perturbateur des circuits,
- autres contraintes.

6.1 Raccordement au réseau du distributeur

Les solutions possibles pour le raccordement d'une installation au réseau public sont les suivantes :

- raccordement au réseau BT pour les installations petites et moyennes qui requièrent moins de 400 kVA. La fixation de cette limite est toujours sous la responsabilité du Distributeur, gestionnaire du réseau BT,
 - au-delà de la limite précédente: raccordement au réseau MT avec comptage BT ou MT. Le comptage BT est généralement autorisé pour les installations comprenant un seul transformateur MT / BT ne dépassant pas la limite de puissance nominale fixée par le Distributeur, généralement autour de 1250 kVA.
- Les raccordements possibles à un réseau public MT sont les suivantes (voir **Fig. D8, D9 et D10**) :
- simple dérivation,
 - coupure d'artère,
 - double dérivation, avec deux interrupteurs en charge équipés d'un inverseur de source,
 - double dérivation avec double jeu de barres et interconnexion. Les deux arrivées du réseau public sont équipées d'un inverseur de sources.

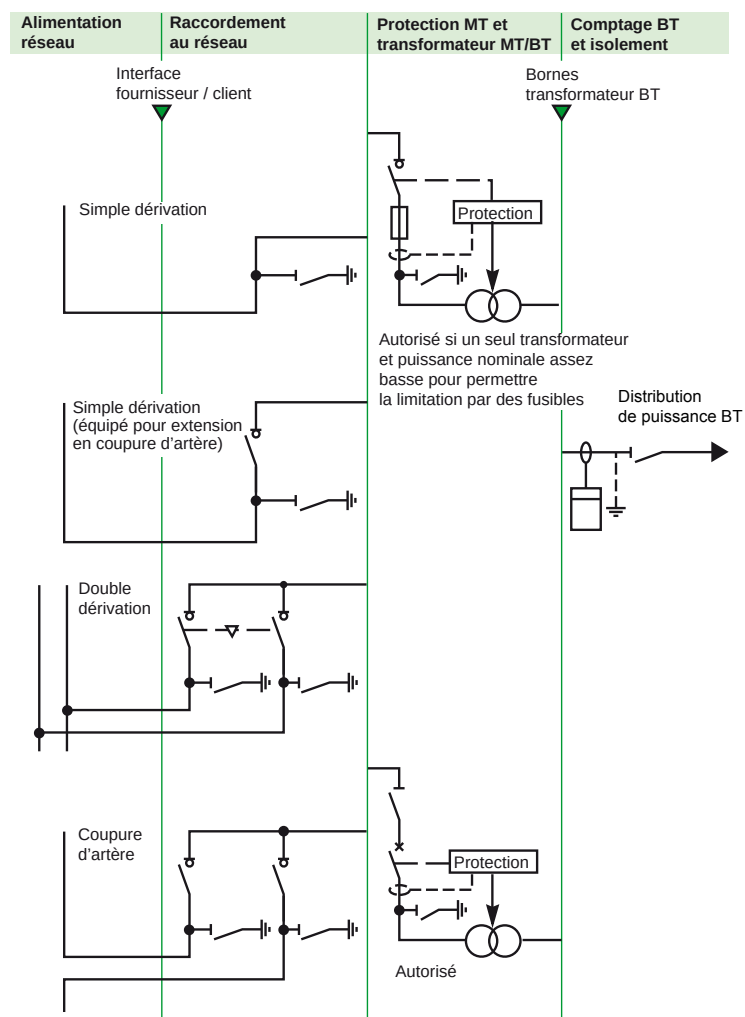
La comparaison de ces quatre modes de raccordement sont résumés dans la **Fig. D8**.

Fig. D8
Comparaison des modes de raccordement

	Configuration				
	BT	MT			
Caractéristique à considérer		Simple dérivation	Coupure d'artère	Double dérivation	Double dérivation avec double jeux de barres
Type d'activité	Quelconque	Quelconque	Quelconque	Hi-tech, bureaux sensibles, santé	Quelconque
Configuration du site	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique	Bâtiment unique
Disponibilité du réseau de distribution publique	Minimale	Minimale	Standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	< 630 kVA	≤ 1250 kVA	≤ 2500 kVA	> 2500 kVA	> 2500 kVA
Autres contraintes de raccordement	Quelconque	Site isolé	Zone urbaine faible densité	Zone urbaine forte densité	Zone urbaine avec contrainte Distributeur

6 Choix des fondements de l'architecture

Fig. D9
Raccordement MT avec comptage BT



D17

Fig. D10
Raccordement MT avec comptage MT

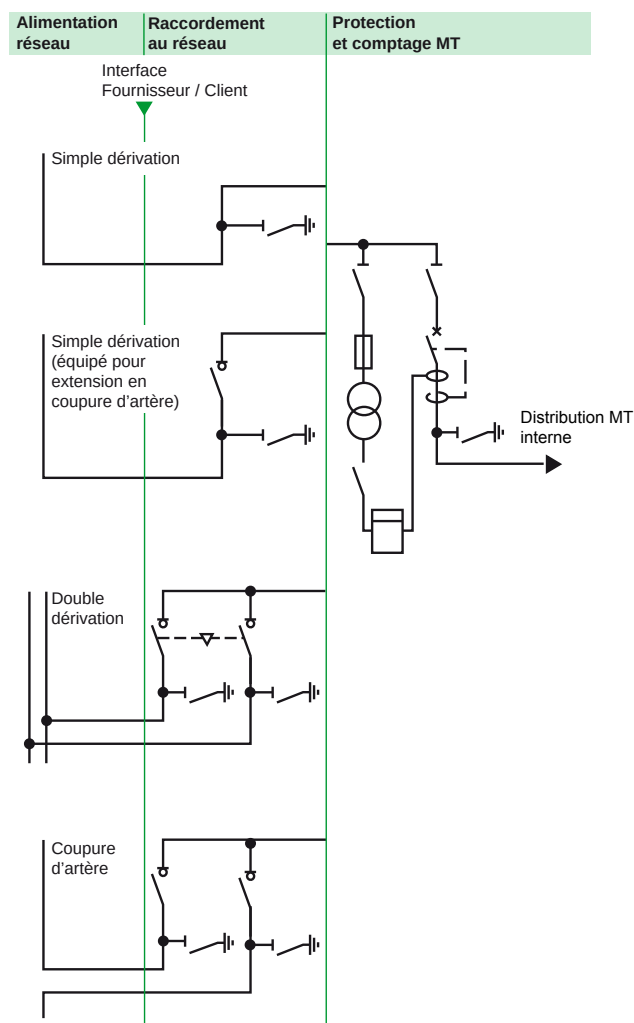
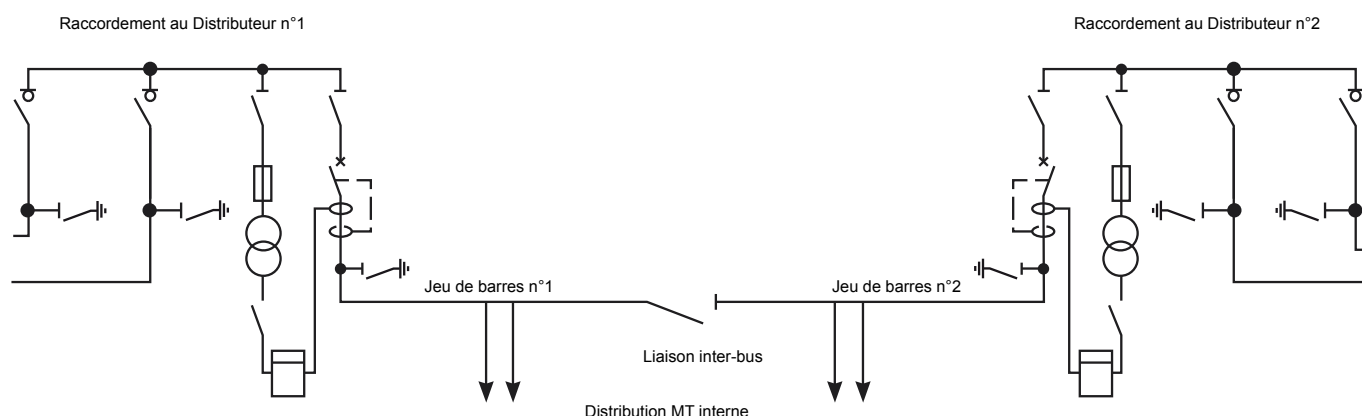


Fig. D11: Double raccordement MT avec comptage MT

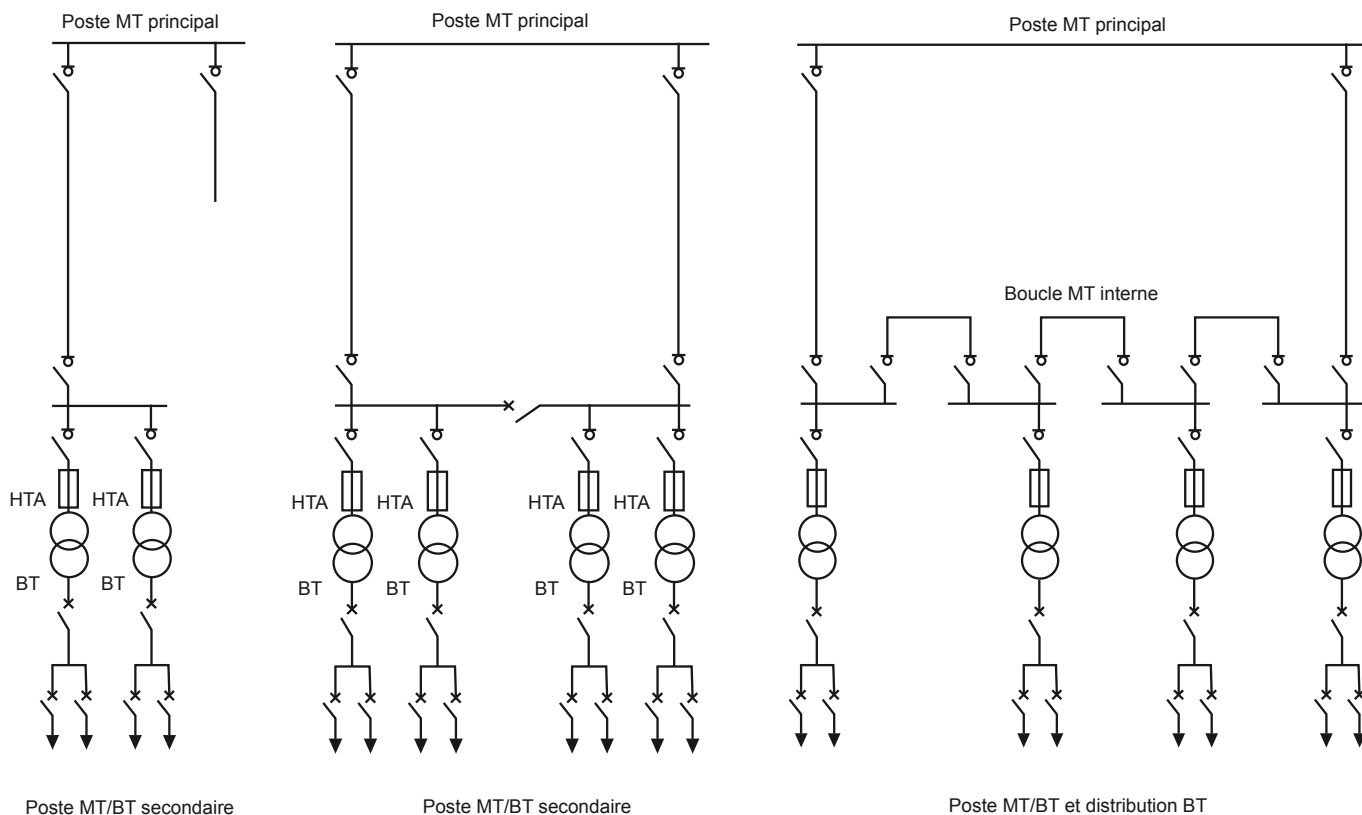


6.2 Configuration des circuits MT

Différentes configurations possibles (cf. **Fig. D12**) :

- alimentation en antenne, un ou plusieurs transformateurs,
- boucle ouverte, une arrivée MT,
- boucle ouverte, 2 arrivées MT.

Fig. D12: Simple dérivation, double dérivation, boucle ouverte



D19

6.2.1 Guide de choix

La configuration de base est une architecture radiale en antenne, avec un seul transformateur.

En cas d'utilisation de plusieurs transformateurs, on ne réalise pas de boucle si tous les transformateurs sont situés dans un même poste.

La configuration en boucle fermée n'est pas prise en compte.

Pour chacune des différentes configurations possibles, la **figure D13** ci-contre indique quelles sont les valeurs typiques des caractéristiques d'installation.

Fig. D13
Valeurs typiques des caractéristiques d'installation

Caractéristique à considérer	Configuration		
	Antenne	Boucle ouverte 1 poste MT	Boucle ouverte 2 postes MT
Configuration du site	Quelconque < 25000 m ²	Bâtiment à un seul niveau ou plusieurs bâtiments ≤ 25000 m ²	Plusieurs bâtiments ≥ 25000 m ²
Maintenabilité	Minimale ou standard	Renforcée	Renforcée
Puissance totale	Quelconque	> 1250 kVA	> 2500 kVA
Sensibilité des circuits / coupures	Coupure longue acceptable	Coupure brève acceptable	Coupure brève acceptable

Autre configuration exceptionnelle : alimentation par 2 postes MT et raccordement des transformateurs à chacun des 2 postes ("double attache MT").

6.3 Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT

6.3.1 Caractéristiques à considérer :

- surface du bâtiment ou du site,
- puissance totale des charges installées, (à comparer aux puissances standardisées de transformateurs),
- uniformité d'installation des charges.

6.3.2 Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un poste unique.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de postes (> 1) :

- surface étendue ($> 25000 \text{ m}^2$),
- configuration du site : plusieurs bâtiments,
- puissance totale $> 2500 \text{ kVA}$,
- sensibilité aux coupures (besoin de redondance en cas d'incendie).

6.4 Nombre de transformateurs MT/BT

6.4.1 Caractéristiques à considérer :

- surface du bâtiment ou du site,
- puissance totale des charges installées,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des circuits aux perturbations,
- évolutivité de l'installation.

6.4.2 Guide de choix

La configuration de base préférentielle comprend un transformateur unique fournissant la puissance totale des charges installées.

Facteurs contribuant à augmenter le nombre de transformateurs (> 1), de puissances égales de préférence :

- puissance totale installée élevée ($> 1250 \text{ kVA}$: limite pratique de puissance unitaire (standardisation, facilité de remplacement, encombrement, ...));
- surface étendue ($> 5000 \text{ m}^2$) : la mise en place de plusieurs transformateurs au plus près de charges réparties permet de réduire les longueurs de canalisations BT ;
- besoin de redondance :
 - partielle : marche dégradée possible en cas de défaillance d'un transformateur,
 - totale : fonctionnement normal assuré en cas de défaillance d'un transformateur ;
- séparation de charges sensibles et perturbatrices (exemples : informatique, moteurs).

6.5 Générateur de secours en MT

6.5.1 Caractéristiques à considérer :

- activité du site,
- puissance totale des charges installées,
- sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- autres contraintes.

6.5.2 Guide de choix

La configuration de base préférentielle ne comprend pas de générateur en MT.

Facteurs contribuant à l'installation d'un générateur en MT :

- activité du site : process avec co-génération, optimisation de la facture énergétique,
- disponibilité du réseau de distribution publique : faible.

L'installation d'un générateur de secours peut également être effectuée au niveau BT. Voir [Présence de générateurs de secours](#).

7 Choix des détails d'architecture

D21

Il s'agit de la deuxième étape de conception de l'installation électrique. Au cours de cette étape sont effectués les choix suivants :

- implantation,
- distribution centralisée ou décentralisée,
- présence de générateurs de secours,
- présence d'Alimentations Sans Interruption,
- configuration des circuits BT,
- combinaisons d'architectures.

7.1 Implantation topologique MT et BT

7.1.1 Définition

Position des principaux équipements MT et BT sur le site ou dans le bâtiment.

7.1.2 Généralités

Ce choix d'implantation est appliqué aux résultats de l'étape 1 et aux différents circuits à l'étape 2.

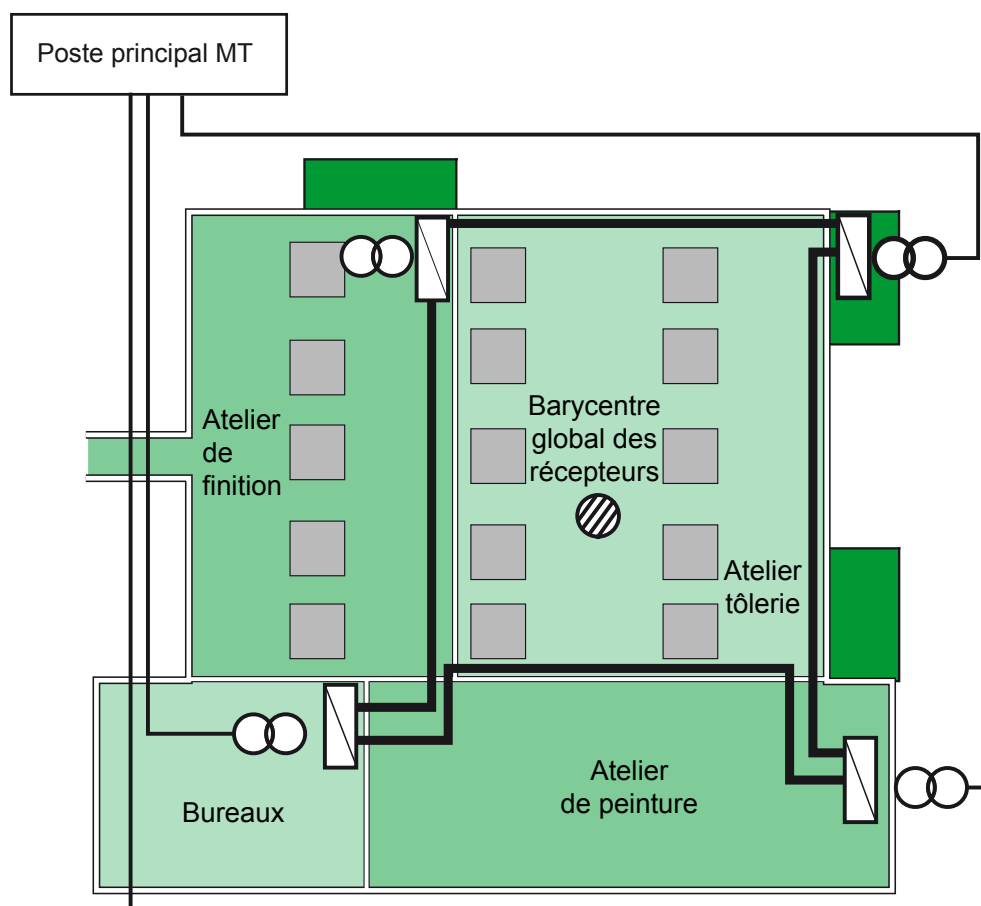
7.1.3 Guide de choix

- placer les sources d'alimentation au plus près du barycentre des récepteurs consommateurs d'énergie,
- réduire les contraintes d'ambiance : construction d'un local dédié si l'implantation dans l'atelier est trop contraignante (température, vibrations, poussière, ...),
- placer les équipements lourds (transformateurs, générateurs, ...) à proximité des façades ou des issues principales pour faciliter la maintenance.

Un exemple de plan est donné dans l'illustration suivante (cf. **Fig. D15**) :

Fig. D15

La position du barycentre global des récepteurs permet d'orienter le placement des sources



7.2 Distribution centralisée ou décentralisée

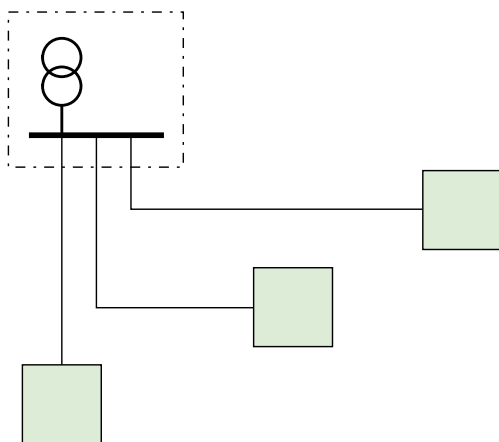
7.2.1 Définitions

- Distribution centralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un câblage en étoile (cf. **Fig. D16**).
- Distribution décentralisée
les récepteurs sont raccordés aux sources par un bus d'énergie (cf. **Fig. D17**).

7.2.2 Généralités

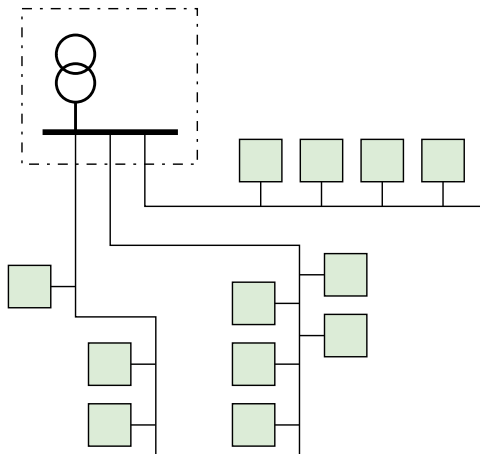
- Les câbles sont bien adaptés à la distribution centralisée, par des liaisons point à point (distribution radiale, en étoile) :

Fig. D16
Exemple de distribution
centralisée avec liaisons
point à point



- Les CEP sont bien adaptées à la distribution décentralisée, pour l'alimentation de charges nombreuses et réparties, apportant une facilité de modification, de déplacement ou d'adjonction de raccordement :

Fig. D17
Exemple de distribution
décentralisée, avec
liaisons par CEP



7.2.3 Guide de choix

Facteurs en faveur de la distribution centralisée (cf. **Fig. D18**) :

- évolutivité d'installation : faible,
- uniformité d'installation : charges localisées de forte puissance unitaire, hétérogènes.

Facteurs en faveur de la distribution décentralisée :

- évolutivité d'installation : élevée (déplacement de postes de travail, ...),
- uniformité d'installation : charges uniformément réparties de faible puissance unitaire et homogènes.

Fig. D18

Recommandations pour la distribution centralisée ou décentralisée

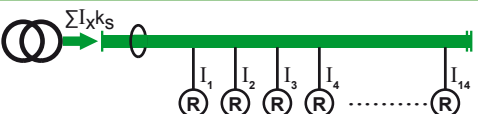
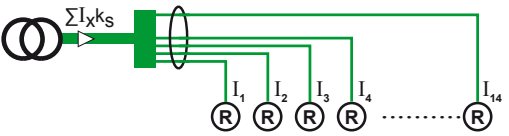
	Uniformité d'installation des charges		
Evolutivité	Localisées	Répartition intermédiaire	Uniformément réparties
Pas d'évolutivité	Centralisée		Décentralisée
Evolutivité de conception			
Evolutivité d'installation	Centralisée	Décentralisée	
Flexibilité d'exploitation			

D23

L'alimentation par câbles assure une plus grande indépendance des circuits (éclairage, prises de courant, HVAC, force motrice, auxiliaires, sécurité, ...), réduisant les conséquences d'un défaut du point de vue de la disponibilité de l'énergie.

L'utilisation de CEP permet la mutualisation des circuits d'alimentation des charges et un gain sur les conducteurs en tirant parti d'un coefficient de simultanéité. Le choix entre câble et CEP permet, en fonction du coefficient de simultanéité, de trouver un optimum économique entre les coûts d'investissement et de montage, et les coûts d'exploitation.

Fig. D19: Exemple d'un ensemble de charges 14 x 25 A réparties sur 34 mètres (avec CEP : Canalis KS 250 A)

Type de distribution	Matériau isolant	Pertes au long du cycle de vie
Décentralisée		
 ks : facteur de diversité = 0,6	 23 kg	 1 600 Joules
Centralisée		
 ks : facteur de diversité = 0,6	 90 kg	 2 000 Joules

7.3 Présence de générateurs de secours

7.3.1 Généralités

On considère ici les générateurs de secours(cf. Fig. D20) en BT seulement.

L'énergie électrique fournie par un générateur de secours est produite par un alternateur, entraîné par un moteur thermique.

Aucune énergie ne peut être produite tant que le générateur n'a pas atteint sa vitesse nominale. Ce type de dispositif ne convient donc pas pour une alimentation sans coupure.

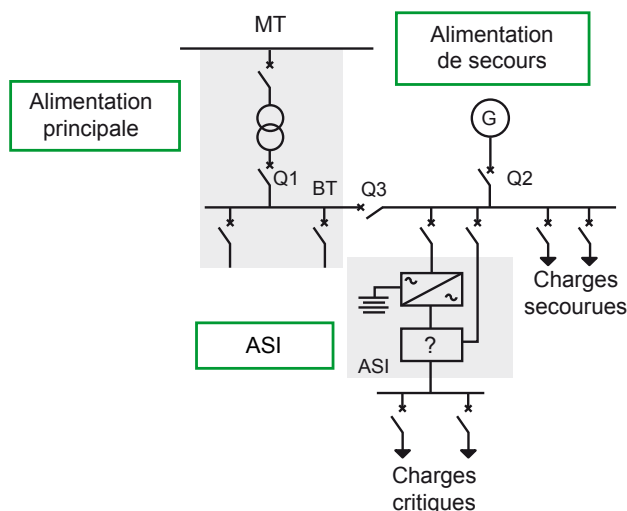
Suivant la capacité du générateur à alimenter l'ensemble ou une partie de l'installation, il y a redondance totale ou partielle.

Un générateur de secours fonctionne généralement déconnecté du réseau.

Un système de permutation de sources est donc nécessaire.

Le générateur peut fonctionner en permanence ou par intermittence. Son autonomie est fonction de la quantité de carburant disponible.

Fig. D20
Raccordement d'un générateur de secours



7.3.2 Caractéristiques à considérer :

- sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
- disponibilité du réseau de distribution publique,
- autres contraintes (exemple : générateurs obligatoires dans les hôpitaux ou IGH).

Remarque : la présence de générateurs peut être motivée par la réduction de la facture énergétique ou l'opportunité de co-génération. Ces deux aspects ne sont pas pris en compte dans ce guide.

7.3.3 Guide de choix

- La présence d'un générateur de secours est impérative si les charges ne peuvent pas être délestées pour une durée indéfinie (coupure longue acceptable seulement) ou si la disponibilité du réseau du Distributeur est faible.
- La détermination du nombre de groupes de secours répond aux mêmes critères que la détermination du nombre de transformateurs (voir [Nombre et répartition des postes de transformation MT - BT](#)), ainsi qu'à des considérations économiques et de disponibilité (redondance, fiabilité de démarrage, facilité de maintenance).

7.4 Présence d'Alimentation Sans Interruption (ASI)

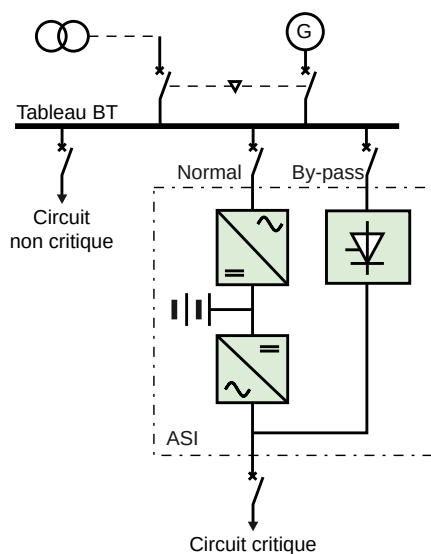
7.4.1 Généralités

L'énergie électrique d'une ASI est fournie à partir d'un dispositif de stockage : batterie d'accumulateurs ou volant d'inertie. Ce système permet d'éviter toute coupure d'alimentation. L'autonomie du système est limitée : de quelques minutes à quelques heures.

La présence simultanée d'un générateur de secours et d'une alimentation sans interruption permet d'alimenter en permanence des charges pour lesquelles aucune coupure n'est acceptable (cf. **Fig. D21**). L'autonomie de la batterie ou du volant d'inertie doit être compatible avec le temps maximum de démarrage et de prise de charge du générateur.

Une ASI permet également d'alimenter des charges sensibles aux perturbations (génération d'une tension "propre" indépendante du réseau).

Fig. D21
Exemple de raccordement d'une ASI



D25

7.4.2 Caractéristiques à considérer :

- sensibilité des charges aux coupures d'alimentation,
- sensibilité des charges aux perturbations.

7.4.3 Guide de choix

- La présence d'une ASI est impérative si et seulement si aucune coupure n'est acceptable.

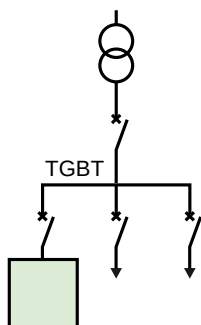
7.5 Configuration des circuits BT

7.5.1 Différentes configurations possibles

- Configuration radiale en antenne (cf. Fig. D22)

Il s'agit de la configuration de référence, la plus simple. Une charge n'est reliée qu'à une seule source. Cette configuration assure le niveau minimal de disponibilité, puisqu'il n'existe pas de redondance en cas de défaillance de la source d'alimentation.

Fig. D22
Configuration radiale en antenne



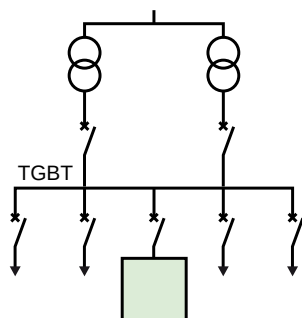
- Configuration en dipôle (cf. Fig. D23)

L'alimentation est assurée par 2 transformateurs, reliés à la même ligne MT. Lorsque les transformateurs sont proches, ils sont généralement raccordés en parallèle au même TGBT.

7 Choix des détails d'architecture

Fig. D23

Configuration en dipôle

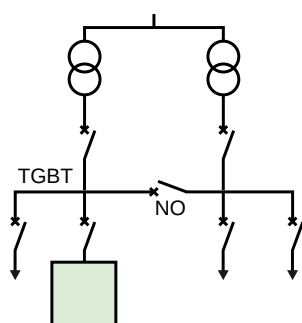


- Variante : dipôle avec deux TGBT (cf. **Fig. D24**)

Afin d'augmenter la disponibilité en cas de défaut sur le jeu de barres ou autoriser la maintenance sur l'un des transformateurs, il est possible de scinder le TGBT en 2 parties, avec liaison normalement ouverte (NO). Cette configuration nécessite généralement un automate de basculement (Automatic Transfer Switch, ATS).

Fig. D24

Dipôle avec deux TGBT et liaison NO

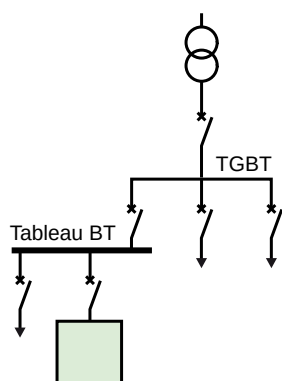


- Tableau délestable (simple attache déconnectable) (cf. **Fig. D25**)

Un ensemble de circuits délestables peuvent être raccordés à un tableau dédié. La connexion au TGBT est interrompue en cas de nécessité (surcharge, fonctionnement sur générateur, ...).

Fig. D25

Tableau délestable



- Tableaux interconnectés (cf. **Fig. D26**)

Si les transformateurs sont physiquement éloignés, ils peuvent être connectés par l'intermédiaire d'une canalisation de puissance (jeu de barres).

Une charge critique peut être alimentée par l'un ou l'autre des transformateurs. La disponibilité de l'énergie est donc améliorée, puisque la charge peut toujours être alimentée en cas de défaillance de l'une des sources.

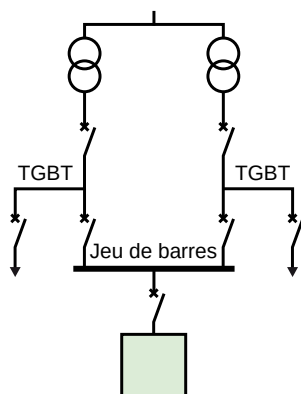
La redondance peut être :

- Totale : chaque transformateur étant capable d'alimenter l'ensemble de l'installation,

7 Choix des détails d'architecture

- Partielle : chaque transformateur ne pouvant alimenter qu'une partie de l'installation. Dans ce cas, une partie des charges doit être déconnectée (délestage) en cas de défaillance de l'un des transformateurs.

Fig. D26
Tableaux interconnectés

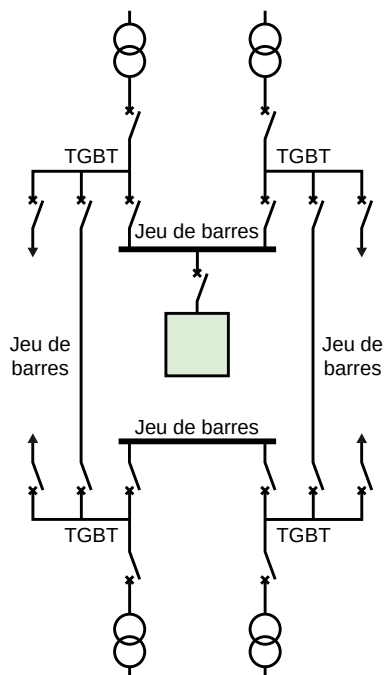


D27

● Configuration en boucle (cf. Fig. D27)

Cette configuration peut être considérée comme une extension de la configuration avec interconnexion entre tableaux. Typiquement, 4 transformateurs connectés par la même ligne MT alimentent une boucle réalisée à l'aide de canalisations préfabriquées. Une charge donnée est donc alimentée par plusieurs transformateurs mutualisés. Cette configuration est bien adaptée aux installations étendues, avec une forte densité de charge (en kVA/m²). Si l'ensemble des charges peut être alimenté par 3 transformateurs, il y a redondance totale en cas de défaillance de l'un des transformateurs. En effet, chaque busbar peut être alimenté par l'une ou l'autre de ses extrémités. Sinon, un fonctionnement en marche dégradée doit être envisagé (avec délestage partiel). Cette configuration nécessite une étude particulière du plan de protection pour assurer la sélectivité dans toutes les circonstances de défaut.

Fig. D27
Configuration en boucle



● Alimentation par double attache (cf. Fig. D28)

Cette configuration est mise en œuvre dans les cas où une disponibilité maximale est requise.

Le principe consiste à disposer de 2 sources indépendantes, par exemple :

- 2 transformateurs alimentés par des lignes MT différentes,
- 1 transformateur et 1 générateur,

7 Choix des détails d'architecture

- 1 transformateur et 1 ASI.

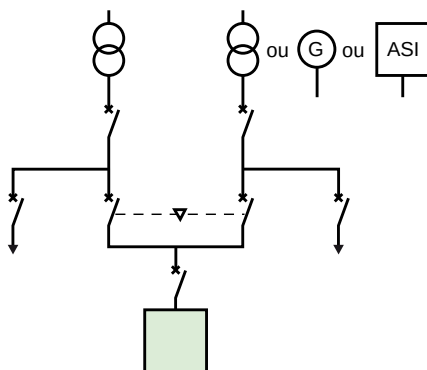
Un inverseur de source ou un "automatic transfer switch" (ATS) est utilisé pour éviter la mise en parallèle des sources.

Cette configuration permet de faire la maintenance préventive et curative de l'ensemble de la distribution électrique en amont sans interrompre l'alimentation.

D28

Fig. D28

Configuration à double attache avec inverseur de source



- Combinaisons de configurations (cf. Fig. D29)

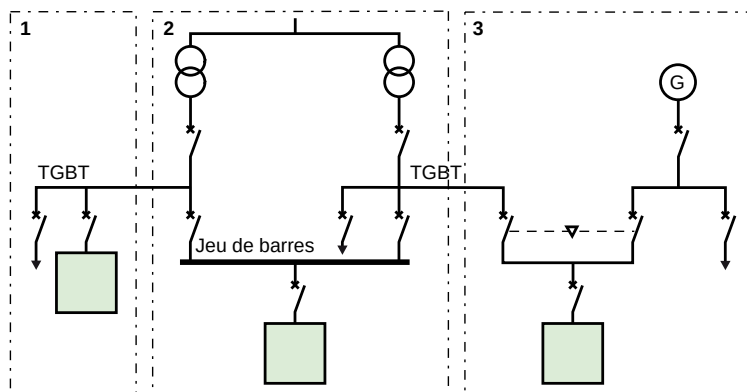
Une installation peut être constituée de plusieurs sous-ensembles dont les configurations sont différentes, suivant les besoins de disponibilité des différents types de charge.

Exemples :

- groupe de secours et ASI,
- choix par secteurs : secteurs alimentés par câbles et d'autres par CEP.

Fig. D29

Exemple de combinaison de configurations



1: Antenne

2: Interconnexion entre tableaux

3: Double attache

7.5.2 Guide de choix

Valeurs typiques des caractéristiques pour chacune des différentes configurations possibles.

7 Choix des détails d'architecture

Caractéristique à considérer	Configuration				
	Radiale (fig. D20)	Transformateurs en parallèle ou raccordés avec coupleur (fig. D23-D24)	TGBT raccordés par CEP (fig. D26)	Boucle BT	Double attache
Configuration du site	Quelconque	Quelconque	1 niveau 5000 à 25000 m²	1 niveau 5000 à 25000 m²	Quelconque
Puissance	< 2500 kVA	Quelconque	≥ 2500 kVA	> 2500 kVA	Quelconque
Latitude de positionnement	Quelconque	Quelconque	Moyenne ou élevée	Moyenne ou élevée	Quelconque
Uniformité d'installation	Charges localisées	Charges localisées	Répartition intermédiaire ou charges uniformément réparties	Répartition intermédiaire ou charges uniformément réparties	Charges localisées
Maintenabilité	Minimale	Standard	Standard	Standard	Renforcée
Sensibilité aux perturbations	Faible	Elevée	Elevée	Elevée	Elevée

D29

8 Choix de solutions technologiques

Le choix des solutions technologiques constitue l'étape 3 de la conception de l'installation électrique. L'objectif de cette étape est la sélection d'équipements dans les catalogues des constructeurs, en indiquant les principaux avantages apportés.

Le choix des solutions technologiques découle du choix d'architecture, ce qui réduit naturellement les possibilités.

D30

8.1 Liste des solutions technologiques à considérer :

- poste MT/BT,
- tableaux MT,
- transformateurs,
- tableaux BT,
- CEP,
- onduleurs,
- équipements de compensation d'énergie réactive et filtrage.

8.2 Critères à considérer :

- ambiance, environnement,
- indice de service,
- disponibilité d'offre par pays,
- exigence des Distributeurs d'Energie,
- choix d'architecture effectués en amont.

8.3 Guide de choix

Le choix de matériel est essentiellement lié à la disponibilité d'offre par pays.

Ce critère prend en compte la disponibilité de certaines gammes de matériel ou de support technique local.

Se reporter aux catalogues et guides de choix disponibles par pays.

9 Recommandations pour optimiser une architecture électrique

Comment faire évoluer l'architecture pour améliorer les critères d'évaluation (cités [Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet](#)) ?

9.1 Temps de chantier

Pour être compatible avec un temps de chantier "privilégié" ou "critique", il convient de limiter les aléas en appliquant les recommandations suivantes :

- utiliser des solutions éprouvées et des équipements validés et testés par les constructeurs (tableau "fonctionnel" ou "constructeur" en fonction de la criticité de l'application),
- préférer la mise en œuvre d'équipements pour lesquels il existe un réseau de distribution fiable et pour lesquels il est possible de bénéficier d'un support localement (fournisseur bien implanté),
- favoriser l'utilisation d'équipements préfabriqués (poste MT/BT, CEP), permettant de limiter le volume des opérations sur site,
- limiter la variété d'équipements à mettre en œuvre (par exemple la puissance des transformateurs),
- éviter de mixer des matériels de constructeurs différents.

D31

9.2 Impact environnemental

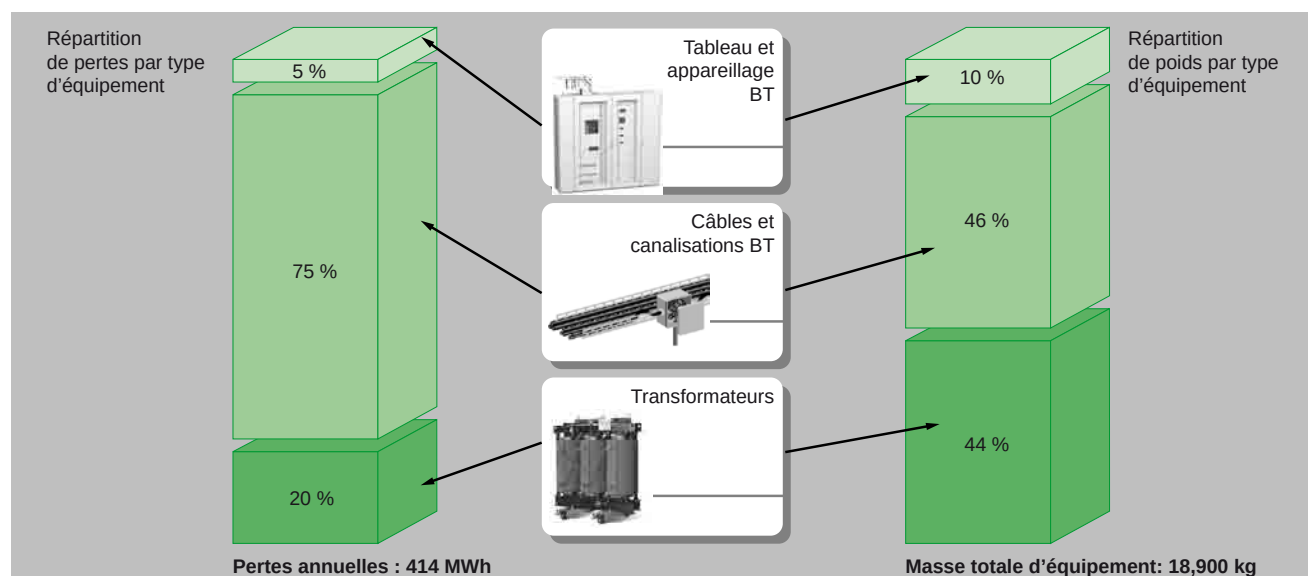
L'optimisation du bilan environnemental d'une installation consiste à réduire :

- les pertes Joule en charge et les pertes à vide au cours du fonctionnement de l'installation,
 - globalement la masse de matériaux utilisés pour réaliser l'installation.
- Pris de manière disjointe et raisonnés au niveau d'un seul équipement, ces deux objectifs pourraient sembler contradictoires. Toutefois, appliqués à l'ensemble de l'installation, il est possible de concevoir l'architecture pour contribuer aux deux objectifs. L'installation optimale ne sera donc pas la somme des équipements optimaux pris séparément, mais le résultat d'une optimisation de l'installation globale.

La **Fig. D30** donne un exemple de contributions par famille d'équipements au poids et à la dissipation d'énergie pour une installation de 3500 kVA répartie sur 10000 m².

- L'installation fonctionne à 50% de charge en moyenne, avec un facteur de puissance de 0,8.
- Le site fonctionne 6500 heures par an : 3 shifts + une activité réduite pendant les week-ends et les nuits ainsi qu'un arrêt complet de 1 mois par an pour la maintenance du site et les congés des employés.
- La puissance consommée est de 9,1 GWh.
- La puissance réactive est de 6,8 Gvarh. Cette puissance réactive est facturée en plus de la puissance consommée, en suivant les règles locales qui régissent la fourniture d'énergie.

Fig. D30: Exemple de répartition de pertes et de poids de matière par famille d'équipements



Ces données permettent de mieux comprendre et de prioriser les consommations d'énergie et les facteurs de coûts.

9 Recommandations pour optimiser une architecture électrique

- Le tout premier facteur de la consommation d'énergie est ..l'usage que l'on fait de cette énergie. Cela peut être optimisé en mesurant et en analysant les consommations des charges
- Le second facteur est l'énergie réactive. Elle apporte une charge complémentaire sur le réseau et alourdi la facture d'énergie. Le niveau d'énergie réactive peut être optimisé en mettant en place des solutions de compensation d'énergie.
- C'est le câblage qui est le troisième facteur. Les pertes peuvent être réduite par une organisation et un design optimisé du site et par l'utilisation de canalisations électriques préfabriquées
- Les transformateurs MT et BT représentent le quatrième facteur, environ 1% des pertes
- Les tableaux MT et BT arrivent en dernier avec environ 0,25% des pertes

De manière générale, les câbles et canalisations BT ainsi que les transformateurs MT/BT sont les principaux contributeurs en terme de perte d'exploitation et de masse de matériaux utilisés.

L'optimisation environnementale de l'installation par l'architecture va donc consister à :

- réduire les longueurs de circuits BT dans l'installation,
- mutualiser les circuits BT quand cela est possible pour tirer partie du coefficient de simultanéité.

Fig. D31
Optimisation
environnementale :
objectifs et moyens

Objectifs	Moyens
Réduire les longueurs de circuits BT	Placer les sous-stations MT/BT le plus proche possible du barycentre de l'ensemble des charges BT à alimenter, en envisageant les différentes possibilités (1 ou plusieurs sous-stations)
Mutualiser les circuits BT	Lorsque le coefficient de simultanéité d'un groupe de charges à alimenter est inférieur à 0,7, la mutualisation des circuits permet de limiter le volume de conducteurs alimentant ces charges. Concrètement cela consiste à : ● mettre en place des tableaux divisionnaires au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont localisées, ● mettre en place des CEP, au plus près des barycentres des groupes de charges si elles sont réparties. La recherche de l'optimal peut conduire à envisager plusieurs scénarios de mutualisation. Dans tous les cas, la diminution de la distance entre le barycentre d'un groupe de charges et l'équipement qui les alimente permet de diminuer les impacts environnementaux.

On montre à titre d'exemple sur la **figure D32** l'impact de la mutualisation des circuits sur la diminution de la distance entre le barycentre des charges d'une installation et celui des sources considérées (TGBT dont la position est imposée).

Cet exemple concerne une usine d'embouteillage d'eau minérale pour laquelle :

- la position des équipements électriques (TGBT) est imposée dans des locaux hors zone de process pour des raisons d'accessibilité et de contrainte d'ambiance,
- la puissance installée est l'ordre de 4 MVA.

Dans la première solution les circuits sont répartis par zone géographique.

Dans la seconde solution les circuits sont répartis par fonctions dans le process ou dans le bâtiment.

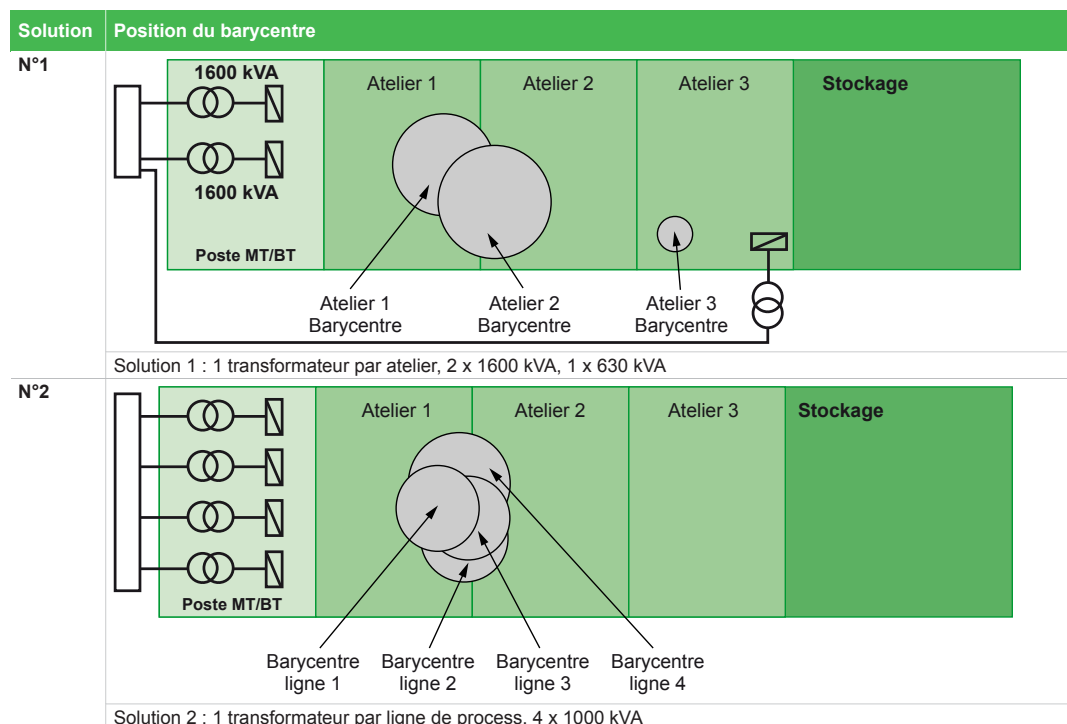
Sans modifier l'implantation des équipements électriques, la seconde solution permet un gain de l'ordre de 15% sur la masse de câbles BT à installer (gain sur les longueurs) et une meilleure homogénéité des puissances des transformateurs.

En complément des optimisations réalisées au niveau de l'architecture, les points suivants contribuent également à l'optimisation :

- la mise en place de compensation d'énergie réactive BT pour limiter les pertes dans les transformateurs et les circuits BT si cette compensation est répartie,
- l'utilisation de transformateurs à faibles pertes,
- l'utilisation de canalisations BT en aluminium quand cela est possible, car les ressources naturelles dans ce métal sont plus importantes.

9 Recommandations pour optimiser une architecture électrique

Fig. D32
Exemple de positionnement de barycentres suivant la répartition des charges



D33

9.3 Volume de maintenance préventive

Recommandations pour réduire le volume de maintenance préventive :

- utiliser les mêmes recommandations que pour la réduction du temps de chantier,
- concentrer les travaux de maintenance sur les circuits critiques,
- uniformiser les choix d'équipements,
- utiliser des équipements conçus pour des ambiances sévères (et nécessitant moins de maintenance).

9.4 Disponibilité de l'alimentation électrique

Recommandations pour améliorer la disponibilité de l'alimentation électrique :

- réduire le nombre de départs par tableau, afin de limiter les effets d'un éventuel défaut dans un tableau,
- répartir les circuits en fonction des besoins de disponibilité,
- utiliser des équipements en adéquation avec les besoins (voir [Indice de service](#)),
- suivre les guides de choix proposés aux étapes 1 & 2.

Recommandations pour passer d'un niveau de disponibilité au niveau supérieur :

- passer d'une configuration radiale en antenne à une configuration en dipôle,
- passer d'une configuration en dipôle à une configuration à double attache,
- passer d'une configuration double attache à une configuration avec ASI et STS (sans coupure),
- augmenter le niveau de maintenance (diminution du temps de réparation MTTR, augmentation du temps de bon fonctionnement MTBF).

Architecture : choix d'un schéma unifilaire et de solutions technologiques, depuis le raccordement au réseau d'électricité, jusqu'aux circuits d'alimentation des charges.

Distribution principale MT / BT : niveau amont de l'architecture, du raccordement au réseau de distribution publique aux équipements de distribution BT sur le site (TGBT - ou équivalent).

Tableau Général Basse Tension - TGBT : tableau principal en aval du transformateur MT / BT, point de départ des circuits de distribution de puissance dans l'installation

Distribution de puissance BT : niveau intermédiaire dans l'architecture, en aval de la distribution principale jusqu'aux tableaux divisionnaires (distribution spatiale et fonctionnelle de l'énergie électrique dans les circuits).

Distribution terminale BT : niveau aval de l'architecture, en aval des tableaux divisionnaires vers les charges. Ce niveau de distribution n'est pas traité dans ce guide.

Schéma unifilaire : schéma électrique général pour représenter les équipements électriques principaux et leur interconnexion.

Poste MT, poste de transformation : enceinte regroupant les équipements MT et / ou transformateurs MT / BT. Ces enceintes peuvent être partagées ou séparées, selon la configuration du site, ou la technologie des équipements. Dans certains pays, le poste MT est assimilé au poste de livraison.

Solution technologique : résultat du choix de la technologie pour un sous-ensemble de l'installation, parmi les différents produits et équipements proposés par le constructeur.

Caractéristiques : données techniques ou environnementales concernant l'installation, permettant la sélection de l'architecture la mieux adaptée.

Critères : Paramètres pour l'évaluation de l'installation, permettant la sélection de l'architecture la mieux adaptée aux besoins du client.

11 Annexe : exemples d'installation électrique

11.1 Exemple 1 : imprimerie

11.1.1 Description succincte

Impression de mailing personnalisé destiné à la vente par correspondance.

11.1.2 Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

D35

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Mécanique
Configuration du site	Bâtiment à un seul étage, 10000 m ² (8000 m ² dédiés au process, 2000 m ² pour zones annexes)
Latitude de positionnement	Elevée
Disponibilité du réseau public	Standard
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	- Pas d'évolution envisagée : - HVAC - utilités du process - alimentation des bureaux - Evolutions possibles : - finition, mise en enveloppe - machines spéciales, installation ultérieure - machines rotatives (incertitude au stade APS)
Puissance totale des charges installées	3500 kVA
Uniformité d'installation des charges	Répartition intermédiaire
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentation	- Circuits délestables : - bureaux (hors prises alimentation PC) - climatisation, chauffage des bureaux - locaux sociaux - local maintenance - coupure longue acceptable : - machines d'imprimerie - HVAC atelier (régulation hygrométrique) - Finition, mise en enveloppe - Utilités du process (compresseur, recyclage d'eau glacée) - Aucune coupure acceptable : - serveurs, PC bureaux
Sensibilité des circuits aux perturbations	- Sensibilité moyenne : - moteurs, éclairage - Sensibilité élevée : - informatique Pas de précaution particulière à prendre du fait du raccordement au réseau EdF (niveau de perturbations faible)
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	- Bâtiment avec classification foudre : installation de parafoudres - alimentation par ligne aérienne en antenne

Caractéristiques de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	- IP: standard (pas de poussière, pas de projections d'eau) - IK: standard (utilisation de vides de construction, local dédié) °C: standard (régulation de température)
Indice de service	211
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (projet réalisé en France)
Autres critères	RAS

Critères d'évaluation pour l'adaptation du principe au projet

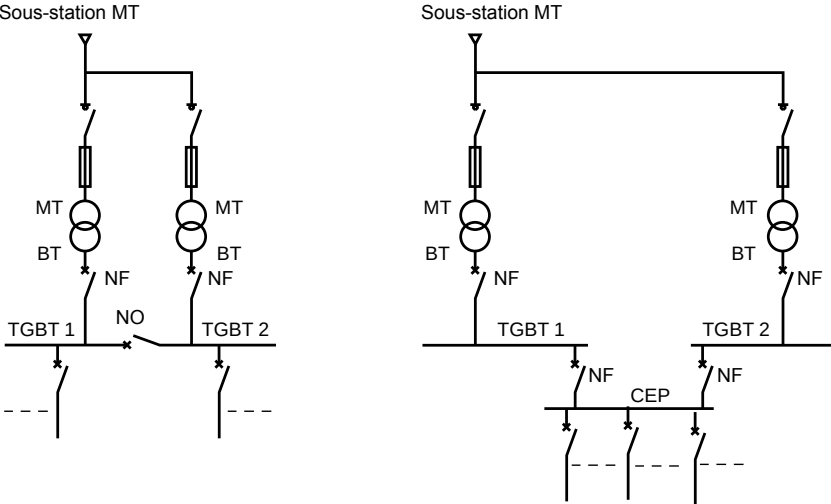
Critère	Catégorie
Temps de chantier	Secondaire
Impact environnemental	Minimal: respect des règlements au standard Europe
Coût de maintenance préventive	Standard
Disponibilité d'alimentation	Niveau I

11.1.3 Etape 1 : principe de distribution

(cf. Fig. D33)
Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau page précédente.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Site isolé	Simple dérivation
Circuits MT	Implantation + criticité	Antenne
Nombre de transformateurs	Puissance > 2500 kVA	2 x 2000 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface et répartition de puissance	2 solutions possibles : 1 poste ou 2 postes - si 1 poste : liaison NO entre TGBT - si 2 postes : tableaux interconnectés
Générateur MT	Activité du site	Non

Fig. D33
Deux possibilités de schéma unifilaire de principe



11.1.4 Etape 2 : adaptation du principe au projet

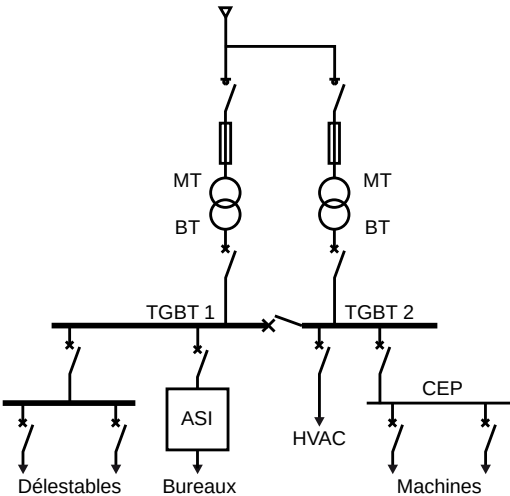
(cf. Fig. D34)

Solution "1 poste"

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Contrainte ambiance	Local dédié
Configuration circuit BT	2 transformateurs requis pour la demande de puissance	Solutions possibles : voir fig. D23 ou D24
Distribution centralisée ou décentralisée	Charges homogènes, puissance répartie, possibilités d'évolution Charges hétérogènes, liaisons directes depuis TGBT	● Décentralisée avec CEP : ○ secteur finition, mise en enveloppe ● Centralisée avec câbles : ○ machines spéciales, machines rotatives, HVAC, Utilités du process, bureaux (2 tableaux), climatisation bureaux, locaux sociaux, maintenance
Présence de générateur de secours	● Criticité ≤ faible ● Disponibilité réseau: standard	Pas de générateur de secours
Présence d'ASI	Criticité	ASI pour serveurs et PC bureaux

D37

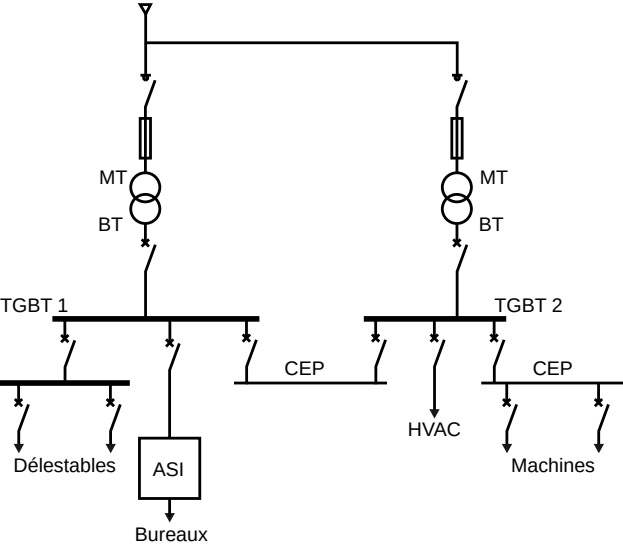
Fig. D34
Schéma unifilaire détaillé
(1 poste)



Solution "2 postes"

Idem sauf :
Circuit BT : 2 TGBT distants couplés par CEP.

Fig. D35
Schéma unifilaire détaillé
(2 postes)



Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Ambiance, environnement	Intérieur (local dédié)
Tableau MT	Disponibilité d'offre par pays	SM6 (installation réalisée en France)
Transformateurs	Ambiance, environnement	Transformateur sec (évite les contraintes liées à l'huile)
Tableaux BT	Ambiance, IS	TGBT : Prisma Plus P Divisionnaires : Prisma Plus
CEP	Disponibilité d'offre par pays	Canalis KS
Onduleurs	Puissance des charges à alimenter, autonomie	Galaxy PW
Compensation d'énergie réactive	Puissance installée, présence d'harmoniques	BT, standard, automatique (Q moyen, facilité d'installation)

11.2 Exemple 2 : data center

11.2.1 Description succincte

Centre d'hébergement de fournisseurs Internet.

11 Annexe : exemples d'installation électrique

11.2.2 Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bureaux sensibles (data center)
Configuration du site	Bâtiment 1 seul étage, 800 m ²
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Renforcée
Evolutivité de l'installation	● HVAC: pas d'évolution ● Serveurs : ajout possible sans perturber le process
Puissance totale des charges installées	● Critique : 650 kVA ● HVAC : 250 kVA ● Divers : 100 kVA
Uniformité d'installation des charges	Homogène
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	● Serveurs : aucune coupure ● HVAC : coupure brève ● Divers : délestable
Sensibilité des circuits aux perturbations	● Serveurs : haute sensibilité ● HVAC, divers : peu sensible
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Serveurs raccordées par double attache

D39

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	● IP : standard ● IK : standard ● °C : standard
Indice de service	3.3.3
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve (réalisé en France)
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilegié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Spécifique
Disponibilité d'alimentation	Niveau 4 (tiers IV)

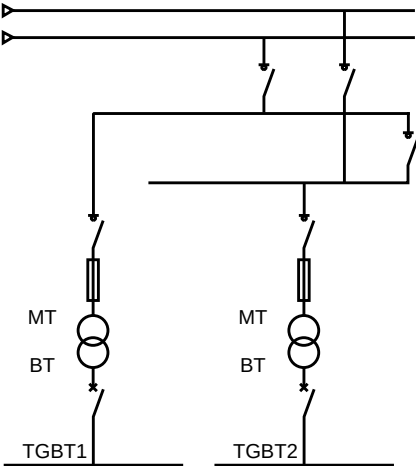
11.2.3 Etape 1 : principe de distribution

(cf. Fig. D36)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

D40

Fig. D36
Schéma unifilaire de principe



11.2.4 Etape 2 : adaptation du principe au projet

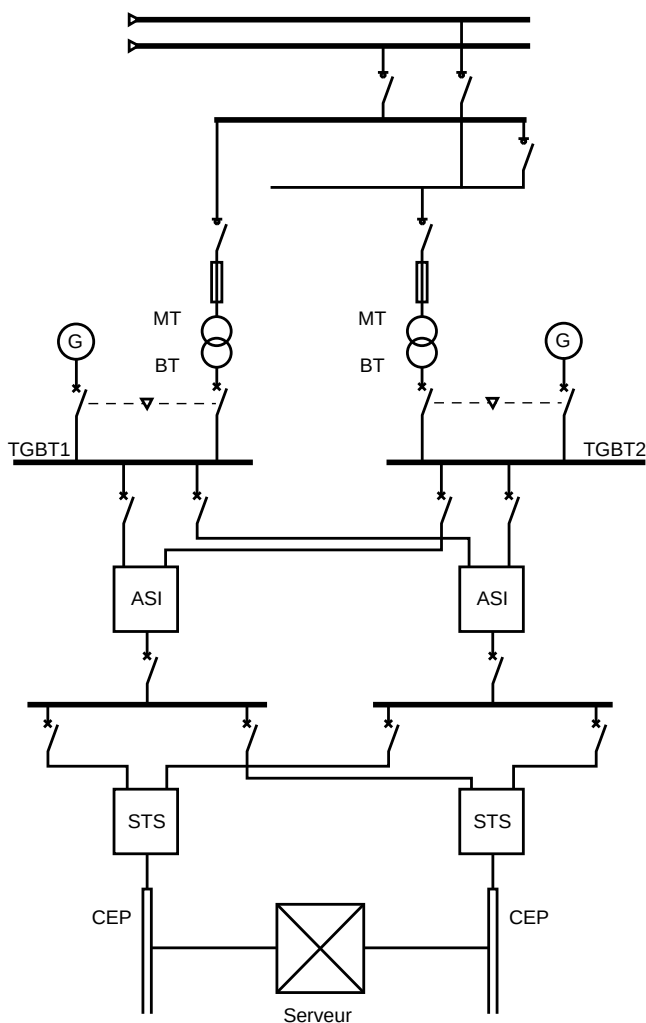
Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	Alimentation par le bord, au milieu du bâtiment
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Décentralisée avec CEP
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	2 générateurs
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI 2 x 1000 kVA, autonomie 10 minutes
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	Double attache

Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal
Tableaux BT	Disponibilité pays, maintenabilité	TGBT : Okken débrochable THQ : Prisma+ déconnectable
CEP	Puissance	KN16
Onduleurs	Puissance	Galaxy 500
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Batterie Varset standard automatique

Fig. D37

Schéma unifilaire détaillé
pour alimentation des
serveurs



D41

11.3 Exemple 3 : hôpital

11.3.1 Description succincte

Clinique chirurgicale, avec opérations lourdes, programmées.

11 Annexe : exemples d'installation électrique

11.3.2 Caractéristiques et critères de choix

Caractéristiques définissant le principe de distribution

Caractéristique	Catégorie
Type d'activité du site	Bâtiment santé
Configuration du site	Bâtiment à plusieurs étages
Latitude de positionnement	Faible
Disponibilité du réseau public	Renforcée
Maintenabilité	Standard
Evolutivité de l'installation	Pas d'évolutivité
Puissance totale des charges installées	4100 kW
Uniformité d'installation des charges	Charges localisées
Sensibilité des circuits aux coupures d'alimentations	● délestables : groupes froid, machine à laver ● coupures longues : cuisines, radiologie ● coupures brèves : ascenseurs, traitement air ● aucune coupure : blocs opératoires
Sensibilité des circuits aux perturbations	Haute sensibilité : blocs opératoires
Pouvoir perturbateur	Non perturbateur
Autres contraintes	Règlements spécifiques Hôpitaux, charges double attache

Critères de choix de solutions technologiques

Critère	Catégorie
Ambiance, environnement	Standard
Indice de service	3 3 3 (TGBT), 1 1 1 (Tableau IT médical)
Disponibilité d'offre par pays	Sans réserve
Autres critères	RAS

Critères de choix pour l'adaptation du principe au projet

Critère	Catégorie
Temps de chantier	Privilegié
Impact environnemental	Minimal
Coût de maintenance préventive	Renforcé
Disponibilité d'alimentation	Niveau IV pour blocs opératoires

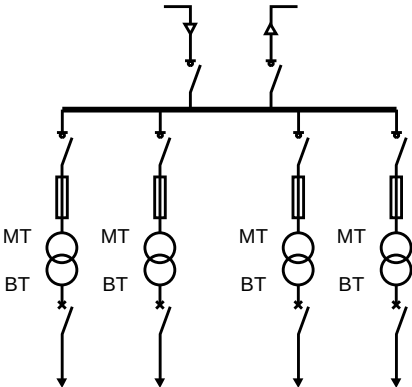
11.3.3 Etape 1 : principe de distribution

(cf. Fig. D38)

Choix effectué en fonction des paramètres du premier tableau ci-dessus.

Choix	Critère prépondérant	Solution
Raccordement au réseau du distributeur	Sensibilité aux coupures	Coupure d'artère
Circuits MT	Charges double attache	Antenne
Nombre de transformateurs	Redondance	4 x 800 kVA
Nombre et répartition des postes	Surface du bâtiment	1 poste 4 transfos
Générateur MT	Activité du site	Pas de générateur MT

Fig. D38
Schéma unifilaire de principe

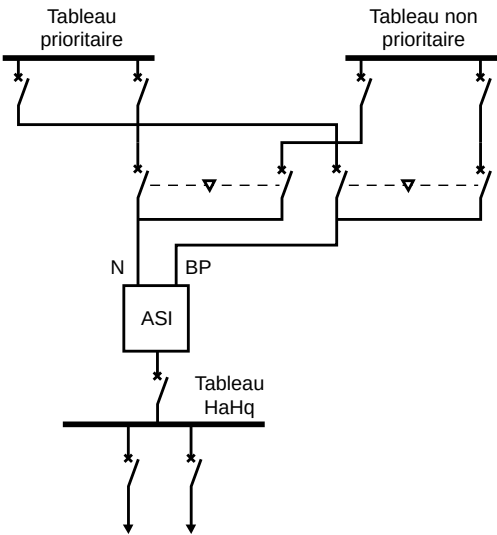


D43

11.3.4 Etape 2 : adaptation du principe au projet

Choix	Critère prépondérant	Solution
Implantation topologique	Barycentre	TGBT : au centre du bâtiment en sous-sol
	Ambiance	Générateur : poste extérieur
Distribution centralisée ou décentralisée	Evolutivité, uniformité	Distribution centralisée
Présence de générateur de secours	Temps de coupure acceptable	Générateurs : 3 x 1000 kVA
Présence d'ASI	Charges critiques	ASI : 3 x 160 kVA
Configuration des circuits BT	Besoin de redondance	● Délestables : HVAC ● Double attache : TGBT prioritaire, tableau HaHq médical + informatique

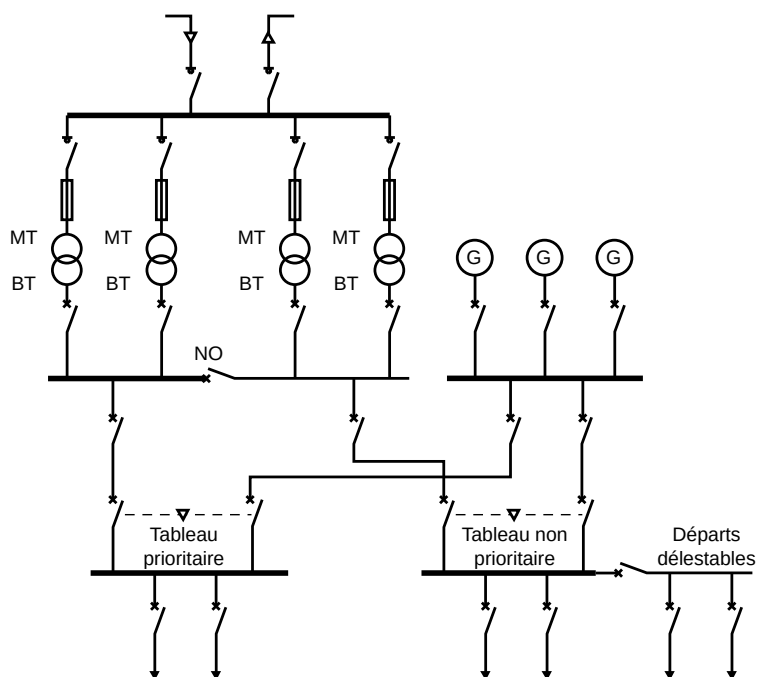
Fig. D39
Schéma unifilaire :
raccordement onduleur



Choix de solutions technologiques

Choix	Critère prépondérant	Solution
Poste MT/BT	Indice de service	Poste préfabriqué pour intérieur
Tableau MT	Disponibilité par pays	SM6
Transformateurs	Ambiance	Trihal 800 kVA
Tableaux BT	Indice de service	Okken
CEP	/	/
Onduleurs	Puissance, redondance	Galaxy 500, 160 kVA
Compensation d'énergie réactive	Disponibilité pays, puissance	Fixe : 2 x 400 kvar

Fig. D40
Schéma unifilaire détaillé amont



Chapitre E

La distribution BT

1	Les schémas des liaisons à la terre	E2
	1.1 Les liaisons à la terre	E2
	1.2 Définition des schémas des liaisons à la terre (SLT) normalisés	E4
	1.3 Caractéristiques des schémas TT, TN et IT	E8
	1.4 Critères de choix des schémas TT, TN et IT	E10
	1.5 Méthode de choix du SLT, mise en oeuvre	E13
	1.6 Réalisation et mesure des prises de terre	E14
2	Le système d'installation	E20
	2.1 Les tableaux	E20
	2.2 Les canalisations	E28
	2.3 Choix de canalisations préfabriquées en présence de courants harmoniques	E34
3	Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)	E42
	3.1 Définition et normes	E42
	3.2 Classification des influences externes	E42
	3.3 Liste des influences externes	E42
	3.4 Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK	E45

E1

1.1 Les liaisons à la terre

1.1.1 Définitions



Le raccordement à la prise de terre des éléments conducteurs d'un bâtiment et des masses des appareils électriques contribuent à éviter l'apparition de toute tension dangereuse entre les parties simultanément accessibles.

La norme CEI 60364 définit de façon claire et précise les différents éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre.

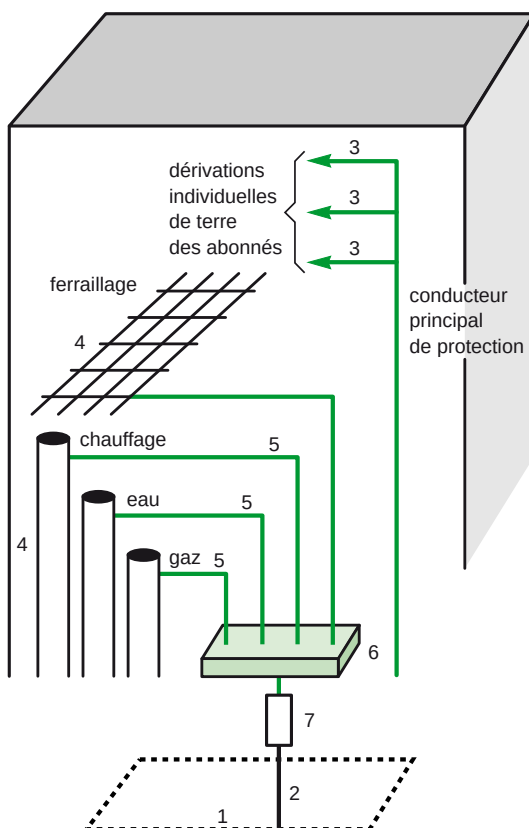
En France, la norme NF C 15-100 définit les éléments mis en œuvre dans les liaisons à la terre de façon claire et précise.

Voici extraits les principaux termes utiles. Les numéros renvoient à la représentation de ces éléments sur la Figure E1.

- Prise de terre (1) : corps conducteur enterré, ou ensemble de corps conducteurs enterrés et interconnectés, assurant une liaison électrique avec la terre.
- Terre : masse conductrice de la terre, dont le potentiel électrique en chaque point est considéré comme égal à zéro (référence théorique).
- Prises de terre électriquement distinctes : prises de terre suffisamment éloignées les unes des autres pour que le courant maximal susceptible d'être écoulé par l'une d'elle ne modifie pas le potentiel des autres.
- Résistance de terre ou résistance globale de mise à la terre : résistance entre la borne principale de terre (6) et la terre.
- Conducteur de terre (2) : conducteur de protection reliant la borne principale de terre à la prise de terre.
- Masse : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement des parties actives de ce matériel.
- Conducteur de protection (3) : conducteur prescrit dans certaines mesures de protection contre les chocs électriques et destiné à relier électriquement certaines des parties suivantes :
 - masses,
 - éléments conducteurs,
 - borne principale de terre,
 - prise de terre,
 - point de mise à la terre de la source d'alimentation ou point neutre artificiel.
- Élément conducteur (4) étranger à l'installation électrique (par abréviation, élément conducteur) : sont considérés notamment comme éléments conducteurs :
 - le sol ou les parois non isolantes, les charpentes ou armatures métalliques de la construction,
 - les canalisations métalliques diverses (eau, gaz, chauffage, air comprimé, etc.) et les matériels métalliques non électriques qui leur sont reliés.
- Conducteur d'équipotentialité (5) : conducteur de protection assurant une liaison équipotentielle.
- Borne principale ou barre principale de terre (6) : borne ou barre prévue pour la connexion aux dispositifs de mise à la terre de conducteurs de protection, y compris les conducteurs d'équipotentialité et éventuellement les conducteurs assurant une mise à la terre fonctionnelle.

Fig. E1

Dans cet exemple, un immeuble, la borne principale de terre (6) assure la liaison équipotentielle principale. La barrette de coupure (7) doit permettre de vérifier la valeur de la résistance de terre



E3

1.1.2 Raccordements

La liaison équipotentielle principale

Elle est réalisée par des conducteurs de protection.

Ils permettent d'éviter que, par suite d'un défaut d'origine externe au bâtiment, une différence de potentiel n'apparaisse entre des éléments conducteurs dans le bâtiment.

Elle est reliée au conducteur principal de terre et doit être réalisée à proximité de la pénétration des conduits métalliques dans le bâtiment. Le raccordement des gaines métalliques des câbles de communication nécessite l'autorisation de leurs propriétaires.

La liaison équipotentielle supplémentaire

Elle est destinée à relier entre eux les masses et les éléments conducteurs simultanément accessibles lorsque les conditions de protection ne peuvent être respectées.

Raccordement des masses aux prises de terre

Les conducteurs de protection assurent ce raccordement et écoulent à la terre les courants de défaut.

1.1.3 Les composants

(cf. Fig. E2)

La réalisation des liaisons à la terre de toutes les parties métalliques accessibles est très importante pour la protection contre les chocs électriques.

1 Les schémas des liaisons à la terre

Fig. E2
Liste des masses et
éléments conducteurs

Composants à considérer :	
comme des masses	comme des éléments conducteurs
canalisations • conduits M (MRL - CSA) • câbles isolés au papier imprégné sous plomb nu ou sous plomb armé sans autre revêtement • conducteurs blindés à isolant minéral	éléments utilisés dans la construction des bâtiments • métalliques ou en béton armé : ○ charpente ○ armature ○ panneaux préfabriqués armés • revêtements des surfaces : ○ sols et murs en béton armé sans autre revêtement ○ carrelages ○ revêtements métalliques ○ parois métalliques
appareillage • châssis de débouchage	
appareils d'utilisation • parties métalliques extérieures des appareils de classe I	
éléments non électriques • huisseries métalliques si elles servent au passage des canalisations avec des conduits MRL, CSA • objets métalliques : ○ à proximité des conducteurs aériens ou jeux de barres ○ au contact d'équipement électrique	éléments entrant dans l'environnement de la construction des bâtiments • canalisations métalliques de gaz, d'eau, de chauffage • les appareils non électriques qui y sont reliés (fours, cuves, réservoirs, radiateurs) • huisseries métalliques dans salle d'eau • papiers métallisés
Composants à ne pas considérer :	
comme des masses	comme des éléments conducteurs
• conduits en matériau isolant • moulures en bois ou matière isolante • conducteurs et câbles ne comportant aucun revêtement métallique • les enveloppes isolantes extérieures des matériels électriques lorsqu'elles ne sont pas en contact avec un élément conducteur • tous les appareils de la classe II quel que soit le type d'enveloppe extérieure	• parquets en bois • revêtements de sol en caoutchouc ou en linoléum • parois en plâtre sec • murs en briques • tapis et moquettes

1.2 Définition des schémas des liaisons à la terre (SLT) normalisés

Le choix d'un schéma des liaisons à la terre (ou régime de neutre) conditionne les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

Les Schémas des Liaisons à la Terre - SLT - (ou régimes de neutre) caractérisent le mode de raccordement à la terre du neutre du secondaire du transformateur MT / BT et les moyens de mise à la terre des masses de l'installation en fonction desquels sont mises en oeuvre les mesures de protection des personnes contre les contacts indirects.

Les schémas de liaisons à la terre formalisent trois choix initialement indépendants faits par le concepteur d'une distribution électrique ou d'une installation concernant :

- le mode de raccordement
 - de l'installation électrique (généralement du point neutre de l'installation),
 - et de la mise à la terre des masses.
- un conducteur de protection (PE) séparé ou un conducteur de protection et un conducteur neutre confondu (PEN),
- l'utilisation comme protection contre les défauts d'isolement
 - des dispositifs de protection contre les courts-circuits, ce qui nécessite des courants de défauts de forte intensité,
 - ou des dispositifs additionnels capables de détecter et d'éliminer des courants de défauts de faible intensité.

En pratique ces choix sont regroupés et normalisés comme indiqué ci-après.

Chacun de ces choix détermine un schéma de liaison à la terre avec trois avantages et trois inconvénients :

- L'interconnexion des masses des équipements et du conducteur de protection (PE) est efficace pour assurer l'équipotentialité mais augmente l'intensité des courants de défaut.
- Un conducteur de protection (PE) séparé est une solution plus coûteuse même s'il a une faible section en revanche il est beaucoup plus improbable qu'il soit pollué par des chutes de tension, des courants harmoniques, etc. que dans le cas d'un conducteur neutre et d'un conducteur de protection confondu (PEN). Un conducteur de protection (PE) séparé évite aussi de faire circuler des courants de fuite dans les masses.

1 Les schémas des liaisons à la terre

- La mise en œuvre de dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) ou de contrôleur permanent d'isolement (CPI) qui sont des dispositifs très sensibles, permet de détecter et d'éliminer les défauts d'isolements avant que des dommages importants ne surviennent (perforation des bobinages moteur, incendie, etc.). La protection offerte de plus est indépendante des modifications apportées à une installation électrique existante.

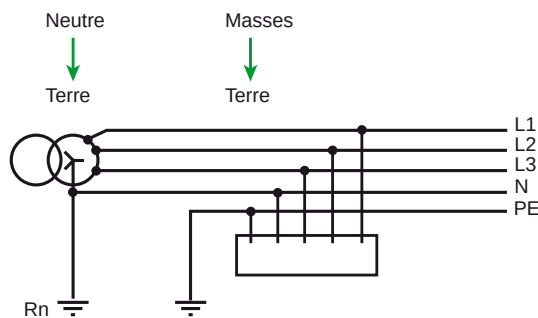
1.2.1 Schéma TT (neutre à la terre)

(cf. Fig. E3)

Un point de l'alimentation est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à une prise de terre électriquement distincte de la prise de terre du neutre.

Elles peuvent être confondues de fait sans incidence sur les conditions de protection.

Fig. E3
Schéma TT



E5

1.2.2 Schéma TN (mise au neutre)

Un point de l'installation, en général le neutre, est relié directement à la terre. Les masses de l'installation sont reliées à ce point par le conducteur de protection. On distingue les schémas suivants :

Schéma TN-C

(cf. Fig. E4)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont confondus en un seul conducteur appelé PEN (Protective Earth and Neutral). Ce schéma est interdit pour des sections inférieures à 10 mm² et pour des canalisations mobiles.

Le schéma TN-C nécessite la création d'un système équipotentiel pour éviter la montée en potentiel des masses et des éléments conducteurs. Il est par conséquent nécessaire de relier le conducteur PEN à de nombreuses prises de terre réparties dans l'installation.

Attention : en schéma TN-C, la fonction "conducteur de protection" l'emporte sur la fonction "neutre". En particulier, un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne "terre" d'un récepteur et un pont doit être réalisé entre cette borne et la borne du neutre.

Fig. E4
Schéma TN-C

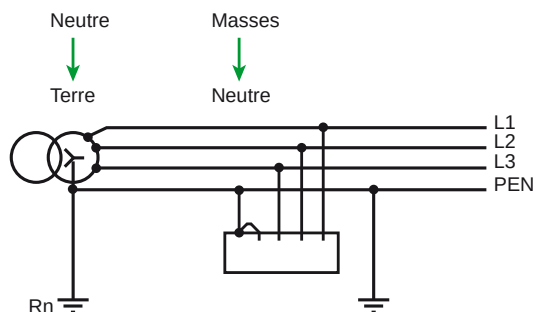


Schéma TN-S

(cf. Fig. E5)

Le conducteur de protection et le conducteur neutre sont distincts. Les masses sont reliées au conducteur de protection (PE).

Le schéma TN-S (5 fils) est obligatoire pour les circuits de section inférieure à 10 mm² en cuivre et 16 mm² en aluminium pour les canalisations mobiles.

Fig. E5
Schéma TN-S

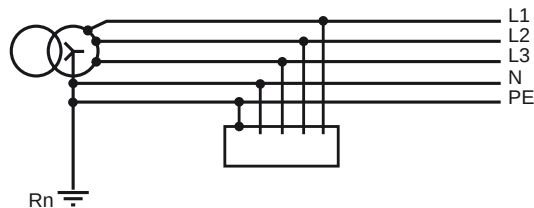


Schéma TN-C-S

(cf. Fig. E6 ci-dessous et Fig. E7)

Les schémas TN-C et TN-S peuvent être utilisés dans une même installation.

En schéma TN-C/S, on ne doit jamais utiliser le schéma TN-C (4 fils) en aval du schéma TN-S (5 fils).

Fig. E6: Schéma TN-C-S

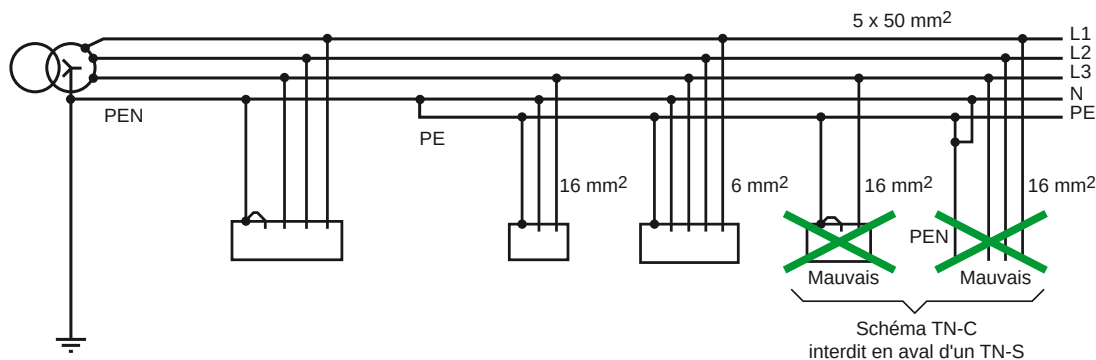
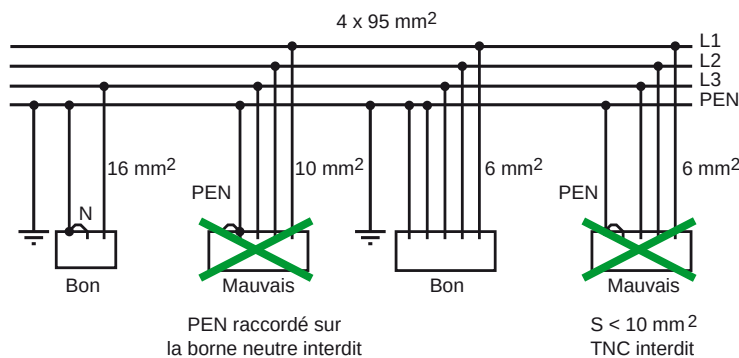


Fig. E7
Raccordement du PEN en schéma TN-C



1.2.3 Schéma IT (neutre isolé ou neutre impédant)

Schéma IT (neutre isolé)

Aucune liaison électrique n'est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre (cf. Fig. E8).

Les masses d'utilisation de l'installation électrique sont reliées à une prise de terre.

En fait, tout circuit possède naturellement une impédance de fuite due aux capacités et résistances d'isolement réparties entre les phases et la terre (cf. Fig. E9).

Fig. E8
Schéma IT (neutre isolé)

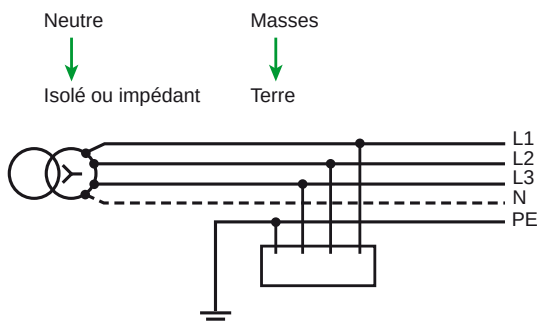
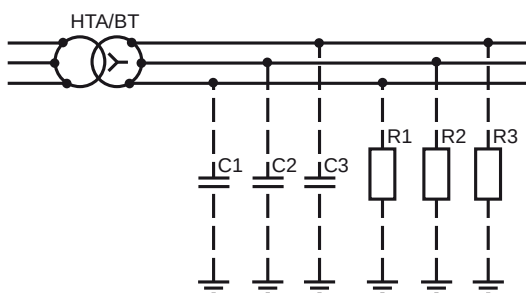


Fig. E9
impédance de fuite en schéma IT



Exemple

(cf. Fig. E10)

Dans un réseau triphasé de 1 km, l'impédance équivalente Z_{ct} des capacités C_1 , C_2 , C_3 et des résistances R_1 , R_2 , R_3 ramenée au neutre est de l'ordre de 3 à 4 000 ohms.

Fig. E10
Impédance équivalente aux impédances de fuite en schéma IT

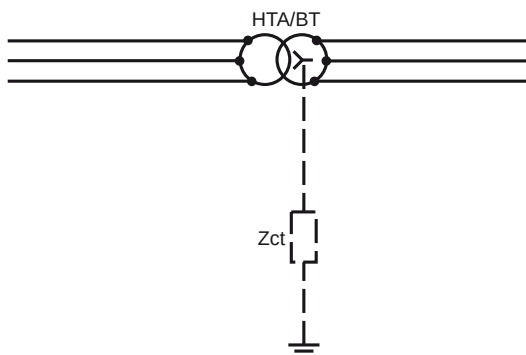


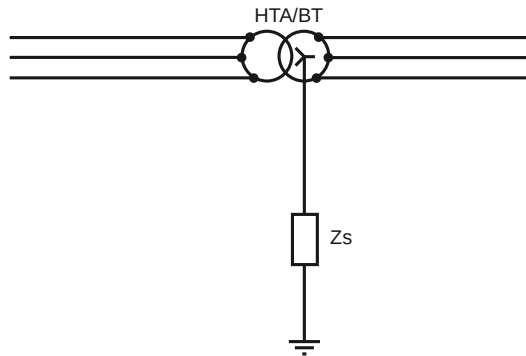
Schéma IT (neutre impédant)

Une impédance Z_s (de l'ordre de 1 000 Ω à 2 000 Ω) est intercalée volontairement entre le point neutre du transformateur et la terre (cf. Fig. E11).

Les masses d'utilisation sont reliées à une prise de terre.

L'intérêt de cette impédance est de fixer le potentiel d'un réseau court par rapport à la terre (Z_s faible devant l'impédance d'isolement du réseau) et de diminuer le niveau des surtensions par rapport à la terre. En revanche, il a pour effet d'augmenter légèrement le courant de premier défaut.

Fig. E11
Schéma IT (neutre
impédant)



1.3 Caractéristiques des schémas TT, TN et IT

1.3.1 Schéma TT

(cf. Fig. E12)

En schéma TT :

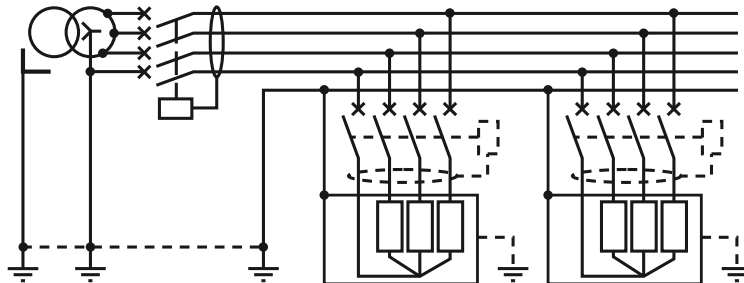
- technique de protection des personnes : mise à la terre des masses, associées à l'emploi de dispositifs différentiels à courant résiduel,
- technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.

Nota : si les masses d'utilisation sont reliées en plusieurs points à la terre, il faut installer un DDR sur chacun des groupes de départs reliés à la même prise de terre.

Principales caractéristiques

- Solution la plus simple à l'étude et à l'installation, elle est utilisable dans les installations alimentées directement par le réseau de distribution publique à basse tension.
- Ne nécessite pas une permanence de surveillance en exploitation (seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire).
- La protection est assurée par des dispositifs spécifiques, les DDR, qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est ≤ 300 mA.
- Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure est limitée au circuit en défaut par l'emploi de plusieurs DDR en série (DDR sélectifs) ou en parallèle (sélection des circuits).
- Les récepteurs ou parties d'installation, qui sont la cause en marche normale de courants de fuite importants, doivent faire l'objet de mesures spéciales pour éviter les déclenchements indésirables (alimenter les récepteurs par transformateurs de séparation ou utiliser des différentiels adaptés (voir [Protection contre les contacts indirects](#))).

Fig. E12
Schéma TT



1.3.2 Schéma TN

(cf. Fig. E13 et Fig. E14)

En schéma TN :

- technique de protection des personnes :
 - interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives,
 - coupure au premier défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;
- technique d'exploitation : coupure au premier défaut d'isolement.

Fig. E13
Schéma TN-C

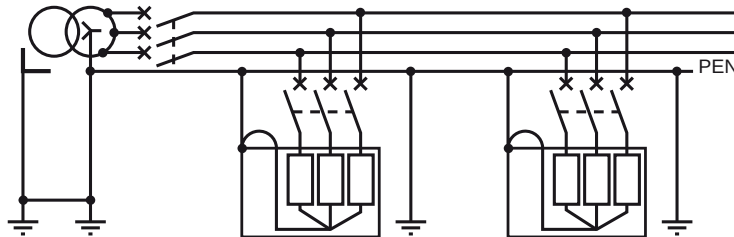
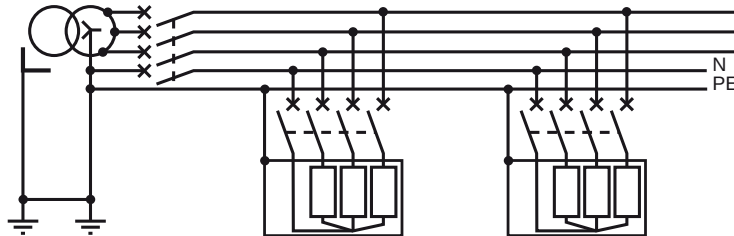


Fig. E14
Schéma TN-S



Principales caractéristiques

Le schéma TN, d'une manière générale :

- est utilisable uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT/BT ou BT/BT privé,
- nécessite des prises de terre uniformément réparties dans toute l'installation,
- nécessite que la vérification des déclenchements sur premier défaut d'isolement soit obtenue à l'étude par le calcul et, obligatoirement à la mise en service, par des mesures,
- nécessite que toute modification ou extension soit conçue et réalisée par un installateur qualifié,
- peut entraîner, en cas de défaut d'isolement, une détérioration plus importante des bobinages des machines tournantes,
- peut présenter, dans les locaux à risque d'incendie, un danger plus élevé du fait des courants de défaut plus importants.

Le schéma TN-C, de plus :

- peut faire apparaître une économie à l'installation (suppression d'un pôle d'appareillage et d'un conducteur),
- implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides, (NF C 15-100, partie 5-52)
- est interdit :
 - dans les locaux à risques d'incendie
 - pour les équipements de traitement de l'information (par présence de courant harmonique dans le neutre).

Le schéma TN-S, de plus :

- s'emploie même en présence de conducteurs souples ou de conduits de faible section,
- permet par la séparation du neutre et du conducteur de protection de disposer d'un PE non pollué (locaux informatiques, locaux à risques).

1.3.3 Schéma IT

(cf. Fig. E15)

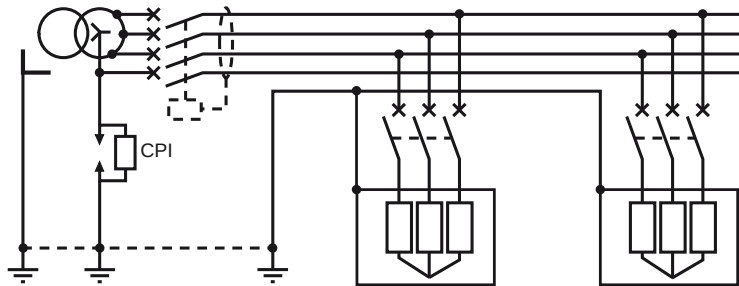
1 Les schémas des liaisons à la terre

En schéma IT :

- technique de protection :
 - interconnexion et mise à la terre des masses,
 - signalisation du premier défaut par contrôleur permanent d'isolement,
 - coupure au deuxième défaut par protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) ;
- technique d'exploitation :
 - surveillance du premier défaut d'isolement,
 - recherche et élimination obligatoires du défaut,
 - coupure en présence de deux défauts d'isolement simultanés.

E10

Fig. E15
Schéma IT



Principales caractéristiques

- Solution assurant la meilleure continuité de service en exploitation.
- La signalisation du premier défaut d'isolement, suivie obligatoirement de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique de toute interruption d'alimentation.
- Utilisation uniquement dans les installations alimentées par un transformateur MT / BT ou BT / BT privé.
- Nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation.
- Nécessite un bon niveau d'isolement du réseau (implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu, et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par transformateurs de séparation).
- La vérification des déclenchements pour deux défauts simultanés doit être assurée à l'étude par les calculs, et obligatoirement à la mise en service par des mesures à l'intérieur de chaque groupe de masses interconnectées.
- La protection du conducteur neutre doit être assurée comme indiqué (Voir [Protection du conducteur neutre](#))

1.4 Critères de choix des schémas TT, TN et IT

Ce sont les impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui déterminent le ou les types de schéma les plus judicieux.

Sur le plan de la protection des personnes, les trois SLT sont équivalents si l'on respecte toutes les règles d'installation et d'exploitation. Il ne peut donc être question de faire un choix sur des critères de sécurité.

C'est le croisement des impératifs réglementaires, de continuité de service, de conditions d'exploitation et de nature du réseau et des récepteurs qui détermine le ou les types de schéma les plus judicieux (cf. **Fig. E16**). Le choix résulte des éléments suivants :

- d'abord des textes réglementaires qui imposent dans certains cas un SLT (cf. **Fig. E17**).
- puis du choix de l'utilisateur lorsqu'il est alimenté par un transformateur HTA/BT dont il est propriétaire (abonné HT), ou qu'il possède sa propre source d'énergie (ou un transformateur à enroulements séparés).
Lorsque l'utilisateur est libre de son choix, la définition du SLT ne pourra résulter que d'une concertation entre lui-même et le concepteur du réseau (bureau d'études, installateur).

Elle portera :

- en premier lieu, sur les impératifs d'exploitation (continuité de service impérative ou non) et sur les conditions d'exploitation (entretien assuré par un personnel électricien ou non, interne ou d'une entreprise extérieure...),
- en second lieu, sur les caractéristiques particulières du réseau et des récepteurs.(cf. **Fig. E18**).

1 Les schémas des liaisons à la terre

Fig. E16

Comparaison des schémas des liaisons à la terre (SLT)

	TT	TN-S	TN-C	IT1	IT2	Commentaires
Caractéristiques Électriques						
Courant de défaut	-	--	--	+	--	Seul le schéma IT offre des courants de 1er défaut négligeables
Tension de défaut	-	-	-	+	-	En schéma IT, la tension de défaut est très faible au 1er défaut mais très élevée au 2ème défaut
Tension de contact	+/- -	-	-	+	-	En schéma TT, la tension de contact est très faible si le schéma est totalement équipotentiel, élevée dans le cas contraire
Protection						
Protection des personnes contre les contacts indirects	+	+	+	+	+	Tous les SLT sont équivalents si les règles sont strictement respectées
Protections des personnes en cas d'alimentation par un groupe de secours	+	-	-	+	-	Les schémas où la protection est assurée par des DDR sont insensibles à un changement d'impédance interne de la source d'alimentation
Protection incendie (par DDR)	+	+	pas permis	+	+	Assurée dans tous les SLT où la protection par DDR peut être mise en œuvre
Surtensions						
Surtension permanente	+	+	+	-	+	Surtension permanente phase terre en schéma IT au 1er défaut
Surtension transitoire	+	-	-	+	-	Des courants de défaut de forte intensité peuvent créer une surtension transitoire importante
Surtension en cas de rupture d'isolement primaire/secondaire du transformateur	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes entre la prise de terre de la source et les prises de terre des utilisateurs. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Compatibilité Électromagnétique (CEM)						
Immunité au coup de foudre au sol	-	+	+	+	+	Dans le schéma TT il peut y avoir des élévations de tension différentes sur chaque prise de terre. Dans les autres schémas les prises de terre sont interconnectées
Immunité au coup de foudre sur ligne MT	-	-	-	-	-	Tous les SLT sont équivalents quand un coup de foudre tombe directement sur le réseau MT
Émission permanente d'un champ électromagnétique	+	+	-	+	+	La connexion du PEN à toutes les structures métalliques d'un bâtiment est favorable à la génération permanente de champs électromagnétiques
Non équipotentialité du PE	+	-	-	+	-	Le PE n'est plus équipotentiel en cas de courants de défaut de forte intensité
Continuité de service						
Coupure au premier défaut	-	-	-	+	+	Seul le schéma IT évite le déclenchement au 1er défaut d'isolement
Creux de tension pendant le défaut d'isolement	+	-	-	+	-	Les schémas TN-C, TN-S et IT (2ème défaut) génèrent des courants de défauts de haute intensité
Installation						
Appareils spécifiques	-	+	+	-	-	Le schéma TT nécessite l'utilisation de DDR. Le schéma IT nécessite l'utilisation de CPI
Nombre de prises de terre	-	+	+	-/+	-/+	Le schéma TT nécessite deux prises de terre distinctes (au moins). Le schéma IT laisse le choix entre une ou plusieurs prises de terre
Nombre de câbles	-	-	+	-	-	Seul le schéma TN-C offre, dans certain cas, une réduction du nombre de câbles
Maintenance						
Coût de réparation	-	--	--	-	--	Le coût de la réparation dépend des dommages causés à l'installation par l'amplitude du courant de défaut
Dommages à l'installation	+	-	-	++	-	Pour les schémas permettant des courants de défaut de forte intensité, il est nécessaire d'effectuer une vérification minutieuse de l'installation après avoir éliminé le défaut

E11

1 Les schémas des liaisons à la terre

Fig. E17

Exemples fréquents rencontrés où le SLT est imposé (ou fortement recommandé) par des textes officiels

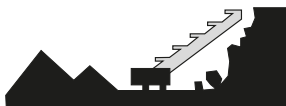
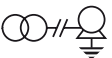
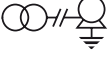
Textes officiels ou recommandation..	concernent
Schéma TT	
arrêté interministériel du 13.2.70.	Bâtiment alimenté directement par un réseau de distribution publique BT (domestique, petit tertiaire, petit atelier) 
Schéma IT	
- règlement de sécurité contre les risques de panique et d'incendie dans les lieux recevant du public (IT médical cf. NF C 15-211) - arrêté ministériel du 10.11.76 relatif aux circuits et installations de sécurité (publié au JO du 1.12.76)	 Circuits de sécurité (éclairage) soumis au décret de protection des travailleurs 
Schéma IT ou TT	
- décret n° 76-48 du 9.1.76 - circulaire du 9.1.76 et règlement sur la protection du personnel dans les mines et les carrières, annexée au décret 76.48	Mines et carrières 

Fig. E18

Influence des réseaux et des récepteurs sur le choix des schémas des liaisons à la terre

Nature de réseau		Conseillé	Possible	Déconseillé
Réseau très étendu avec bonnes prises de terre des masses d'utilisation (10 Ω maxi)			TT, TN, IT ^[a] ou mixage	
Réseau très étendu avec mauvaises prises de terre des masses d'utilisation (> 30 Ω)		TN	TN-S	IT ^[a] TN-C
Réseau perturbé (zone orageuse) (ex. : réémetteur télé ou radio)		TN	TT	IT ^[b]
Réseau avec courants de fuite importants (> 500 mA)		TN ^[d]	TN ^[d] IT ^{[c][d]}	
Réseau avec lignes aériennes extérieures		TT ^[e]	TN ^{[e][f]}	IT ^[f]
Groupe électrogène de sécurité		IT	TT	TN ^[g]
Nature des récepteurs				
Récepteurs sensibles aux grands courants de défaut (moteurs...)		IT	TT	TN ^[h]
Récepteurs à faible isolement (fours électriques, soudeuses, outils chauffants, thermoplongeurs, équipements de grandes cuisines)		TN ^[i]	TT ^[i]	IT
Nombreux récepteurs monophasés phase-neutre (mobiles, semi-fixes, portatifs)		TT ^[j] TN-S		IT ^[j] TN-C ^[j]
Récepteurs à risques (palans, convoyeurs...)		TN ^[k]	TT ^[k]	IT ^[k]
Nombreux auxiliaires (machines-outils)		TN-S	TN-C IT ^{[l][bis]}	TT ^[l]
Divers				
Alimentation par transformateur de puissance ^[m] avec couplage étoile-étoile		TT	IT sans neutre	IT ^[m] sans neutre
Locaux avec risques d'incendie		IT ^[o]	TN-S ^[o] TT ^[o]	TN-C ^[n]

1 Les schémas des liaisons à la terre

Fig. E18 (suite): Influence des réseaux et des récepteurs sur le choix des schémas des liaisons à la terre

Nature de réseau		Conseillé	Possible	Déconseillé
Augmentation de la puissance d'un abonné, alimenté par EDF en basse tension, nécessitant un poste de transformation privé		TT ^[d]		
Etablissement avec modifications fréquentes		TT ^[q]		TN ^[i] IT ^[i]
Installation où la continuité des circuits de terre est incertaine (chantiers, installations anciennes)		TT ^[s]	TN-S	TN-C IT ^[s]
Equipements électroniques (ordinateurs, calculateurs, automates programmables)		TN-S	TT	TN-C
Réseau de contrôle et commande des machines, capteurs et actionneurs des automates programmables		IT ^[t]	TN-S, TT	

E13

[a] Lorsqu'il n'est pas imposé, le SLT est choisi en fonction des caractéristiques d'exploitation qui en sont attendues (continuité de service impérative pour raison de sécurité ou souhaitée par recherche de productivité...).

Quel que soit le SLT, la probabilité de défaillance d'isolement augmente avec la longueur du réseau. Il peut être judicieux de le fragmenter, ce qui facilite la localisation du défaut et permet en outre d'avoir pour chaque application le régime conseillé ci-dessous.

[b] Les risques d'amorçage du limiteur de surtension transforment le neutre isolé en neutre à la terre. Ces risques sont à craindre principalement dans les régions fortement orageuses ou pour des installations alimentées en aérien. Si le régime IT est retenu pour assurer la continuité de service, le concepteur devra veiller à calculer très précisément les conditions de déclenchement sur 2e défaut.

[c] Risques de fonctionnement intempestif des DDR.

[d] La solution idéale est, quel que soit le SLT, d'isoler la partie perturbatrice si elle est facilement localisable.

[e] Risques de défaut phase-terre rendant aléatoire l'équipotentialité.

[f] Isolement incertain à cause de l'humidité et des poussières conductrices.

[g] La SLT TN est déconseillée en raison des risques de détérioration de l'alternateur en cas de défaut interne. D'autre part, lorsque ces groupes électrogènes alimentent des installations de sécurité, ils ne doivent pas déclencher au premier défaut.

[h] Le courant de défaut phase-masse peut atteindre plusieurs In, risquant d'endommager les bobinages des moteurs et de les faire vieillir ou de détruire les circuits magnétiques.

[i] Pour concilier continuité de service et sécurité, il est nécessaire et recommandé, quel que soit le SLT, de séparer ces récepteurs du reste de l'installation (transformateurs avec mise au neutre locale).

[j] Lorsque la qualité des récepteurs est ignorée à la conception de l'installation, l'isolement risque de diminuer rapidement. La protection de type TT avec dispositifs différentiels constitue la meilleure prévention.

[k] La mobilité de ces récepteurs génère des défauts fréquents (contact glissant de masse) qu'il convient de circonscrire. Quel que soit le SLT, il est recommandé d'alimenter ces circuits par transformateurs avec mise au neutre locale.

[l] Nécessite l'emploi de transformateurs avec TN local pour éviter les risques de fonctionnement ou d'arrêt intempestif au premier défaut (TT) ou défaut double (IT).

[l bis] Avec double interruption du circuit de commande.

[m] Limitation trop importante du courant phase-neutre en raison de la valeur élevée de l'impédance homopolaire : au moins 4 à 5 fois l'impédance directe. Ce schéma est à remplacer par un schéma "étoile-triangle".

[n] Les forts courants de défaut rendent dangereux le TN : le TNC est interdit.

[o] Quel que soit le SLT, utilisation de dispositif différentiel résiduel de sensibilité ≤ 500 mA.

[p] Une installation alimentée en basse tension a obligatoirement le schéma TT. Garder ce SLT équivaut à faire le minimum de modifications sur la distribution existante (pas de câble à tirer, pas de protection à changer).

[q] Possible sans personnel d'entretien très compétent.

[r] De telles installations demandent un grand sérieux dans le maintien de la sécurité. L'absence de mesures préventives en SLT TN exige un personnel très compétent pour assurer cette sécurité dans le temps.

[s] Les risques de rupture des conducteurs (d'alimentation, de protection) rendent aléatoire l'équipotentialité des masses. **La NF C 15-100 impose le TT ou le TNS avec des DDR 30 mA.** Le IT est utilisable dans des cas très particuliers.

[t] Cette solution permet d'éviter l'apparition d'ordres intempestifs lors d'une fuite à la terre intempestive.

1.5 Méthode de choix du SLT, mise en oeuvre

Après la consultation des textes réglementaires, les Figures E16 et E18 peuvent être une aide pour le concepteur dans la décision de fractionner les sources et/ou de séparer galvaniquement une partie du réseau (îlotage) pour son projet d'installation électrique.

1.5.1 Fractionnement des sources

Il s'agit de répartir l'alimentation sur plusieurs transformateurs au lieu d'un seul de forte puissance. Ainsi tel ou tel récepteur très perturbateur (gros moteur, fours, ...) du réseau sera alimenté par son propre transformateur.

La qualité et la continuité de l'alimentation de l'ensemble de l'installation en sont accrues.

Le coût de l'appareillage est diminué (Icc plus faible). Le bilan technico-économique est à établir au cas par cas.

1.5.2 Ilotage

Il consiste à séparer galvaniquement une partie du réseau par un transformateur BT/BT pour adapter au mieux le choix du schéma des liaisons à la terre. Ainsi le service rendu par l'installation peut-il être optimisé (cf. **Fig. E19** et **Fig. E20**).

Fig. E19
Ilot TN-S dans un SLT IT

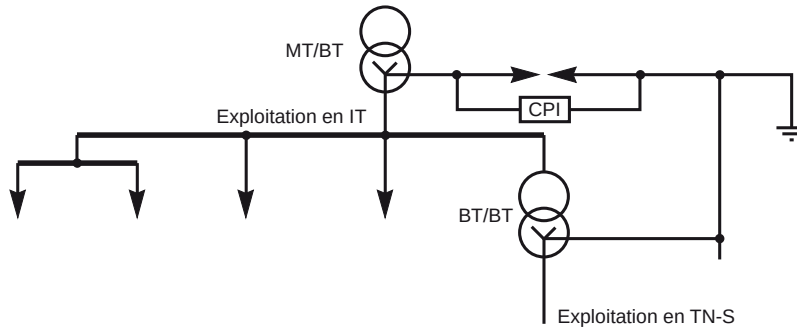
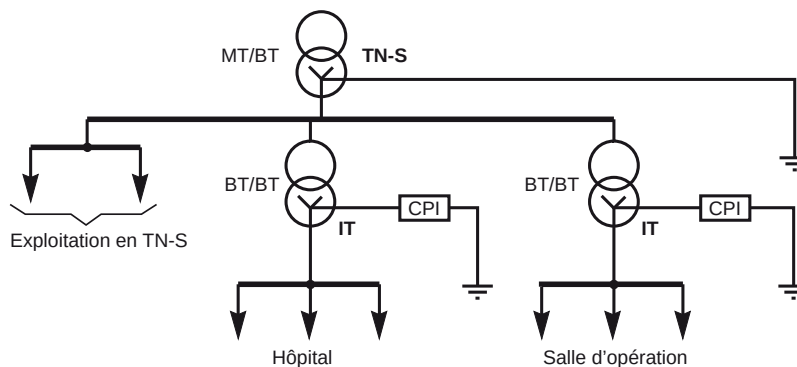


Fig. E20
Ilots IT dans un SLT TN-S



1.5.3 Conclusion

C'est l'optimisation de la performance d'ensemble de l'installation qui détermine le choix du ou des schémas de liaison à la terre.

Elle comporte :

- l'investissement initial mais aussi,
- les frais d'exploitation ultérieurs qu'une sûreté, une continuité de service ou une qualité du réseau insuffisante pourront alourdir de manière imprévisible.

Dans l'idéal, une architecture de distribution devrait comporter des sources normales de puissance, des sources de remplacement, et des schémas appropriés des liaisons à la terre (Voir [Critères de choix des schémas TT, TN et IT](#))

1.6 Réalisation et mesure des prises de terre

La qualité d'une prise de terre (résistance aussi faible que possible) est essentiellement fonction de deux facteurs :

- mode de réalisation,
- nature du sol.

La meilleure des solutions de réalisation d'une prise de terre est la boucle à fond de fouille.

1.6.1 Modes de réalisation

Trois types de réalisation sont couramment retenus :

Boucle à fond de fouille

(cf. **Fig. E21**)

1 Les schémas des liaisons à la terre

Cette solution est notamment conseillée pour toute construction nouvelle.

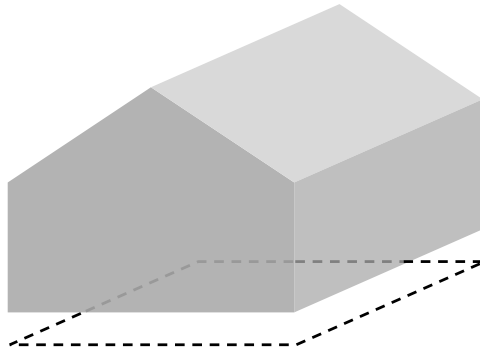
Elle consiste à placer un conducteur nu sous le béton de propreté, ou enfoui à 1 m au moins sous la terre en dessous de la base du béton des fondations des murs extérieurs.

Il est important que ce conducteur nu soit en contact intime avec le sol (et non placé dans du gravier, du mâchefer ou des matériaux analogues formant souvent l'assise du béton). Ni la boucle de terre, ni les conducteurs de terre verticaux la reliant à la borne de terre, doivent être en contact avec l'armature du béton armé : cette armature doit être raccordée directement à la borne principale de terre. En règle générale, les conducteurs de terre verticaux reliant une prise de terre à un niveau hors sol doivent être isolés pour la tension nominale des réseaux BT (600 V – 1000 V).

Pour les bâtiments existants, le conducteur à fond de fouille doit être enterré tout autour des murs extérieurs des locaux à une profondeur d'au moins 1 mètre.

E15

Fig. E21
conducteur posé à fond
de fouille



Le conducteur peut être :

- en cuivre : câble ($\geq 25 \text{ mm}^2$) ou feuillard ($\geq 25 \text{ mm}^2$ et épaisseur $\geq 2 \text{ mm}$),
- en aluminium gainé de plomb : câble ($\geq 35 \text{ mm}^2$),
- en acier galvanisé : câble ($\geq 95 \text{ mm}^2$) ou feuillard ($\geq 100 \text{ mm}^2$ et épaisseur $\geq 3 \text{ mm}$).

La résistance obtenue est (en ohms) :

$$R = \frac{2\rho}{L}$$

avec

L = longueur de la boucle (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" ci-dessous)

Piquets

(cf. Fig. E22)

La résistance avec n piquets est : $R = \frac{1\rho}{nL}$

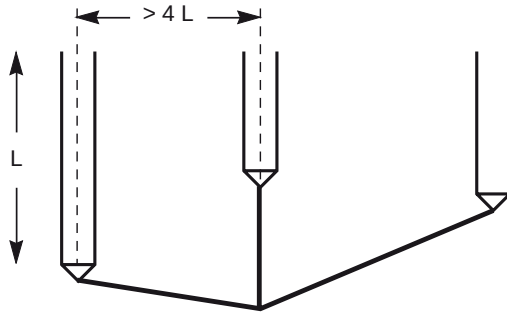
La boucle à fond de fouille peut être remplacée par plusieurs piquets, c'est notamment le cas pour les bâtiments existants, voire pour améliorer une prise de terre existante.

Le piquet peut être :

- en cuivre ou (plus couramment) en acier cuivré. Ces piquets sont de 1 à 2 mètres de longueur et munis d'une prise et d'une terminaison filetée afin d'atteindre des profondeurs importantes si nécessaires (par exemple, le niveau de nappes d'eau dans des lieux à sols très résistifs),
- constitués de tubes en acier galvanisé^[1] de diamètre $\geq 25 \text{ mm}$ ou de barres de diamètre $\geq 15 \text{ mm}$ et de longueur ≥ 2 mètres dans les 2 cas.

[1] Quand les prises de terre sont réalisées en matériau conducteur galvanisé, des anodes sacrificielles de protection cathodique peuvent être nécessaires pour éviter la corrosion rapide de la prise de terre si la nature du sol est agressive. Des anodes en magnésium spécialement préparées (dans un sac poreux rempli avec une poudre adaptée) sont prévues pour être connectées directement à la prise de terre. Pour de telles installations, un spécialiste doit être consulté.

Fig. E22
piquets connectés en
parallèle



Il est souvent nécessaire d'utiliser plusieurs piquets. Ceux-ci doivent toujours être distants 2 à 2 de plus de 2 à 3 fois la profondeur d'un piquet. La résistance résultante est alors égale à la résistance unitaire divisée par le nombre de piquets.

La résistance obtenue est :

$$R = \frac{1\rho}{nL} \text{ si la distance séparant 2 piquets est } > 4L$$

avec

L = longueur du piquet (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" ci-dessous)

n = nombre de piquets

Plaques verticales

(cf. Fig. E23)

La mesure d'une prise de terre dans un terrain analogue est utile pour déterminer la résistivité à utiliser pour définir une prise de terre.

Ces plaques sont soit carrées, soit rectangulaires ($l \geq 0,5$ m). Elles doivent être enterrées de telle façon que leur centre soit au moins à 1 m de la surface.

Les plaques peuvent être :

- en cuivre de 2 mm d'épaisseur,
- en acier galvanisé de 3 mm d'épaisseur.

La résistance obtenue est :

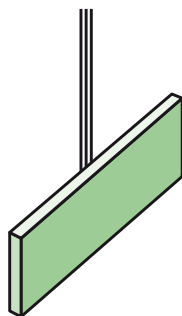
$$R = \frac{0,8\rho}{L}$$

avec

L = périmètre de la plaque (m)

ρ = résistivité du sol en ohm-mètres (cf. "Influence de la nature du sol" ci-dessous).

Fig. E23
Plaques verticales -
épaisseur 2 mm (Cu)



1.6.2 Influence de la nature du sol

Fig. E24
Résistivité (Ωm) de
différents terrains (d'après
NF C 15-100)

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains marécageux	1 à 30
limon	20 à 100
humus	10 à 150
tourbe humide	5 à 100
argile plastique	50
marnes et argiles compactes	100 à 200
marnes du jurassique	30 à 40
sables argileux	50 à 500
sables siliceux	200 à 300
sol pierreux nu	1 500 à 3 000
sol pierreux recouvert de gazon	300 à 500
calcaires tendres	100 à 300
calcaires compacts	1 000 à 5 000
calcaires fissurés	500 à 1 000
schistes	50 à 300
micashistes	800
granit et grès	1 500 à 10 000
granit et grès très altérés	100 à 600

Fig. E25
Valeurs moyennes de la
résistivité (Ωm) pour faire
un calcul approximatif des
prises de terre

Nature du terrain	Résistivité en Ωm
terrains arables gras, remblais compacts humides	50
terrains arables maigres, graviers, remblais grossiers	500
sols pierreux, nus, sables secs, roches perméables	3,000

1.6.3 Constance et mesure de la résistance de prise de terre

La résistance des prises de terre varie dans le temps

Ceci est dû à plusieurs facteurs :

- L'humidité du sol.
L'influence des conditions saisonnières se fait sentir jusqu'à une profondeur de 1 à 2 m.
A une profondeur de 1 m, la variation de ρ et donc de R peut être de 1 à 3 entre un hiver humide et un été sec.
- Le gel.
Il peut élever la résistivité de la terre gelée de plusieurs milliers d'ohms, d'où l'intérêt des prises de terre profondes dans les pays froids
- Le vieillissement.
Le matériau constituant la prise de terre peut être détérioré par divers effets physiques :
 - chimique si la terre est alcaline,
 - facteur galvanique du fait de courant continu vagabond (chemin de fer) etc. ou dû à différents métaux formant les couches superficielles de la prise de terre.
Des couches de terrain de différentes natures agissant sur le même conducteur peuvent aussi créer des zones cathodiques et anodiques avec comme conséquence une disparition de métal en surface du conducteur dans la zone anodique. Malheureusement les conditions les plus favorables pour une résistance de terre de faible valeur (soit un sol à faible résistivité) sont aussi celles pour lesquelles les courants galvaniques peuvent circuler le plus facilement.
- L'oxydation.
Les raccordements par soudure ou brasage sont les points les plus sensibles à l'oxydation.
Le nettoyage de ces raccordements et leur enrobage dans de la graisse entourée d'un tissu est une mesure préventive couramment pratiquée.

Mesure de la prise de terre

Il doit toujours exister une "barrette" amovible de mise à la terre afin d'isoler la prise de terre du reste de l'installation et de permettre de mesurer périodiquement la résistance de terre. Pour réaliser cette mesure, il est nécessaire d'utiliser 2 électrodes auxiliaires.

Utilisation d'un ampèremètre (cf. Fig. E26)

$$A = R_T + R_{t1} = \frac{U_{Tt1}}{i_1}$$

$$B = R_{t1} + R_{t2} = \frac{U_{t1t2}}{i_2}$$

1 Les schémas des liaisons à la terre

$$C = R_{t2} + R_T = \frac{U_{t2T}}{i_3}$$

Si la source de tension est toujours la même, on a : $R_T = \frac{U}{2} \left(\frac{1}{i_1} + \frac{1}{i_3} - \frac{1}{i_2} \right)$

Afin d'éviter des erreurs de mesure dues aux courants vagabonds de terre (courants continus galvaniques ou courants de fuite à la terre des réseaux d'alimentation en énergie, de communication, etc.), les courants de mesures doivent être injectés en courant alternatif à une fréquence différente de celle des réseaux d'alimentation ou de leurs harmoniques.

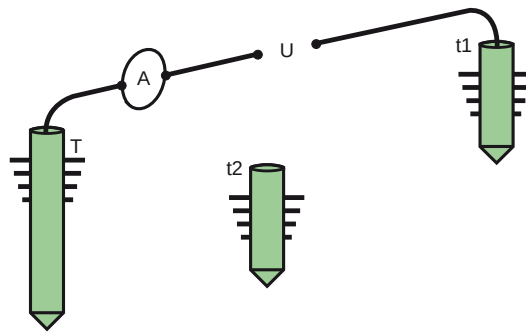
Les générateurs portatifs du système de mesure fournissent généralement une tension alternative de fréquence comprise entre 85 Hz et 135 Hz. Les mesures sont généralement faites :

- suivant différentes distances entre les électrodes auxiliaires et la prise de terre. Les distances entre les électrodes ne sont pas critiques,
- dans différentes directions autour de la prise de terre à tester pour apprécier l'homogénéité du terrain.

Les résultats des mesures sont ensuite consignés et moyennés.

Fig. E26

Mesure de la prise de terre avec un ampèremètre

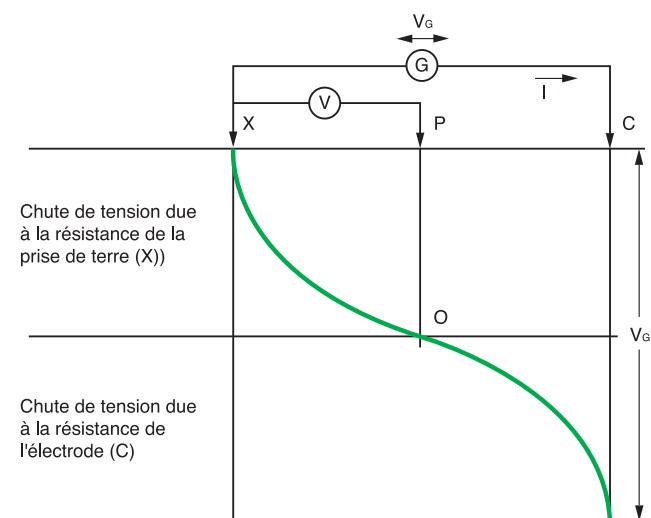


Utilisation d'un ohmmètre de terre

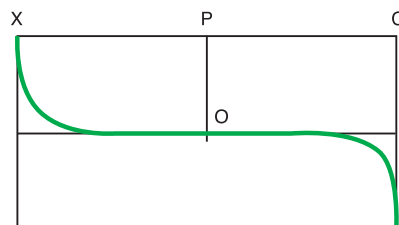
Ces appareils indiquent directement la valeur de la prise de terre. Ils nécessitent la mise en place de deux «électrodes» auxiliaires. L'espacement de celles-ci doit être tel que la zone d'influence de la prise de terre à tester ne doit pas chevaucher celle de l'électrode de test (C).

- L'électrode de test (C) la plus éloignée de la prise de terre (X) fait circuler un courant à la terre qui revient par la prise de terre.
- La seconde électrode de test (P) mesure la tension entre (X) et (P). Cette tension induite par le courant de test caractérise la résistance de contact de la prise de terre avec la terre.
 - Il est clair que la distance entre (X) et (C) doit être choisie avec précaution pour éviter le couplage des terres par chevauchement des zones d'influence. Dès que la distance entre (X) et (C) est suffisamment importante, les zones d'influence ne se chevauchent plus et la courbe de potentiel (tension mesurée par (P) devient proche d'une horizontale autour du point O (milieu de XC).
 - D'un point de vue pratique, la distance (X) entre (C) est augmentée jusqu'à ce que les tensions mesurées par l'électrode (P) en trois points - soit au point O et en deux autres points situés à approximativement 5 mètres de part et d'autre de O - aient des valeurs similaires.
 - La distance entre (X) et (P) est généralement de l'ordre de 0,68 fois la distance entre (X) et (C).

Fig. E27: mesure de la résistance de terre de la prise de terre (X) par un ohmmètre de terre



[a] le principe de la mesure est basé sur des natures de terrain présumées homogène. Si les zones d'influence des électrodes (C) et (X) se chevauchent, le positionnement de l'électrode (P) est difficile à déterminer pour obtenir des résultats satisfaisants.



[b] illustration de l'effet sur le gradient de potentiel quand (X) et (C) sont très éloignées. Le positionnement de l'électrode (P) n'est plus critique et peut être facilement déterminé.

2.1 Les tableaux

Le tableau est un élément important de la sûreté d'une installation électrique. Il doit être conçu et réalisé en respectant des règles précises.

Un tableau de distribution est le point d'entrée de l'énergie électrique pour l'installation (ou pour une partie de l'installation) BT. Le circuit d'arrivée se divise en plusieurs circuits (départs), chacun de ces circuits est commandé et protégé par l'appareillage installé dans le tableau (disjoncteurs, contacteurs, interrupteurs, interrupteurs fusibles, etc.). Un tableau de distribution est généralement divisé en unités fonctionnelles chacune comprenant tous les éléments mécaniques et électriques qui contribuent à l'accomplissement d'une fonction donnée. Cela représente un maillon clef de la chaîne de la sûreté.

En conséquence le type de tableau de distribution doit être parfaitement adapté à son application. Sa conception et sa construction doivent être conformes aux normes en vigueur et respecter les règles de l'art.

L'enveloppe du tableau de distribution assure une double protection :

- La protection de l'appareillage, des appareils de mesure, des relais, des dispositifs fusibles, etc. contre les chocs mécaniques, les vibrations et autres influences externes susceptibles d'en dégrader l'intégrité opérationnelle (interférences électromagnétiques, poussières, moisissure, petits animaux).
- La protection des personnes contre les risques de contacts directs et de contacts indirects (en particulier voir au paragraphe 3.3, les degrés de protection IP et l'indice IK).

2.1.1 Les types de tableaux

L'application détermine le type de tableau à utiliser.

Les tableaux, ou ensemble d'appareillage à basse tension, se différencient par le type d'application et par leur principe de réalisation.

Voir [\[les offres d'enveloppes\]](#) de Schneider Electric

Les types de tableaux par application

Les grands types de tableaux sont :

- le tableau général BT (TGBT) (cf. **Fig. E28a**),
- les tableaux de contrôle-commande de processus (cf. **Fig. E28b**),

Fig. E28

Exemples de TGBT et tableaux de contrôle-commande de processus



[a] TGBT (Prisma P) avec une arrivée par canalisation électrique préfabriquée (Canalis)



[b] TGBT et contrôle-commande de processus (Okken)

- les tableaux secondaires (cf. **Fig. E29**),

Fig. E29

Exemple de tableau
secondaire (Prisma Plus
G)



E21

- les tableaux terminaux (cf. Fig. E30).

Fig. E30

Tableaux de distribution
terminale



[a] Prisma Plus G Pack



[b] Kaedra



[c] Mini-Pragma

Les tableaux de distribution pour des applications spécifiques (par exemple chauffage, ascenseur, process industriel) peuvent être installés :

- à côté du tableau général BT,
- à proximité de l'application concernée.

2.1.2 Les types de réalisation de tableaux

Il existe les tableaux :

- traditionnels dans lesquels l'appareillage est généralement fixé dans le fond de l'enveloppe sur un châssis,
- fonctionnels dédiés à des applications

Les tableaux traditionnels

L'appareillage (Interrupteurs, disjoncteurs, interrupteurs fusibles, etc.) est généralement monté sur châssis à l'arrière de l'enveloppe. Les appareils de signalisation et de commande (appareils de mesures, lampes, boutons poussoir, etc.) sont montés sur la face avant du tableau.

L'implantation des matériels à l'intérieur du tableau nécessite une étude minutieuse prenant en compte l'encombrement de chaque matériel, les raccordements à réaliser et les distances de sécurité à respecter pour un fonctionnement sécuritaire et exempt de dysfonctionnements.

Les tableaux fonctionnels

Généralement dédiés à des applications spécifiques, ces tableaux de distribution sont équipés d'unités fonctionnelles qui regroupent l'appareillage avec ses accessoires de montage et de raccordement préfabriqués assurant ainsi un haut niveau de fiabilité et une grande souplesse de modifications de dernière minute et d'évolutions futures sur site.

- De nombreux avantages.

L'utilisation de tableaux fonctionnels de distribution s'est développée à tous les niveaux de la distribution électrique BT, du tableau général BT (TGBT) aux tableaux de distribution terminale, du fait de leurs nombreux avantages :

- la modularité du système ce qui permet d'intégrer de nombreuses fonctions dans un simple tableau de distribution dont la protection, la commande, le contrôle et la gestion technique de l'installation électrique. La

conception modulaire améliore le fonctionnement et renforce aussi la facilité de maintenance et de modifications des tableaux de distribution,

- la conception rapide du tableau de distribution car elle consiste uniquement à ajouter des unités fonctionnelles,
- la facilité de montage due aux composants préfabriqués qui peuvent être installés très rapidement,
- le bénéfice d'essais de type, ce qui confère aux tableaux fonctionnels un haut niveau de sûreté. Les nouvelles gammes Prisma Plus G et P de tableaux fonctionnels de distribution de Schneider Electric couvrent les besoins jusqu'à 4000 A. Ils offrent :
- flexibilité et facilité dans la construction des tableaux de distribution,
- certification de conformité du tableau de distribution à la norme CEI/NF EN 61439-1 et CEI/NF EN 61439-2 et assurance d'un service en toute sécurité,
- gain de temps à toutes les étapes, de la conception à l'installation, en fonctionnement, lors des modifications ou des remises à niveau,
- facilité d'adaptation, par exemple pour répondre à des normes particulières ou des habitudes de travail spécifiques en vigueur dans certains pays.

Les Figures **E28a**, **E29** et **E30** montrent des exemples de tableaux fonctionnels de distribution pour toutes les puissances et la **Figure E28b** montre un tableau fonctionnel de distribution de très grande puissance.

● Principaux types d'unités fonctionnelles.

Trois technologies de base sont utilisées pour réaliser les unités fonctionnelles.

- Unités fonctionnelles fixes (cf. **Fig. E31**).

Ces unités fonctionnelles ne peuvent pas être isolées de l'alimentation de sorte que toute intervention pour la maintenance, pour effectuer des modifications, etc. requiert la mise hors service du tableau de distribution en entier. L'installation dans ces unités fonctionnelles d'appareils amovibles ou débrochables réduit le temps de coupure et augmente la disponibilité du reste de l'installation.

- Unités fonctionnelles déconnectables (cf. **Fig. E32**).

Chaque unité fonctionnelle est montée sur une platine amovible et équipée d'un dispositif de sectionnement en amont (jeu de barres) et de dispositifs de déconnexion en aval (départ). L'unité complète peut être retirée pour maintenance, sans requérir une mise hors service générale du tableau.

- Unités fonctionnelles débrochables en tiroir (cf. **Fig. E33**).

L'appareillage et ses accessoires pour assurer une fonction électrique complète sont montés dans un tiroir (châssis horizontalement débrochable). La fonction est généralement complexe et concerne souvent la Commande Moteur.

Le sectionnement, électrique et mécanique, en amont et en aval de la fonction est assuré par le débrochage complet du tiroir, permettant un remplacement rapide d'une unité fonctionnelle en défaut sans mettre hors tension le reste du tableau de distribution.

Fig. E31

Tableau à unité fonctionnelle fixe (Prisma Plus G)



Fig. E32

Tableau à unités fonctionnelles sectionnables-déconnectables



Fig. E33

Tableau à tiroirs



E23

2.1.3 Normes CEI/NF EN 61439

Des tableaux conformes aux normes sont essentiels pour obtenir le niveau de sûreté adéquat.

Les différentes normes

La conformité aux normes applicables est essentielle afin d'assurer un niveau de fiabilité satisfaisant.

Les normes de la série CEI/NF EN 61439 ("Ensembles d'appareillage à basse tension") ont été développées afin de fournir aux utilisateurs finaux de tableaux électriques un niveau élevé de confiance en termes de **sécurité** et de **disponibilité de l'alimentation**.

Les aspects de **sécurité** englobent :

- la sécurité des personnes (risques d'électrocution),
- les risques d'incendie,
- les risques d'explosion.

La **disponibilité de l'alimentation** est un problème majeur dans de nombreux secteurs d'activité, avec un impact économique possible élevé en cas de longue interruption consécutive à une défaillance du tableau.

Les normes fournissent les exigences de conception et de vérification, de façon qu'aucune défaillance ne survienne en cas de défaut, de perturbation, ou de fonctionnement dans des conditions d'environnement sévères.

La conformité aux normes garantit que le tableau fonctionnera correctement, non seulement dans des conditions normales, mais aussi dans des conditions sévères.

Trois éléments de la norme CEI 61439-1 (NFEN 61439-1) contribuent fortement à la sûreté :

- définition claire des unités fonctionnelles,
- formes de séparation des unités, fonctionnelles en accord avec les besoins de l'utilisateur,
- essais de type et individuels bien définis.

Trois éléments des normes CEI/NF EN 61439-1 et 61439-2 contribuent de manière significative à la fiabilité :

- une définition claire des unités fonctionnelles,
- les formes de séparation interne entre les unités fonctionnelles adjacentes conformément aux exigences de l'utilisateur,
- des tests de vérification clairement définis.

2.1.4 Structure de la série de normes

Les normes de la série CEI/NF EN 61439 consistent en une norme de base donnant les règles générales, et plusieurs autres normes se référant à différents types d'ensembles.

- CEI/NF EN 61439-1 : Règles générales.
- CEI/NF EN 61439-2 : Ensembles d'appareillage de puissance.
- CEI/NF EN 61439-3 : Tableaux de répartition destinés à être utilisés par des personnes ordinaires (DBO).
- CEI/NF EN 61439-4 : Exigences particulières pour ensembles de chantiers (EC).
- CEI/NF EN 61439-5 : Ensembles pour réseaux de distribution publique.
- CEI/NF EN 61439-6 : Systèmes de canalisation préfabriquée.
- CEI/TS/NF EN 61439-7 : Ensembles pour installations publiques particulières telles que marinas, terrains de camping, marchés et emplacements analogues et pour borne de charge de véhicules électriques.

Les documents CEI/NF EN 61439-1 et 2 ont été publiés en première édition en 2009, et révisés en 2011.

2.1.5 Les améliorations majeures apportées par la norme CEI/NF EN 61439

Par rapport à la série précédente CEI/NF EN 60439, plusieurs améliorations majeures ont été introduites, pour le bénéfice de l'utilisateur final.

Exigences basées sur les attentes de l'utilisateur final

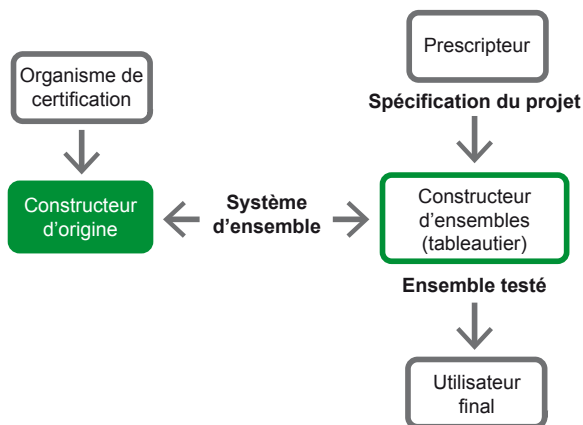
Les différentes exigences incluses dans les normes ont été introduites afin de répondre aux attentes de l'utilisateur final :

- capacité à faire fonctionner l'installation électrique,
- tenue aux surtensions
- capacité de transport de courant,
- tenue aux court-circuits,
- compatibilité électromagnétique,
- protection contre les chocs électriques,
- maintenance et amélioration des performances,
- possibilité d'installation sur site,
- protection contre les risques d'incendie,
- protection contre les contraintes environnementales.

Définition claire des responsabilités

Le rôle des différents acteurs a été clairement défini, et peut être résumé par la **Figure E33b**.

Fig. E33b
Principaux acteurs et responsabilités, telles que définies par la CEI/NF EN 61439-1&2



Les tableaux sont qualifiés **d'Ensembles**, comprenant les dispositifs de commutation, de contrôle, de mesure, de protection, équipements de régulation, avec toutes les interconnexions électriques et mécaniques internes et les pièces structurales. Les **Systèmes d'Ensembles** comprennent des composants mécaniques et électriques (enveloppes, jeux de barres, unités fonctionnelles, etc...).

Le **constructeur d'origine** est l'organisme qui a réalisé la conception d'origine et la vérification associée d'un ensemble conformément à la norme applicable. Il est responsable des **vérifications de conception**, énumérées par la CEI/NF EN 61439-2, comprenant de nombreux tests électriques.

La vérification peut être supervisée par un **organisme de certification**, qui fournit des certificats pour le constructeur d'origine. Ces certificats peuvent être communiqués au Prescripteur ou à l'utilisateur final, à leur demande.

Le **constructeur d'ensemble**, généralement un tableautier, est l'organisme qui assume la responsabilité pour l'ensemble fini. Le montage doit être réalisé selon les instructions du constructeur d'origine. Si le constructeur d'ensemble s'écarte des instructions du constructeur d'origine, il doit effectuer à nouveau de nouvelles vérifications de conception. Ces écarts devraient également être soumis au constructeur d'origine pour validation.

À la fin de l'assemblage, des **vérifications individuelles de série** (vérifications de routine) doivent être effectuées par le constructeur d'ensemble (tableautier). Le résultat est un ensemble entièrement testé, pour lequel les vérifications de conception ont été réalisées par le constructeur d'origine, et les vérifications individuelles de série effectuées par le constructeur d'ensemble.

Cette procédure donne une meilleure visibilité à l'utilisateur final, par rapport à l'approche "Ensembles de série" et Ensembles dérivés de série" proposée par la précédente norme CEI/NF EN 60439.

Clarifications sur les vérifications de conception, les exigences de conception (nouvelles ou mises à jour) et les vérifications individuelles de série

Les nouvelles normes CEI/NF EN 61439 comprennent également :

- des exigences de conception nouvelles ou mises à jour (par exemple: nouveau test de levage),
- une clarification notable des **vérifications de conception** à effectuer. Sont fournies également les méthodes acceptables qui peuvent être utilisés (ou non) pour réaliser ces vérifications, pour chaque type d'exigence,
- une liste plus détaillée des **vérifications individuelles de série**, et des exigences plus sévères concernant les distances d'isolement.

Les paragraphes suivants fournissent des détails sur ces évolutions.

2.1.6 Les exigences de conception

Pour qu'un système d'ensemble ou tableau soit conforme aux normes, différentes exigences sont applicables. Ces exigences sont de 2 types :

- exigences de **construction**,
- exigences de **performance**.

Voir en **Fig. E33c** la liste détaillée des exigences.

La conception du système d'ensemble doit respecter ces exigences, sous la responsabilité du **constructeur d'origine**.

2.1.7 Vérification de conception

La vérification de la conception, sous la responsabilité du **constructeur d'origine**, est destinée à vérifier la conformité de la conception d'un système d'ensemble ou ensemble avec les exigences de la présente série de normes.

La vérification de conception peut être effectuée par :

- **test**, qui devrait être effectué sur la variante la plus onéreuse (pire cas),
- **calcul**, y compris l'utilisation des marges de sécurité appropriées,
- **comparaison**, avec un design de référence testé.

La nouvelle norme CEI/NF EN 61439 a nettement clarifié la définition des différentes méthodes de vérification, et spécifie très clairement laquelle de ces trois méthodes peut être utilisée pour chaque type de vérification de la conception, comme le montre la **Figure E33c**.

Fig. E33c

Liste des vérifications de conception à effectuer, et options de vérification disponibles (tableau D.1 de l'annexe D de la CEI/NF EN 61439-1)

No.	Caractéristique à vérifier	Articles ou paragraphes	Options de vérification disponibles		
			Essais	Comparaison avec une conception de référence	Evaluation
1	Résistance des matériaux et des parties :	10.2			
	Tenue à la corrosion	10.2.2	OUI	NON	NON
	Propriétés des matériaux isolants	10.2.3			
	Stabilité thermique	10.2.3.1	OUI	NON	NON
	Résistance des matériaux isolants à une chaleur anormale et au feu dus aux effets électriques internes	10.2.3.2	OUI	NON	OUI
	Résistance aux rayonnements ultraviolets (UV)	10.2.4	OUI	NON	OUI
	Levage	10.2.5	OUI	NON	NON
	Impact mécanique	10.2.6	OUI	NON	NON
	Marquage	10.2.7	OUI	NON	NON
2	Degré de protection procuré par les enveloppes	10.3	OUI	NON	OUI
3	Distances d'isolement	10.4	OUI	NON	NON
4	Lignes de fuite	10.4	OUI	NON	NON
5	Protection contre les chocs électriques et intégrité des circuits de protection :	10.5			
	Continuité réelle entre les masses de l'Ensemble et le circuit de protection	10.5.2	OUI	NON	NON

Fig. E33c (suite): Liste des vérifications de conception à effectuer, et options de vérification disponibles (tableau D.1 de l'annexe D de la CEI/NF EN 61439-1)

No.	Caractéristique à vérifier	Articles ou paragraphes	Options de vérification disponibles		
			Essais	Comparaison avec une conception de référence	Evaluation
	Tenue aux courts-circuits du circuit de protection	10.5.3	OUI	OUI	NON
6	Intégration des appareils de connexion et des composants	10.6	NON	NON	OUI
7	Circuits électriques internes et connexions	10.7	NON	NON	OUI
8	Bornes pour conducteurs externes	10.8	NON	NON	OUI
9	Propriétés diélectriques:	10.9			
	Tension de tenue à fréquence industrielle	10.9.2	OUI	NON	NON
	Tension de tenue aux chocs	10.9.3	OUI	NON	OUI
10	Limites d'échauffement	10.10	OUI	OUI	OUI ^[a]
11	Tenue aux courts-circuits	10.11	OUI	OUI ^[b]	NON
12	Compatibilité Electromagnétique (CEM)	10.12	OUI	NON	OUI
13	Fonctionnement mécanique	10.13	OUI	NON	NON

[a] La vérification des limites d'échauffement par évaluation (par exemple, par calcul) a été restreinte et clarifiée par la norme CEI/NF EN 61439. En résumé :

- pour un courant assigné > 1600 A: AUCUN CALCUL, SEULS LES TESTS SONT AUTORISÉS,

- pour un courant assigné < 1600 A: le calcul est autorisé sur la base de la CEI 60890, mais avec un déclassement obligatoire des composants de 20%.

[b] La vérification de la tenue aux courts-circuits par rapport à un modèle de référence a été clarifiée par la norme CEI/NF EN 61439.

Dans la pratique, dans la plupart des cas, il est obligatoire de faire cette vérification par un essai (essai de type), et, en tout cas, la comparaison avec une conception de référence est uniquement possible pour les dispositifs de protection contre les courts-circuits du même fabricant, et à condition que tous les autres éléments d'une liste de contrôle de comparaison très stricte aient été vérifiés (Voir Tableau 13 de la CEI/NF EN 61439-1: "Vérification de la tenue aux courts-circuits avec une conception de référence: liste de contrôle").

2.1.8 Vérification individuelle de série (vérification de routine)

La **vérification individuelle de série** est destinée à détecter les défauts des matériels et de la fabrication, et de s'assurer du fonctionnement correct de l'ensemble fabriqué. Elle est effectuée sur chacun des ensembles ou systèmes d'ensemble fabriqué, sous la responsabilité du **constructeur d'ensemble** ou **tableautier**.

Vérification à effectuer :

Fig. E33d

Liste des vérifications individuelles de série à effectuer

Vérification individuelle de série	Examen visuel	Tests
Degré de protection procuré par les enveloppes	Oui	
Distances d'isolement	Oui	Si D < distance minimale d'isolement: vérification par un test de tenue aux chocs de tension Si examen visuel non concluant (par exemple si D < 1,5 fois la distance minimale), vérification par mesure physique ou par un test de tenue aux chocs de tension
Lignes de fuite	Oui	ou mesure, si examen visuel non applicable
Protection contre les chocs électriques et intégrité des circuits de protection	Oui	Vérification aléatoire du serrage des connexions des circuits de protection
Intégration de composants incorporés	Oui	
Circuits électriques internes et connexions	Oui	Ou vérification aléatoire du serrage
Bornes pour conducteurs externes	-	Nombre, type et identification des bornes
Fonctionnement mécanique	Oui	Bon fonctionnement des organes de commande mécaniques, des verrouillages et des dispositifs de blocage, y compris ceux associés à des parties amovibles
Propriétés diélectriques	-	Test diélectrique à fréquence industrielle ou vérification de la résistance d'isolement (au-delà de 250 A)
Câblage, fonctionnement électrique et fonction	Oui	Vérification de l'exhaustivité de l'information et des marquages, inspection du câblage et de la fonction test, le cas échéant

2.1.9 Une approche précise

La nouvelle série CEI/NF EN 61439 introduit une approche précise, destinée à donner aux tableaux le bon niveau de qualité et de performance attendu par les utilisateurs finaux.

Des exigences de conception détaillées sont fournies, et un processus de vérification clair est proposé, qui différencie vérification de conception et la vérification individuelle de série (vérification de routine).

Les responsabilités sont clairement définies entre le constructeur d'origine, responsable de la conception, et la constructeur d'ensemble, responsable de l'assemblage et de la livraison à l'utilisateur final.

2.1.10 Unités fonctionnelles

La même norme définit les unités fonctionnelles :

- partie d'un ensemble comprenant tous les éléments mécaniques et électriques, y compris les appareils de connexion, qui concourent à l'exécution d'une seule fonction,
- le tableau de distribution comprend une unité fonctionnelle de tête, et une ou plusieurs unités fonctionnelles pour les circuits de sortie, en fonction des besoins de fonctionnement de l'installation.

De plus, les technologies de tableaux de distribution utilisent des unités fonctionnelles qui peuvent être fixes, déconnectables ou débrochables (voir [Indice de service](#) & Fig. E30, E31, E32).

2.1.11 Formes

(voir Fig. E34)

La séparation des unités fonctionnelles au sein de l'ensemble est assurée par des formes qui sont spécifiées pour différents types de fonctionnement.

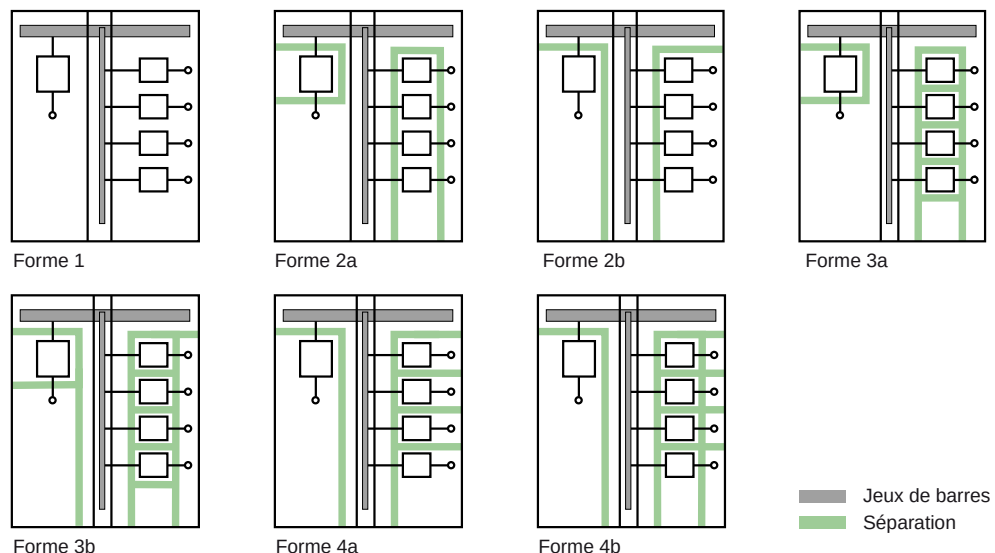
Les diverses formes sont numérotées de 1 à 4 avec des variations marquées "a" ou "b". Chaque étape (de 1 à 4) est cumulative, i.e. une forme avec un nombre plus élevé inclut les caractéristiques des formes comportant des chiffres inférieurs. La norme distingue :

- forme 1 : pas de séparation,
- forme 2 : séparation entre jeux de barres et unités fonctionnelles,
- forme 3 : séparation entre jeux de barres et unités fonctionnelles, et séparation des unités fonctionnelles entre elles, sauf au niveau des bornes de sortie,
- forme 4 : idem forme 3, incluant une séparation entre les bornes de sortie des différentes unités fonctionnelles.

Le choix de la forme à mettre en œuvre résulte d'un accord entre le constructeur et l'utilisateur.

La gamme Prisma Plus de Schneider Electric offre des solutions pour les formes 1, 2b, 3b, 4a, 4b.

Fig. E34
Représentation des
différentes formes de
tableaux de distribution
basse tension



2.1.12 Au delà de la norme

Malgré l'amélioration apportée par cette nouvelle série de normes, il y a encore quelques limitations. En particulier, pour un constructeur d'ensemble ou un tableau combinant du matériel et des dispositifs de différents fournisseurs (constructeurs), la vérification de conception ne peut être complète. Toutes les différentes combinaisons d'équipements provenant de différents fournisseurs ne peuvent pas être testées à l'étape de conception. Avec cette approche, la conformité à la norme ne peut être obtenue dans toutes les configurations particulières. La conformité est limitée à un nombre réduit de configurations.

Dans cette situation, les utilisateurs finaux sont incités à demander des certificats d'essai correspondant à leur configuration particulière, et pas seulement valable pour les configurations génériques.

D'autre part, la norme CEI/NF EN 61439 fixe une stricte limite à la substitution d'appareil par un exemplaire d'une autre série, en particulier pour la vérification d'échauffement et de tenue aux courts-circuits. Seule une substitution par un appareil de même marque et de même série, c'est-à-dire provenant du même constructeur et avec des caractéristiques de limitation (I^2t , Ipk) égales ou supérieures, peut garantir que le niveau de performance est maintenu. En conséquence, en cas de substitution par un appareil d'un autre constructeur, seuls des essais (par exemple "essais de type") permettront la conformité à la norme CEI/NF EN 61439 et de garantir la sécurité de l'ensemble.

En revanche, en plus des exigences imposées par la série CEI/NF EN 61439, une approche **Système** telle que proposée par un constructeur comme Schneider Electric fournit un niveau de confiance maximal. Toutes les différentes parties de l'ensemble sont fournies par le constructeur d'origine. Non seulement les combinaisons génériques sont testées, mais toutes les combinaisons possibles permises par la conception de l'ensemble sont testées et vérifiées.

Le niveau maximal de performance est obtenu par la **Coordination des protections**. Ceci garantit le fonctionnement combiné des dispositifs de protection et de commutation, des interconnexions électriques et mécaniques internes, ainsi que des pièces structurelles. Tous ces dispositifs ont été conçus de manière cohérente avec cet objectif à l'esprit. Toutes les combinaisons pertinentes d'appareils sont testées. Il subsiste moins de risques par rapport à l'évaluation par des calculs ou basée uniquement sur les données cataloguées. (La coordination de la protection est expliquée plus en détail dans le chapitre [L'appareillage BT : fonctions et choix](#)).

Seule l'approche Système peut fournir la tranquillité d'esprit nécessaire à l'utilisateur final, quelle que soit la perturbation possible dans son installation électrique.

2.1.13 Surveillance et contrôle à distance de l'installation électrique

La surveillance et le contrôle à distance ne sont plus désormais réservés aux grandes installations.

Ces fonctions se démocratisent et permettent à l'utilisateur de l'installation électrique de nombreuses économies. Les impacts potentiels principaux sont :

- réduction de la facture énergétique,
- réduction des coûts de structure pour le maintien opérationnel de l'installation,
- meilleure utilisation des investissements et notamment optimisation du cycle de vie de l'installation,
- meilleure satisfaction du consommateur de l'énergie (par exemple le bâtiment ou le processus industriel) par une amélioration de la disponibilité ou de la qualité de l'énergie.

Modbus s'impose progressivement comme standard ouvert de communication au sein du tableau électrique ainsi que du tableau vers les applications clientes de supervision et de contrôle. Modbus existe sous deux implémentations : la paire torsadée (RS 485) et Ethernet-TCP/IP (IEEE 802.3).

Le site www.modbus.org met à disposition l'ensemble des spécifications de ce bus et référence progressivement l'ensemble des produits et sociétés qui ont rejoint ce standard industriel ouvert.

L'usage des technologies Web participe largement à cette démocratisation en diminuant drastiquement le coût d'accès à ces fonctions, en offrant une interface désormais connue de tous (les pages Web) et en offrant une ouverture et une évolutivité encore inexistantes il y a quelques années.

2.2 Les canalisations

2.2.1 Distribution par câbles et conducteurs isolés

Deux types de distribution sont possibles :

- par câbles et conducteurs isolés,
- par canalisations préfabriquées.

Définitions

Conducteur

Un conducteur comprend une simple âme métallique avec ou sans une enveloppe isolante.

Câble

Un câble est constitué d'un certain nombre de conducteurs, électriquement séparés mais mécaniquement solidaires, généralement enrobés dans une gaine protectrice souple.

Chemin de câbles

Le terme chemin de câbles désigne l'installation de conducteurs et/ou de câbles avec une connotation de support et de protection, par exemple : les termes câbles sur tablette, échelle à câbles, câbles dans des goulottes, câbles dans des caniveaux, etc.... sont tous dénommés « chemin de câbles ».

2 Le système d'installation

A noter que ces différents modes de pose, répertoriés dans la norme CEI 60364-5-52 **et pour la France, la norme NF C 15-100 partie 5-52, NF C 15-100**, influent sur la valeur de l'intensité admissible qu'ils peuvent véhiculer (voir [Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation](#) et [Calcul d'une installation suivant la norme française](#)).

Repérage des conducteurs

Les repérages respectent toujours les trois règles suivantes :

règle 1

La double coloration vert-et-jaune est exclusivement réservée au conducteur de protection PE et PEN.

règle 2

Lorsqu'un circuit comporte un conducteur neutre, celui-ci doit être repéré en bleu clair (ou par le chiffre 1 pour les câbles à plus de 5 conducteurs).

Lorsqu'un circuit ne comporte pas de neutre, le conducteur bleu clair peut être utilisé comme conducteur de phase s'il est intégré à un câble à plus d'un conducteur.

règle 3

Les conducteurs de phase peuvent être repérés par toute couleur sauf :

- vert-et-jaune,
- bleu clair (voir règle 2).

Les conducteurs dans un câble sont identifiés, soit par leur couleur, soit par des chiffres (cf. **Fig. E35**).

Fig. E35
Repérage des conducteurs selon la constitution des circuits

Nombre de conducteurs du circuit	Circuit	Canalisations fixes									
		Conducteurs isolés					Câbles multiconducteurs rigides et souples				
		Ph	Ph	Ph	N	PE	Ph	Ph	Ph	N	PE
1	de protection ou de terre					V/ J					
2	monophasé entre phases	R3	R3				N	BC			
	monophasé entre phase et neutre	R3			BC		N			BC	
	monophasé entre phase et neutre (PEN)	R3			V/ J		N			V/J	
3	triphasé sans neutre	R3	R3	R3			N	B	BC		
	2 phases + neutre	R3	R3		BC		N	B		BC	
	2 phases + conducteur de protection	R3	R3			V/ J	N	BC			V/J
	monophasé phase-neutre + conducteur de protection	R3			BC	V/ J	N			BC	V/J
4	triphasé avec neutre	R3	R3	R3	BC		N	B	N	BC	
	triphasé sans neutre + conducteur de protection	R3	R3	R3		V/ J	N	B	BC		V/J
	2 phases + neutre + conducteur de protection	R3	R3		BC	V/ J	N	B		BC	V/J
	triphasé avec conducteur PEN	R3	R3	R3	V/ J		N	B	BC	V/J	
5	triphasé + neutre + conducteur de protection	R3	R3	R3	BC	V/ J	N	B	N	BC	V/J
> 5		conducteur de protection : V/J ● autres conducteurs : N avec numérotage en chiffre, le chiffre 1 étant réservé au conducteur neutre s'il existe									

V/J : vert et jaune

N : noir

R3 : conforme à la règle 3

BC : bleu clair

B : brun

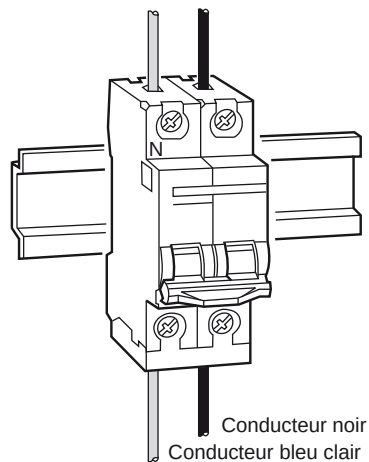
Note : si le circuit comporte un conducteur de protection et si le câble disponible ne comporte pas de conducteur vert-et-jaune, le conducteur de protection peut être constitué :

- soit d'un conducteur vert-et-jaune séparé,
- soit du conducteur bleu si le circuit ne comporte pas de conducteur neutre,
- soit d'un conducteur noir si le circuit comporte un conducteur neutre.

Dans les deux derniers cas, le conducteur ainsi utilisé doit être repéré par des bagues ou des repères de couleur vert-et-jaune disposés à tout endroit où son enveloppe est apparente et, en tout cas, à proximité de chaque connexion.

Les cordons d'alimentation des appareils mobiles sont repérés comme des câbles multipolaires souples (cf. **Fig. E36**).

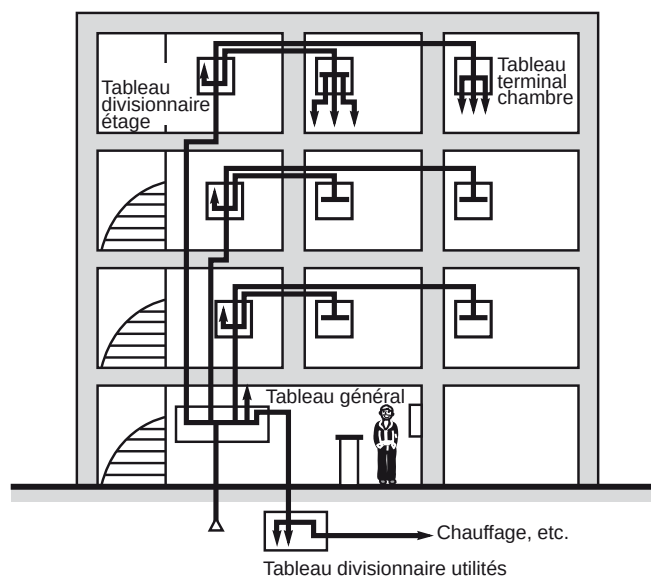
Fig. E36
Repérage sur un
disjoncteur phase +
neutre



Méthode de distribution et d'installation

(cf. **Fig. E37**)

Fig. E37
Distribution radiale par
câbles (exemple d'un
hôtel)



La distribution électrique est réalisée via des chemins de câbles qui supportent des conducteurs isolés ou des câbles assurant leur fixation et leur protection mécanique.

2.2.2 Canalisations électriques préfabriquées (Distribution répartie)

Le raccordement à la prise de terre des éléments conducteurs d'un bâtiment et des masses des appareils électriques contribuent à éviter l'apparition de toute tension dangereuse entre les parties simultanément accessibles.

2 Le système d'installation

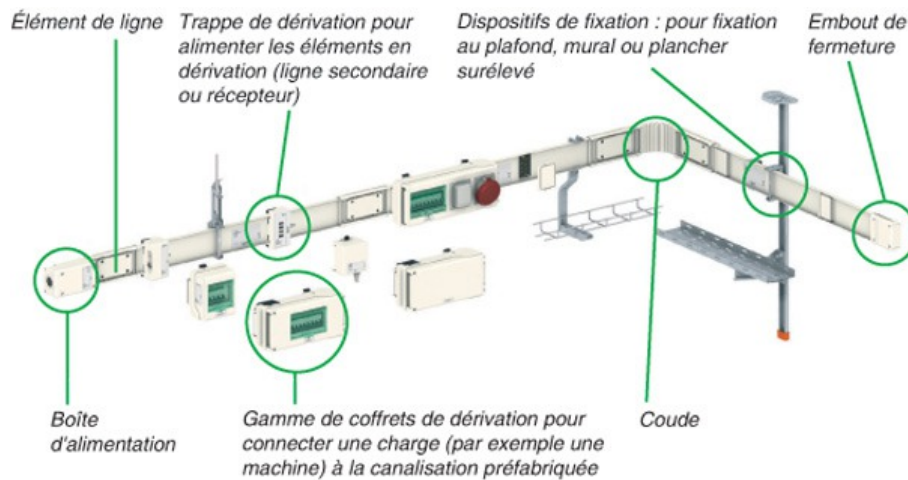
Les canalisations électriques préfabriquées sont conçues pour distribuer l'énergie (de 20 A à 5000 A) et pour alimenter l'éclairage (dans cette application, les canalisations peuvent jouer un double rôle : celui de distribuer l'énergie électrique et de supporter physiquement les appareils d'éclairage).

2.2.3 Composants de la distribution répartie

Une canalisation électrique préfabriquée comprend un ensemble de conducteurs protégés par un coffret de protection (cf. **Fig. E38**). Utilisés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique, les systèmes de canalisations électriques préfabriquées présentent en sortie usine tous les composants, dispositions constructives et caractéristiques nécessaires à leur installation sur site : des connecteurs, des éléments droits, des éléments d'angle, des dispositifs d'installation, etc. Les prises de dérivation placées à des intervalles réguliers rendent disponible l'énergie électrique en tous points de la distribution.

Fig. E38

Conception d'un système de canalisations électriques préfabriquées de distribution pour des intensités de courants de 25 A à 4000 A

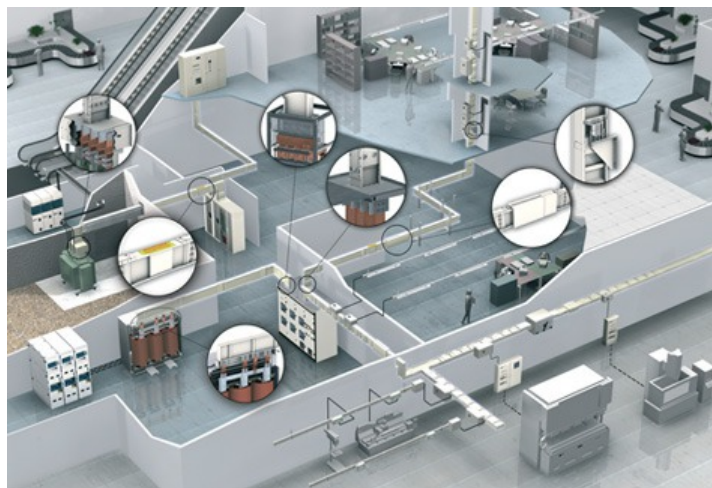


2.2.4 Les différents types de canalisations préfabriquées

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont présents à tous les niveaux de la distribution : de la liaison entre le transformateur et le tableau général BT à l'alimentation des prises de courant et de l'éclairage dans les bureaux et/ou à la distribution d'énergie dans les ateliers.

Fig. E39

Distribution radiale avec des canalisations préfabriquées



Il y a essentiellement trois catégories de canalisations préfabriquées.

- Canalisation préfabriquée (liaison) du transformateur au TGBT.

L'installation de cette canalisation préfabriquée peut être considérée comme définitive et ne sera très vraisemblablement jamais modifiée. Il n'y a pas de prises de dérivation.

Fréquemment utilisée sur de courte distance, elle est presque toujours installée pour des valeurs d'intensités de 1600 A/2000 A c'est-à-dire quand, pour une distribution par câbles, le niveau d'intensité impose la mise en parallèle des câbles ce qui rend l'installation difficile ou impossible à réaliser. Ces canalisations préfabriquées sont aussi utilisées entre le TGBT et les tableaux de distribution en aval.

- Canalisation préfabriquée de distribution à faible ou forte densité de dérivation
En aval d'une canalisation préfabriquée principale, deux types d'application peuvent être alimentées :
 - pour des bâtiments de taille moyenne (ateliers industriels avec des presses à injection, des machines à souder, etc. ou hypermarchés avec de gros consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi peuvent être assez élevés (respectivement de 20 à 70 kA et de 100 A à 1000 A).
 - pour des sites de petite taille (atelier avec des machines-outils, usine textile avec des métiers à tisser, supermarchés avec des petits consommateurs). Les niveaux de courants de court-circuit et de courants d'emploi sont plus faibles (respectivement de 10 à 40 kA et de 40 A à 400 A).
 Les canalisations préfabriquées de distribution répondent aux besoins des utilisateurs en terme de :
 - modifications et évolution sur site grâce à la haute densité des prises de dérivation,
 - sûreté et continuité de service du fait que les coffrets de dérivation peuvent être connectés sous tension en toute sécurité.
 Le concept de la distribution répartie est aussi valable pour une distribution verticale par l'emploi de colonne montante de 100 A à 5000 A dans les grands bâtiments.
- Les canalisations préfabriquées pour l'alimentation des appareils d'éclairage
Les circuits d'éclairage peuvent être alimentés en utilisant 2 types de canalisation préfabriquée selon que les appareils d'éclairage sont fixés ou non à la canalisation préfabriquée.
 - Canalisation préfabriquée conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.
Ces canalisations préfabriquées alimentent et supportent les appareils d'éclairage (réflecteurs industriels, lampes à décharge, etc.). Elles sont utilisées dans des bâtiments industriels, des supermarchés, des grands magasins et des entrepôts. Les canalisations préfabriquées sont très rigides et conçues pour un ou deux circuits de 20 A ou 40 A. Elles ont des prises de dérivation espacées de 0,5 m à 1 m.
 - Canalisation préfabriquée non conçue pour la fixation des appareils d'éclairage.
Similaire à un système de câbles préfabriqués, ces canalisations préfabriquées sont utilisées pour alimenter tous les types d'appareils d'éclairage suspendus à la structure du bâtiment. Elles sont utilisées dans des bâtiments commerciaux (bureaux, magasins, restaurants, hôtels, etc.) et souvent installées, dans les faux plafonds. Les canalisations préfabriquées sont souples et conçues pour un circuit de 20 A. Elles ont des prises de dérivation espacées de 1,2 m à 3 m.
 Les systèmes de canalisations préfabriquées répondent aux exigences d'un grand nombre de bâtiments.
- Bâtiments industriels : garages, entrepôts, bâtiments de ferme, centres logistiques, etc.
- Surfaces commerciales : magasins, centre commercial, supermarchés, hôtels, etc.
- Bâtiments tertiaires : bureaux, écoles, hôpitaux, salles de sports, bateaux de croisières, etc.

2.2.5 Normes

Les systèmes de canalisations préfabriquées doivent être entièrement conformes à la norme CEI/NF EN 61439-6.

Cette norme définit les dispositions constructives à remplir lors de la conception des systèmes de canalisations préfabriquées (par exemple : caractéristiques d'échauffement, tenue au court-circuit, tenue mécanique, etc.) ainsi que les méthodes d'essais pour les vérifier.

La norme CEI/NF EN 61439-6 définit 13 essais de série obligatoires sur les configurations ou sur les composants du système.

2.2.6 Les avantages des systèmes de canalisation préfabriquée

La flexibilité

- Facilité de changer la configuration (modification sur site pour changer la configuration d'une ligne de production ou pour étendre la surface de production).
- Réutilisation des composants (les composants restent intacts) : quand une modification majeure est réalisée sur une installation, les canalisations préfabriquées sont faciles à démonter et à réutiliser.
- Disponibilité de l'énergie en tout point de l'installation (possibilité d'avoir des prises de dérivation tous les mètres).
- Vaste choix de coffrets de dérivation.

La simplicité

- Conception pouvant être réalisée indépendamment de la distribution et de l'emplacement des consommateurs de courant.
- Performances indépendantes de la mise en œuvre : la mise en œuvre d'une distribution par câbles impose un grand nombre de facteurs de correction.
- Plan de la distribution clair.
- Réduction du temps de montage : le système de canalisation préfabriquée permet de réduire les temps de montage de 50% par rapport à une installation traditionnelle par câbles.
- Garantie constructeur.
- Temps de mise en œuvre contrôlé : le concept du système de canalisation préfabriquée garantit qu'il n'y a pas de mauvaises surprises lors du montage. Le temps de montage est clairement connu à l'avance et éventuellement une solution rapide peut être proposée à tout problème rencontré sur site grâce à ce système adaptable et évolutif.
- Facile à mettre en œuvre grâce à des composants qui sont faciles à manipuler, simples et rapides à connecter.

La sûreté

- Fiabilité garantie par fabrication usine.
- Composants et éléments détrompés.
- Assemblage séquentiel des éléments droits et des dérivations rendant impossible le risque d'erreurs.

La continuité de service

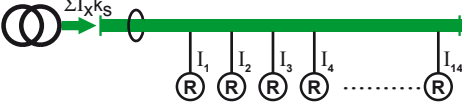
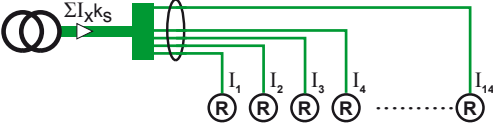
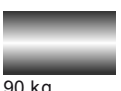
- Grand nombre de prises de dérivation permettant d'alimenter facilement en énergie tout nouveau consommateur de courant. La connexion ou la déconnexion d'un consommateur est rapide et peut être réalisée en toute sécurité même sous tension. Ces deux actions (d'ajout ou de modification) se réalisent sans avoir à arrêter l'exploitation.
- Recherche de défaut rapide et facile du fait que les consommateurs sont proches de la ligne.
- Maintenance non nécessaire ou réduite au minimum.

Une contribution majeure au développement durable

- Le système de canalisation préfabriquée permet une combinaison des circuits. En comparaison à une distribution traditionnelle par câbles, le total des consommations de matières premières, cuivre et isolants, et d'énergie est divisé par 3 du fait du concept de distribution répartie réalisée par le système de canalisation préfabriquée (cf. **Fig. E40**).
- Réutilisation des éléments et tous ses composants sont complètement recyclables.
- Ne contient pas de PVC et ne génère pas de gaz ou de déchets toxiques.
- Réduction des risques dus à l'exposition aux champs électromagnétiques.

E33

Fig. E40: Exemple pour un ensemble de 14 consommateurs de 25 A sur 34 m (pour busway, Canalis KS 250A).

Type de distribution	Matériau d'isolation	Pertes de puissance au long du cycle de vie
Répartie		
	 23 kg	 1 600 Joules
ks : facteur de simultanéité = 0.6		
Centralisée		
	 90 kg	 2 000 Joules
ks : facteur de simultanéité = 0.6		

2.2.7 Nouvelles caractéristiques fonctionnelles des canalisations électriques préfabriquées Canalis de Schneider Electric

Les systèmes de canalisations préfabriquées s'améliorent. Parmi les nouvelles caractéristiques sont à mentionner

- performance accrue avec un nouvel indice de protection IP55 et de nouveaux calibres de 160 A à 1000 A (KS),
- nouvelles offres d'éclairage avec des connecteurs de lampes précâblés et de nouvelles gaines,
- nouveaux accessoires de fixation : système rapide de fixation, des gaines à câbles, support partagé avec circuit VDI (voix, données, image).

Les systèmes de canalisations préfabriquées sont parfaitement intégrés avec l'environnement

- couleur blanche pour se fondre dans l'environnement de travail, naturellement intégrés dans une gamme de produits de la distribution électrique,
- conformité aux Directives Européennes pour la réduction des substances dangereuses (RoHS).

2.2.8 Exemples de systèmes de canalisations préfabriquées

Voir [\[les offres de canalisations préfabriquées\]](#) de Schneider Electric

Fig. E42

Canalisation préfabriquée rigide conçue pour supporter les luminaires : Canalis KBA et KBB (25 A et 40 A)



Fig. E43

Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KN (40 à 160 A)

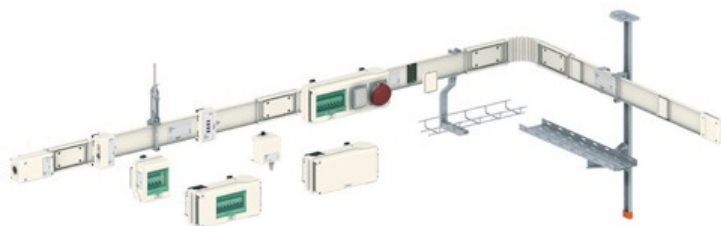


Fig. E44

Canalisation préfabriquée pour la distribution de moyenne puissance : Canalis KS (100 à 1000 A)



Fig. E45

Canalisation préfabriquée pour la distribution de forte puissance : Canalis KT (800 à 5000 A)



2.3 Choix de canalisations préfabriquées en présence de courants harmoniques

2.3.1 Introduction

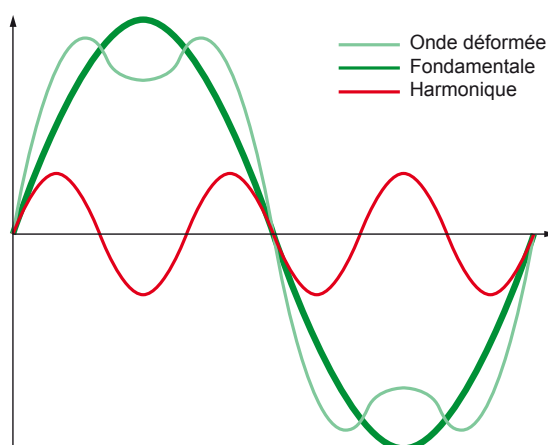
Les courants harmoniques sont générés par la plupart des charges électroniques modernes, que l'on rencontre dans toutes les installations des secteurs industriel, commercial et résidentiel. Ces charges électroniques utilisent des dispositifs électroniques de puissance qui sont responsables de la génération des courants harmoniques.

Charge non-linéaires typiques :

- équipement industriel (machines à souder, fours à induction, redresseurs, chargeurs de batteries),
- variateurs de Vitesse pour moteurs à courant alternatif ou continu,
- alimentations sans Interruption (ASI),
- matériel informatique (ordinateurs, écrans, serveurs, photocopieurs, imprimantes, etc.),
- appareils domestiques (téléviseurs, fours à micro-ondes, lampes fluorescentes, variateurs de lumière, etc.).

Fig. E46

Allure d'un courant déformé par les harmoniques.



E35

Les charges électroniques d'aujourd'hui partagent un élément commun : le circuit d'alimentation électronique. Les avantages de l'alimentation électronique sont son coût, son rendement, et la capacité de réguler sa tension de sortie. Pour cette raison, on en retrouve dans une grande variété d'appareils courants, mono- ou triphasés. Les courants harmoniques sont un sous-produit naturel de la manière dont une alimentation électronique absorbe du courant au réseau. Pour être plus efficace, ce dispositif absorbe un courant pendant une faible partie de la période de la tension.

Les installations où l'on peut trouver ces dispositifs en grand nombre sont les centres informatiques, banques, centres de données Internet, etc.

Les courants harmoniques générés par ces charges peuvent poser quelques problèmes :

- distorsion de la tension, responsable de la défaillance de certains équipements électriques,
- augmentation des pertes, le courant efficace étant plus élevé que le courant fondamental,
- risque de résonance lorsque des condensateurs de correction de facteur de puissance sont présents.

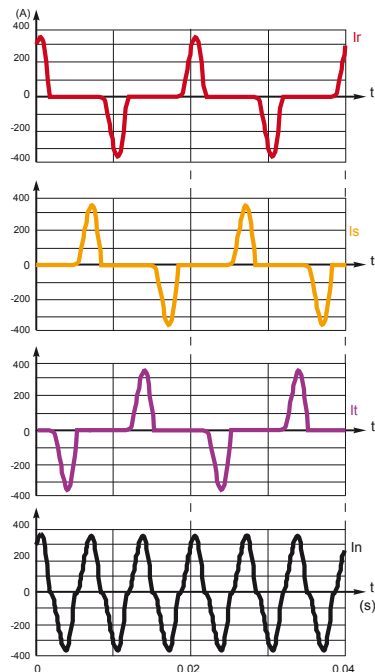
Les courants harmoniques de rang 3 (150/180 Hz) ou multiple de 3 sont spécifiquement responsables d'une augmentation du courant dans le conducteur neutre, dans les systèmes triphasés à quatre fils. C'est la raison pour laquelle il est important de choisir avec attention les canalisations préfabriquées pour les immeubles de bureaux, où la surcharge du conducteur de neutre est une préoccupation majeure.

2.3.2 Le courant neutre dans les systèmes triphasés à 4 conducteurs

La **Figure E47** représente les courants de phase et le courant neutre résultant, dans un système triphasé à quatre conducteurs, alimentant des charges monophasées non-linéaires identiques.

Fig. E47

Courants de phase et de neutre, absorbés par des charges monophasées connectées entre phase et neutre.



E36

Fig. E48

Exemples d'applications où le niveau des harmoniques (THD) est négligeable ou élevé, en fonction de la proportion de charges générant des harmoniques par rapport à des charges classiques.



Alimentation d'ateliers :

- Mélange de charges linéaires et non-linéaires (matériel informatique, onduleurs, éclairage fluoescnt et moteurs, pompes, appareils de chauffage, etc.).
- Faible probabilité de présence d'harmoniques: **THD < 33%**



Alimentation de bureaux :

- Un grand nombre de charges non-linéaires (matériel informatique, onduleurs, éclairage fluoescnt, etc.).
- Forte probabilité de présence d'harmoniques: **THD ≥ 33%**

Les spectres harmoniques des courants de phase et de neutre sont représentés sur les **Figures E49 et E50**. Le courant neutre ne contient que des composantes de rang impair multiple de 3 (soit : 3, 9, 15, ...), dont les amplitudes sont 3 fois supérieures à celles des courants de phase. Le rang 3 est bien sûr prépondérant et les autres composantes de rang multiple de 3 (soit : 9, 15, ...) contribuent très peu à la valeur efficace.

$$THD = \frac{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}{I_1} = \frac{\sqrt{I_3^2 + I_5^2 + I_7^2 + I_9^2 + I_{11}^2 + I_{13}^2 + I_{15}^2 + I_{17}^2 \dots}}{I_1}$$

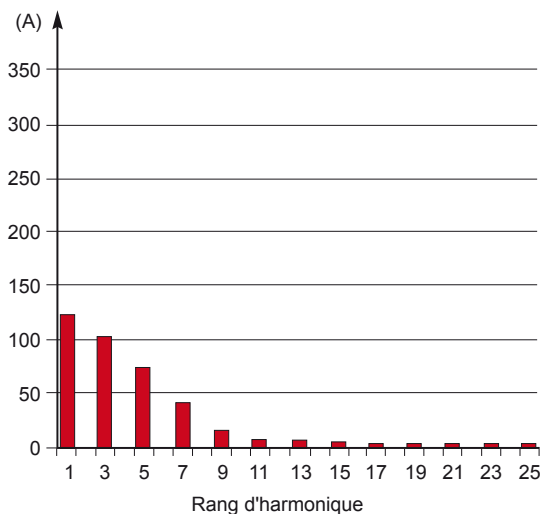
$$THD = \frac{\sqrt{73^2 + 37^2 + 11^2 + 7^2 + 5^2 + 3^2 + 2^2 + 2^2 + 1^2}}{100} = 83\%$$

Dans cet exemple, la valeur efficace du courant dans le neutre est égale à $\sqrt{3}$ fois la valeur efficace du courant dans chaque phase. Cette valeur extrême ne peut être atteinte que si les charges absorbent un courant de la forme indiquée sur la **Figure E47**.

Lorsque les charges comportent une part de circuit linéaire (moteurs, chauffage, lampes à incandescence, ...), la valeur efficace du courant dans le neutre est alors strictement inférieure à $\sqrt{3}$ fois la valeur efficace du courant dans une phase.

Fig. E49

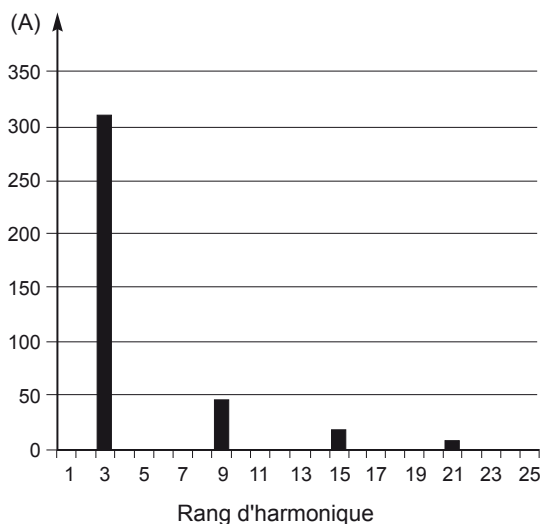
Spectre harmonique
typique du courant
absorbé par une charge
non-linéaire monophasée.



E37

Fig. E50

Spectre harmonique
typique du courant neutre
absorbé par des charges
non-linéaires
monophasées.

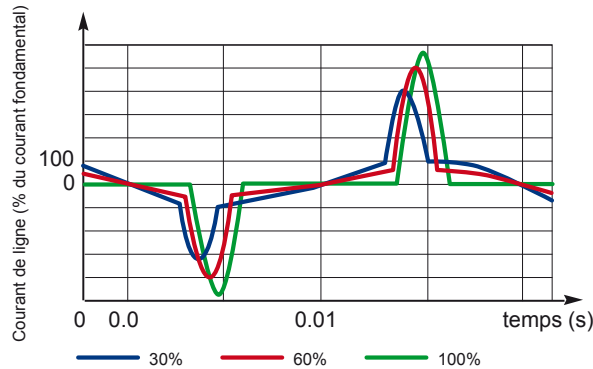


2.3.3 Facteur de charge du courant neutre

Des simulations ont été réalisées pour évaluer l'influence du taux de courant harmonique 3 sur l'amplitude du courant dans le conducteur neutre. Sur la **Figure E51**, différentes formes d'onde du courant de ligne sont représentées pour différents pourcentages de charge non-linéaire, en maintenant la puissance active totale constante. (Les charges linéaires sont supposées purement résistives).

Fig. E51

Allures du courant ligne pour différents pourcentages de charge non linéaire.



Dans les différents cas, le courant neutre a été calculé et comparé au courant de ligne. Le taux de charge du conducteur neutre (rapport du courant neutre au courant ligne) est représenté sur la **Figure E52**.

Un fort taux de charge du courant neutre peut être observé dans les installations où l'on trouve un grand nombre de charges non linéaires monophasées raccordées au neutre.

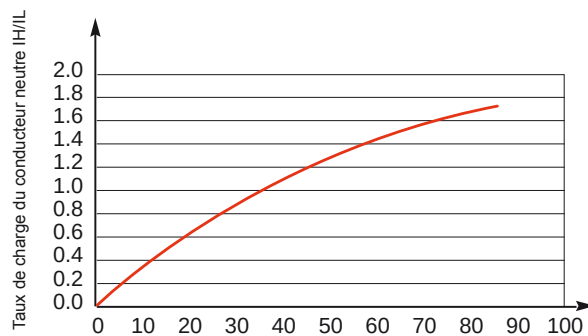
Dans ces installations, le courant neutre peut dépasser le courant de phase et une attention particulière doit être donnée au calibrage du conducteur neutre. Ceci interdit l'installation d'un conducteur de neutre de taille réduite, et le courant dans l'ensemble des quatre fils doit être pris en compte.

Toutefois, la puissance absorbée par un tel ensemble est en général limitée. Le courant neutre peut alors dépasser le courant phase, mais sur des départs peu chargés. Il y a rarement dépassement de la capacité du conducteur neutre, si sa section est égale à celle des phases.

Une pratique courante consiste à doubler la section du conducteur neutre, mais ceci n'est pas une nécessité réglementaire. Cette pratique est toutefois encouragée par des organisations telles que la "Copper Development Association".

Fig. E52

Taux de charge du conducteur neutre en fonction du taux d'harmonique 3.



Dans les installations de forte puissance (ordre de grandeur : $P > 100$ kVA ou $I > 150$ A), plusieurs facteurs contribuent à réduire la surcharge du neutre :

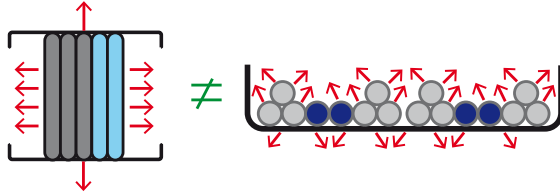
- de plus en plus d'équipements informatiques (stations de travail, serveurs, routeurs, ASI, ...) utilisent des circuits de compensation du facteur de puissance (Power Factor Correction, PFC) pour réduire considérablement les harmoniques de rang 3 générés,
- les installations de chauffage, ventilation, climatisation des bâtiments de grande taille sont alimentées en triphasé et ne contribuent donc pas à la génération d'harmonique de rang 3,
- les dispositifs d'éclairage sont soumis depuis peu à des normes de limitation des émissions harmoniques. Par ailleurs, les dispositifs d'éclairage fluoescents (avec ballast magnétique ou électronique) génèrent des courants harmoniques de rang 3 qui sont déphasés par rapport aux courants harmoniques générés par les PC. Ceci procure une atténuation vectorielle partielle.

Ce foisonnement des charges est d'autant plus important que la puissance de l'installation est importante.

Sauf cas exceptionnel, le taux d'harmonique de rang 3 dans ces installations ne dépasse pas 33% et le courant dans le conducteur neutre ne dépasse donc pas le courant dans les phases. Il n'est pas nécessaire de sur-dimensionner le conducteur neutre par rapport aux conducteurs de phases.

Fig. E53

Le doublement du conducteur neutre utilisé avec des câbles n'est pas transposable aux canalisations préfabriquées en raison de leur comportement très différent en termes de dissipation thermique.



Effet des courants harmoniques sur les canalisations électriques

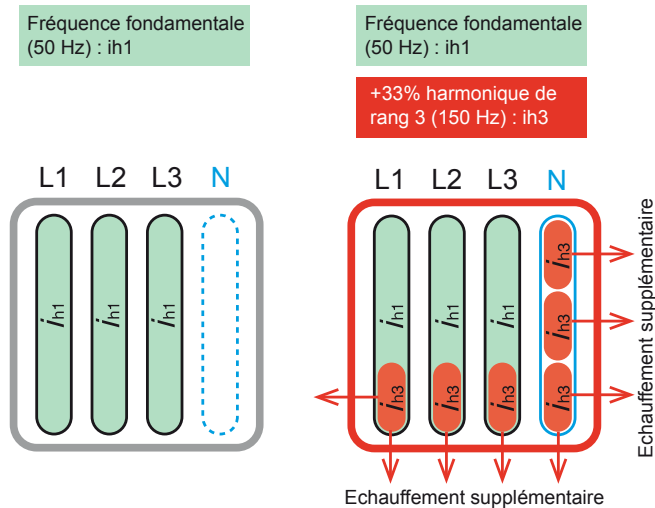
La circulation de courants harmoniques provoque un échauffement supplémentaire des canalisations électriques, pour plusieurs raisons :

- échauffement du conducteur neutre par la circulation de courants harmoniques de rang 3, alors que ce conducteur n'est normalement parcouru par aucun courant en régime sinusoïdal équilibré,
- échauffement supplémentaire de tous les conducteurs par augmentation de l'effet de peau et des pertes par courants de Foucault, résultant de la circulation de tous les rangs d'harmoniques.

E39

Fig. E54

Illustration du risque de surchauffe avec un dimensionnement de canalisation préfabriquée standard, en présence d'un niveau élevé d'harmonique de rang 3.



La modélisation séparée des pertes générées par chaque rang d'harmonique révèle l'impact des courants harmoniques dans les canalisations préfabriquées. Des mesures thermiques ont également été effectuées sur des canalisations préfabriquées avec circulation de courants harmoniques de fréquences différentes.

La même approche a été utilisée pour comparer les deux types différents de construction de barres, avec la même section totale des conducteurs actifs: avec un neutre doublé et un neutre à 100% normal. Voir la **Figure E55**.

Placé dans les mêmes conditions, un système de canalisation préfabriquée avec 4 conducteurs identiques aura une élévation de la température inférieure à celle d'un système avec un neutre à 200% avec la même section totale de conducteurs. Il est alors parfaitement adapté à cette situation. Bien entendu, le choix de la taille des conducteurs doit prendre en compte le possible courant circulant à travers le conducteur de neutre.

Fig. E55

Vue en coupe de deux architectures de canalisation.

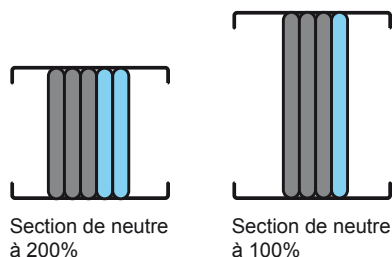
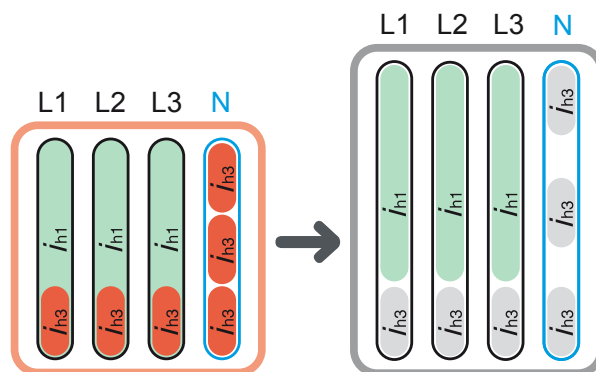


Fig. E56

La solution la plus efficace = réduire la densité de courant dans tous les conducteurs, en sélectionnant le bon calibre de canalisation préfabriquée (neutre simple).



2.3.4 Procédure de choix simplifiée

La première étape du choix d'une canalisation préfabriquée est d'évaluer les courants de phase ainsi que le taux d'harmonique 3.

A noter que le taux d'harmonique 3 a un impact sur le courant dans le neutre et donc sur le dimensionnement de toutes les composantes d'une installation :

- tableaux de distribution,
- appareillage de protection et de répartition,
- câbles et canalisations.

Suivant le taux estimé d'harmonique 3, trois cas sont possibles :

Taux d'harmonique 3 inférieur à 15% ($i_{h3} \leq 15\%$)

Le conducteur neutre est considéré comme non chargé. La section des conducteurs de phases est fonction seulement du courant dans les phases. Conformément aux normes CEI, la section du conducteur neutre peut être inférieure à la section des phases si la section est supérieure à 16mm² en Cuivre ou 25 mm² en Aluminium.

Taux d'harmonique 3 compris entre 15 et 33% ($15 < i_{h3} \leq 33\%$)

Le conducteur neutre est considéré comme chargé. Le courant d'emploi des canalisations multipolaires doit être réduit d'un facteur 0,84 (ou inversement : choisir une canalisation dont le courant d'emploi est égal au courant calculé, divisé par 0,84).

Ceci conduit en général au choix d'une canalisation du calibre juste supérieur. La section du neutre doit être impérativement égale à la section des phases.

Taux d'harmoniques 3 supérieur à 33% ($i_{h3} > 33\%$)

Le conducteur neutre est considéré comme chargé. L'approche recommandée consiste à adopter une canalisation multipolaire où la section du neutre est égale à la section des phases. Le courant du conducteur neutre est alors prépondérant pour la détermination de la section des conducteurs.

Ceci conduit en général au choix d'une canalisation de calibre supérieur, avec un écart de 2 calibres.

Exemple pour l'offre Canalis KT de Schneider Electric :

Calibre (A)	Taux d'harmonique faible	Taux d'harmonique usuel	Taux d'harmonique élevé
1000	KTC1000	KTC1000HRB	KTC1350HRB
1350	KTC1350	KTC1350HRB	KTC1600HRB
1600	KTC1600	KTC1600HRB	KTC2000HRB
2000	KTC2000	KTC2000HRB	KTC2500HRB
2500	KTC2500	KTC2500HRB	KTC3200HRB
3200	KTC3200	KTC3200HRB	KTC4000HRB
4000	KTC4000	KTC4000HRB	
5000	KTC5000		

2.3.5 Conclusions

Les installations tertiaires en particulier sont sujettes à la circulation de courants harmoniques de rang 3 présentant un risque de surcharge du conducteur neutre. Les performances des canalisations préfabriquées de construction standard ont été analysées en détail.

Une procédure simplifiée de dimensionnement a été proposée pour le choix des canalisations préfabriquées adaptées à la circulation de courant harmonique de rang 3, en particulier dans le conducteur neutre.

Le doublement de la section du neutre n'est pas la solution optimale.

Les canalisations préfabriquées de construction standard avec sections égales des conducteurs actifs sont parfaitement adaptées au problème.

La conception est valable tant qu'une surcharge du neutre réaliste est prise en considération et est appliquée à l'ensemble du système.

Fig. E57
Vue en coupe transversale d'une CEP standard, sans et avec harmoniques.

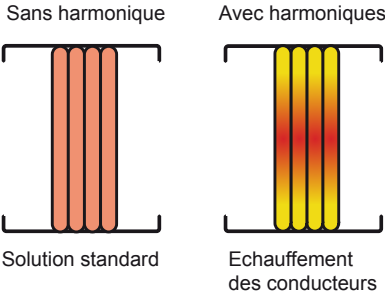


Fig. E58
Comparaison entre la solution double-neutre et la solution à neutre simple correctement choisie.

	Solution à neutre double		
Elévation de température (°K)	200% Neutre	100% Neutre	Le neutre double <i>ne permet pas d'éviter un échauffement supplémentaire</i>
Conducteur de phase (moyenne)	63.5	41.5	
Conducteur neutre	56	39	
Enveloppe (maximum)	55	39	Même si la section totale des conducteurs est identique dans les deux structures
	200% Neutre	100% Neutre	
Section des conducteurs de phase (mm²)	960	1200	
Section du conducteur neutre (mm²)	1920	1200	
Section totale (mm²)	4800	4800	

Une approche Système cohérente

Le choix d'une canalisation préfabriquée de construction standard, validée pour véhiculer des courants harmoniques est une approche Système. La canalisation préfabriquée est optimisée et reste totalement en conformité avec les dispositifs électriques qui lui sont raccordés :

- boîtiers de dérivation,
- disjoncteurs,
- nombre de câbles.

Fig. E59
Approche Système cohérente pour tous les composants de l'installation électrique.



3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

3.1 Définition et normes

Les influences externes doivent être prises en compte pour le choix :

- des mesures appropriées pour assurer la sécurité des personnes,
- des caractéristiques des équipements électriques telles que degré de protection (IP), tenue mécanique (IK), etc.

Toute installation électrique est placée dans un environnement qui présente des risques plus ou moins importants pour :

- les personnes,
- les équipements constituant l'installation.

En conséquence, les conditions d'environnement influencent :

- la définition et le choix des équipements appropriés d'une installation,
- le choix des mesures de protection pour la sécurité des personnes (en particulier dans les emplacements spéciaux des installations électriques).

Les conditions d'environnement sont regroupées sous la dénomination "influences externes". Les normes nationales relatives aux influences externes intègrent une classification qui est basée, ou qui en est très proche, sur celle des normes CEI 60364 (pour la France, la norme NF C 15-100 § 5-51).

3.2 Classification des influences externes

Chaque condition d'influence externe est désignée par un code comprenant toujours un groupe de deux lettres majuscules et d'un chiffre.

3.2.1 Première lettre

La première lettre concerne la catégorie générale des influences externes :

- A = environnement
- B = utilisation
- C = construction des bâtiments

3.2.2 Seconde lettre

La seconde lettre concerne la nature de l'influence externe.

3.2.3 Chiffre

Le chiffre concerne la classe de chaque influence externe.

3.2.4 Exemple

Par exemple, le code AC2 signifie :

- A = environnement
- AC = environnement-altitude
- AC2 = environnement-altitude > 2,000 m

3.3 Liste des influences externes

Si plusieurs influences externes sont à considérer, elles peuvent avoir des effets indépendants ou mutuels et le degré de protection doit être choisi en conséquence.

La **Figure E60** ci-après est tirée de la norme CEI 60364-5-51 auquel il faut se référer pour plus de détails.

La NF C 15-100 partie 5-51 reprend et complète la liste des influences externes dans le tableau 512.2 (les différences sont signalées dans le tableau de la **Figure E60** en texte orange).

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

Fig. E60

Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)

Code	Influences Externes						Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement							
AA	Température ambiante (°C)						
AA1	- 60°C	+ 5°C	Frigorifique				Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA2	- 40°C	+ 5°C	Très froide				
AA3	- 25°C	+ 5°C	Froide				
AA4	- 5°C	+ 40°C	Tempérée				
AA5	+ 5°C	+ 40°C	Chaude				Normal
AA6	+ 5°C	+ 60°C	Très chaude				
AA7	- 25°C	+ 55°C	Extérieur abrité				Matériel étudié spécifiquement ou dispositions appropriées
AA8	- 50°C	+ 40°C	Extérieur non protégé				
AB	Conditions climatiques (influences combinées de la température et de l'humidité)						
	Température de l'air (°C)		Humidité relative (%)		Humidité absolue g/m ³		
	Basse	Haute	Basse	Haute	Basse	Haute	
AB1	- 60°C	+ 5°C	3	100	0,003	7	Des dispositions particulières doivent être prises
AB2	- 40°C	+ 5°C	10	100	0,1	7	
AB3	- 25°C	+ 5°C	10	100	0,5	7	
AB4	- 5°C	+ 40°C	5	95	1	29	Normal
AB5	+ 5°C	+ 40°C	5	85	1	25	
AB6	+ 5°C	+ 60°C	10	100	1	35	Des dispositions particulières doivent être prises
AB7	- 25°C	+ 55°C	10	100	0,5	29	
AB8	- 50°C	+ 40	15	100	0,04	36	
AC	Altitude						
AC1	≤ 2000 m						Normal
AC2	> 2000 m						Peut nécessiter un facteur de déclassement
AD	Présence d'eau						
AD1	Négligeable		La possibilité de présence d'eau est négligeable				IPX0
AD2	Chutes de goutte d'eau		Possibilité de chutes verticales de gouttes d'eau				IPX1 or IPX2
AD3	Aspersion d'eau		Possibilité d'eau tombant "en pluie"				IPX3
AD4	Projection d'eau		Possibilité de projection d'eau dans toutes les directions				IPX4
AD5	Jets d'eau		Possibilité de jets d'eau dans toutes les directions				IPX5
AD6	Paquets d'eau		Possibilité de vagues d'eau				IPX6
AD7	Immergeables		Possibilité de recouvrement intermittent, partiel ou total, d'eau				IPX7
AD8	Submersibles		Possibilité de recouvrement d'eau de façon permanente et totale				IPX8
AE	Présence de corps solides étrangers						
			La plus petite dimension		Exemple		
AE1	Négligeable						IP0X
AE2	Petits objets		2.5 mm		Outils		IP3X
AE3	Très petits objets		1 mm		Fils		IP4X
AE4	Poussières légères						IP5X si la pénétration de la poussière n'est pas préjudiciable au fonctionnement IP6X si la poussière ne doit pas pénétrer dans les matériels
AE5	Poussières moyennes						
AE6	Poussières importantes						IP6X
AF	Présence de substances corrosives ou polluantes						
AF1	Négligeable						Normal
AF2	Atmosphérique						Selon la nature de la substance
AF3	Intermittente ou accidentelle						Protection contre la corrosion
AF4	Permanente						Matériel spécialement étudié
AG	Chocs mécaniques						
	La norme NF C 15-100 fait référence au code IK défini dans la CEI 62262, ajoute une classe AG4.						
AG1	Faibles		IK02				Normal
AG2	Moyens		IK07				Matériel à usage industriel si applicable ou protection renforcée
AG3	Importants		IK08				
AG4	Très importants		IK10				Protection très renforcée
AH	Vibrations						
AH1	Faibles		Installations domestiques ou analogues				Normal
AH2	Moyennes		Installations industrielles habituelles				Matériels spécialement étudiés ou dispositions spéciales

E43

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

Fig. E60 (suite): Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)

Code	Influences Externes		Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement			
AH3	Importantes	Installations industrielles soumises à des conditions sévères	
AJ	Autres conditions mécaniques (à l'étude)		
AK	Présence de flore ou moisissures		
AK1	Négligeable		Normal
AK2	Risque		
AL	Présence de faune		
AL1	Négligeable		Normal
AL2	Risque		
AM	Influences électromagnétiques, électrostatiques ou ionisantes		
AM1	Harmoniques, interharmoniques		Mettre en œuvre les normes CEI appropriées
AM2	Signaux sur le secteur		
AM3	Variations d'amplitude de la tension		
AM4	Tension déséquilibrée		
AM5	Variations de la fréquence fondamentale		
AM6	Tensions basse fréquence induites		
AM7	Courant continu dans les réseaux alternatifs		
AM8	Champs magnétiques rayonnés		
AM9	Champs électriques		
AM21	Tensions ou courants induits oscillatoires		
AM22	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la nanoseconde		
AM23	Transitoires unidirectionnels conduits à l'échelle de la milliseconde ou microseconde		
AM24	Transitoires oscillatoires conduits		
AM25	Phénomènes rayonnés à haute fréquence		
AM31	Décharges électrostatiques		
AM41	Ionisation		
AN	Rayonnement solaire		
AN1	Faible		Normal
AN2	Moyen		
AN3	Élevé		
AP	Effets sismiques		
AP1	Négligeables		Normal
AP2	Faibles		
AP3	Moyens		
AP4	Forts		
AQ	Coup de foudre		
AQ1	Négligeables		Normal
AQ2	Indirects (dépend du réseau d'alimentation)		
AQ3	Exposition directe du matériel		
AR	Mouvements de l'air		
AR1	Faibles		Normal
AR2	Moyens		
AR3	Forts		
AS	Vents		
AS1	Faibles		Normal
AS2	Moyens		
AS3	Forts		
B - Utilisation			
BA	Compétence des personnes		
BA1	Ordinaires		Normal
BA2	Enfants		
BA3	Handicapés		
BA4	Averties		
BA5	Qualifiées		
BB	Résistance électrique du corps humain		
	Note : La norme CEI 60364-5-51 ne développe pas cette influence externe. La NF C 15100 l'explicite en 3 classes.		
BB1	Conditions sèches ou humides		Normal
BB2	Conditions mouillées		
BB3	Conditions immergées		

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

Fig. E60 (suite): Liste des influences extérieures (tirée de l'annexe A de la norme CEI 60364-5-51)

Code		Influences Externes	Caractéristiques des matériels et mise en œuvre
A - Environnement			
BC	Contact des personnes avec le potentiel de terre		
BC1	Nuls		Classes de matériels suivant la CEI 61140
BC2	Faibles		
BC3	Fréquents		
BC4	Continus		
BD	Conditions d'évacuation en cas d'urgence		
BD1	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations faciles		Normal
BD2	Densité d'occupation faible / Conditions d'évacuations difficiles		
BD3	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations faciles		
BD4	Densité d'occupation importante / Conditions d'évacuations difficiles		
BE	Nature des matières traitées ou entreposées		
BE1	Risques négligeables		Normal
BE2	Risques d'incendie		
BE3	Risques d'explosion		
BE4	Risques de contamination		
C - Construction des bâtiments			
CA	Matériaux de construction		
CA1	Non combustibles		Normal
CA2	Combustibles		
CB	Structure des bâtiments		
CB1	Risques négligeables		Normal
CB2	Propagation d'incendie		
CB3	Mouvements		
CB4	Flexibles ou instables		
Détermination des influences externes pour un emplacement			
La réglementation des ERP et le décret sur la protection des travailleurs déterminent le risque d'incendie (BE2). C'est le chef d'établissement (arrêté du 31 mars 1980) qui doit définir les risques d'explosion (BE3).			
Le guide NF C15-103 indique le choix des matériels en fonction des influences externes.			

E45

3.4 Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK

3.4.1 Définition du code IP

(cf. Fig. E61)

Le degré de protection procuré par une enveloppe est indiqué dans le code IP, défini et recommandé dans la CEI 60529 et la NF C 15-100 § 5-51.

La protection est assurée contre les influences externes suivantes :

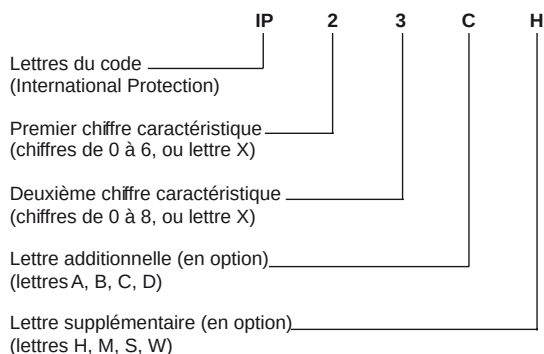
- pénétration des corps solides étrangers,
- protection des personnes contre l'accès aux parties dangereuses,
- protection contre la pénétration de poussières,
- protection contre la pénétration de liquides.

Note : le code IP s'applique aux équipements électriques pour des tensions $\leq 72,5$ kV

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

Fig. E61

Disposition des informations dans le Code IP



S'il n'est pas exigé de spécifier un chiffre caractéristique, celui-ci doit être remplacé par la lettre «X» (ou «XX» si les deux chiffres sont omis). Les lettres additionnelles et/ou les lettres supplémentaires peuvent être omises sans remplacement.

3.4.2 Éléments du code IP et leur signification

Une description brève des éléments du code IP est donnée dans le tableau suivant (cf. Fig. E62)

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

Fig. E62

Les éléments du code IP et leur signification

Élément	Chiffres ou lettres	Signification pour la protection du matériel	Signification pour la protection des personnes
Lettres du code	IP		
Premier chiffre caractéristique	0 1 2 3 4 5 6	Contre la pénétration de corps solides étrangers (non protégé) De diamètre ≥ 50 mm De diamètre $\geq 12,5$ mm De diamètre $\geq 2,5$ mm De diamètre $\geq 1,0$ mm Protégé contre la poussière Étanche à la poussière	Signification pour la protection des personnes (non protégé) Dos de la main Doigt Outil Fil Fil Fil
Deuxième chiffre caractéristique	0 1 2 3 4 5 6 7 8 9	Contre la pénétration de l'eau avec effets nuisibles (non protégé) Gouttes d'eau verticales Gouttes d'eau (15° d'inclinaison) Pluie Projection d'eau Projection à la lance Projection puissante à la lance Immersion temporaire Immersion prolongée Jet d'eau haute pression et haute température	
Lettre additionnelle (en option)	A B C D		Contre l'accès aux parties dangereuses avec: Dos de la main Doigt Outil Fil
Lettre supplémentaire (en option)	H M S W	Information supplémentaire spécifique à : Matériel à haute tension Mouvement pendant l'essai à l'eau Stationnaire pendant l'essai à l'eau Intempéries	

E47

3.4.3 Définition du code IK

La norme CEI 60262 définit un code IK qui caractérise le degré de protection procuré par une enveloppe contre les impacts mécaniques sur toutes ses faces (cf. Fig. E63).

Fig. E63

Les éléments du Code IK et leurs significations

Code IK	Énergie d'impact (en Joules)	Code AG (cf. Fig. E60)
01	$\leq 0,14$	AG1
02	$\leq 0,20$	
03	$\leq 0,35$	
04	$\leq 0,50$	AG2
05	$\leq 0,70$	
06	≤ 1	
07	≤ 2	
08	≤ 5	AG3
09	≤ 10	
10	≤ 20	AG3 AG4 ^[a]

[a] En France, la NF C 15-100 considère une quatrième classe (code AG4) d'influence externe «Chocs mécaniques»

3.4.4 Spécifications des codes IP et IK pour des tableaux de distribution

Les degrés de protection IP et IK des enveloppes doivent être spécifiés en fonction des différentes influences externes, définies par les normes CEI 60364 et NF C 15-100 § 5-51, en particulier :

3 Influences externes (CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51)

- présence de corps solides (code AE),
- présence d'eau (code AD),
- contraintes mécaniques (pas de code),
- compétence des personnes (code BA).

Les tableaux Prisma Plus sont conçus pour être installés à l'intérieur des bâtiments. Selon différents lieux d'installation, Schneider Electric recommande des valeurs à retenir pour les codes IP et IK (cf. **Fig. E64** et **Fig. E65**) sauf si des décrets, des textes réglementaires ou des normes en vigueur dans le pays imposent des dispositions particulières.

Recommandations IP

Codes IP selon les conditions d'environnement		
Normal sans risque de chute d'eau verticale	Salles techniques	30
Normal avec risque de chute d'eau verticale	Halls, Lieux de passage	31
Très sévère avec risque de projections d'eau dans toutes les directions	Ateliers	54/ 55

Recommandations IK

Code IK selon les conditions d'environnement		
Aucun risque majeur	Salle technique	07
Risque significatif d'impacts importants qui pourrait causer des dommages aux appareils	Halls, Lieux de passage	08 (Armoire avec porte)
Risque très élevé d'impacts importants qui pourrait causer des dommages à l'armoire électrique	Ateliers	10

E48

Fig. E64

Recommandations pour le choix du code IP

Fig. E65

Recommandations pour le choix du code IK

Chapitre F

Protection contre les chocs et incendies électriques

1	Protection électriques des personnes	F3
	1.1 Chocs électriques	F3
	1.2 Protection contre les chocs électriques	F4
	1.3 Contact direct et contact indirect	F4
2	Protection contre les contacts directs	F6
	2.1 Mesures de protection contre les contacts directs	F6
	2.2 Mesure de protection complémentaire contre les contacts directs	F7
3	Protection contre les contacts indirects	F8
	3.1 Mesure de protection par coupure automatique de l'alimentation	F8
	3.2 Coupure automatique en schéma TT	F9
	3.3 Coupure automatique en schéma TN	F11
	3.4 Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT	F14
	3.5 Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation	F18
4	Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement	F23
	4.1 Mesures de protection des biens contre le risque d'incendie	F23
	4.2 Protection Terre ou Ground Fault Protection (GFP)	F24
5	Mise en oeuvre du schéma TT	F25
	5.1 Schéma TT - Protection contre les contacts indirects	F25
	5.2 Schéma TT - Coordination des protections différentielles	F26
	5.3 Schéma TT - Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)	F29
	5.4 Schéma TT - Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion	F30
	5.5 Schéma TT - Protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre	F30
6	Mise en oeuvre du schéma TN	F32
	6.1 Schéma TN - Conditions préalables	F32
	6.2 Schéma TN - Protection contre les contacts indirects	F32
	6.3 Schéma TN - Dispositif différentiel à haute sensibilité	F37
	6.4 Schéma TN - Prévention dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion	F37
	6.5 Schéma TN - Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée	F38
7	Mise en oeuvre du schéma IT	F40
	7.1 Schéma IT - Conditions préalables	F40
	7.2 Schéma IT - Protection contre les contacts indirects	F41
	7.3 Schéma IT - Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)	F46
	7.4 Schéma IT - Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion	F46
	7.5 Schéma IT - Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée	F47
8	Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)	F49
	8.1 Description des DDR	F49
	8.2 Type de DDR	F49
	8.3 Sensibilité des DDR aux perturbations	F51

F1

Chapitre F

Protection contre les chocs et incendies électriques

9	Détecteurs d'arc	F58
	9.1 Les incendies d'origine électrique	F58
	9.2 Les causes des incendies d'origine électrique	F58
	9.3 Les détecteurs d'arc	F59
	9.4 Installation des détecteurs d'arc	F60

1 Protection électriques des personnes

1.1 Chocs électriques



Lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse une partie du corps humain, la personne concernée est en danger si le courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.

C'est l'effet physiopathologique résultant du passage d'un courant électrique à travers le corps humain.

Son passage affecte essentiellement les fonctions circulatoires et respiratoires et provoque parfois des brûlures. La gravité du danger qu'il présente est fonction de l'intensité du courant qui parcourt le corps, de son trajet et du temps de passage.

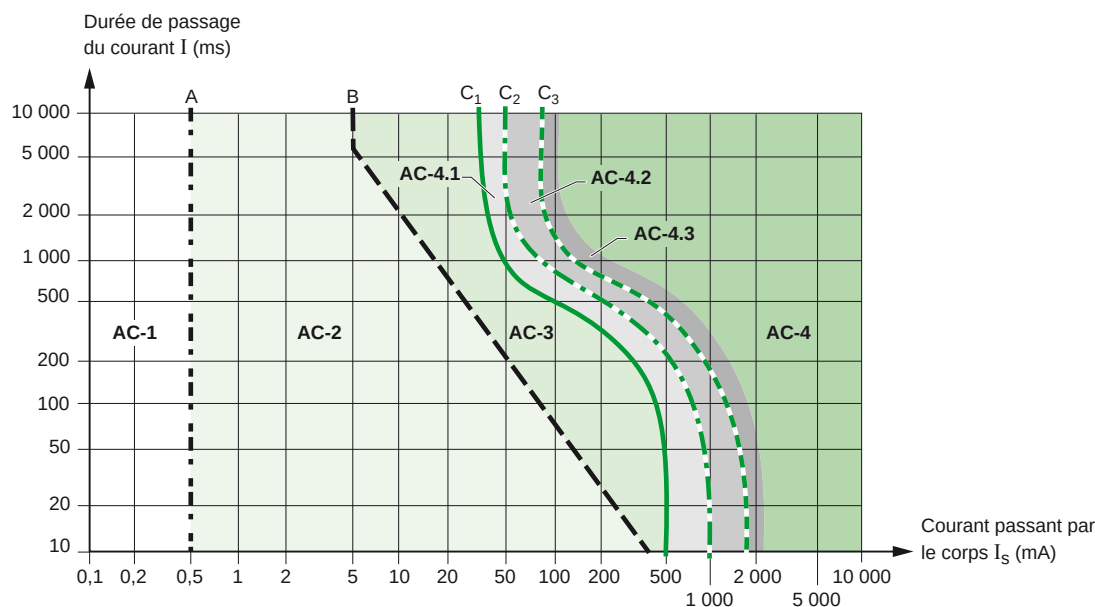
La norme CEI 60479-1 amendée en 2005 définit quatre zones "intensité du courant/durée de passage du courant". Cette norme décrit pour chacune des zones, les effets pathologiques (cf. **Fig. F1**) :

- la courbe C1 de cette norme indique que lorsqu'un courant supérieur à 30 mA traverse le corps humain longitudinalement, la personne concernée peut mourir si ce courant n'est pas interrompu dans un temps assez court.
- le point 500 ms / 100 mA, très proche de la courbe C1, correspond à une probabilité de fibrillation de l'ordre de 0,14%.

La protection des personnes contre les chocs électriques dans une installation électrique BT doit être réalisée en conformité avec les normes nationales appropriées, les textes réglementaires, les décrets, les circulaires et guides techniques, etc. en vigueur dans chaque pays. Les normes de référence sont :

- les normes CEI 60364 (série) définissant les règles d'installation,
- les normes CEI 60479 (série) définissant les effets pathologiques du courant électrique sur le corps humain,
- les normes produits CEI 60755 (dispositif différentiel DDR), CEI 61008 (interrupteur différentiel domestique), CEI 61009 (disjoncteur différentiel domestique) et CEI 60947-2 (disjoncteur industriel^[1]).
- la norme NF C 15-100,
- le décret n° 88-1056 du 14.11.88 sur la protection des travailleurs complété de ses arrêtés, circulaires, recommandations et notes techniques.

Fig. F1: Zones intensité du courant/durée de passage du courant et effets sur le corps humain d'un courant alternatif circulant de la main gauche vers les pieds



AC-1: non perception

AC-2: perception

AC-3: effet réversible : crampes musculaires

AC-4: possibilité d'effets irréversibles

Zone AC-4.1: probabilité de 0 à 5% de fibrillation cardiaque

Zone AC-4.2: probabilité de 5 à 50% de fibrillation cardiaque,

Zone AC-4.3: probabilité supérieure à 50% de fibrillation cardiaque.

Courbe A: seuil de perception du courant,

[1] Cette norme concerne les disjoncteurs, les disjoncteurs différentiels (annexe B) et les dispositifs différentiels modulaires (DDR) (annexe M) de type industriel.

1 Protection électriques des personnes

*Courbe B : seuil de contraction musculaire,
Courbe C1 : probabilité à 0% de fibrillation ventriculaire,
Courbe C2 : probabilité à 5% de fibrillation ventriculaire,
Courbe C3 : probabilité à 50% de fibrillation ventriculaire*

1.2 Protection contre les chocs électriques

Correspondance : CEI 61140 et NF EN 61140.

La règle fondamentale de protection contre les chocs électriques est définie dans la partie 4 de la norme CEI 61140 qui couvre à la fois les règles des installations électriques et celles des équipements électriques.

"Les parties actives dangereuses ne doivent pas devenir accessibles et les parties conductrices accessibles ne doivent pas devenir dangereuses"

- ni dans les conditions normales,
- ni dans des conditions de simple défaut.

Les normes et règlements imposent une protection contre les contacts indirects à toute installation électrique.

Les mesures de protection sont :

- la coupure automatique de l'alimentation (au premier ou au second défaut selon le schéma des liaisons à la terre),
- des mesures particulières en fonction de situations précises.

Différentes mesures sont adaptées à la protection contre ces dangers qui comprennent (voir la norme CEI 60364-4-41 § 410.3.3 et 410.3.5) :

- la coupure automatique de l'alimentation des équipements connectés,
- des dispositions particulières telles que :
 - utilisation de matériel isolant en classe II, ou de niveau équivalent d'isolation,
 - liaisons équipotentielle,
 - séparation électrique des circuits au moyen de transformateurs d'isolement,
 - mesure de protection par très basse tension TBTS et TBTP (Très Basse Tension de Sécurité et Très Basse Tension de Protection),
 - emplacements ou locaux non conducteurs, non accessibles au toucher ou interposition de barrière isolante, sous la surveillance d'une personne compétente.

1.3 Contact direct et contact indirect

Les normes et les règlements distinguent deux types de contacts dangereux :

- les contacts directs,
- les contacts indirects, et les mesures de protections correspondantes.

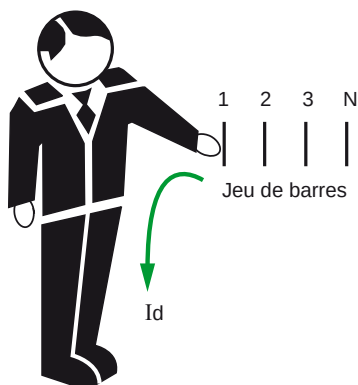
1.3.1 Contact direct

Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des conducteurs actifs (phase ou neutre) ou des pièces conductrices habituellement sous tension (cf. **Fig. F2**).

La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts directs" en "protection principale". L'ancienne appellation est toutefois conservée.

Fig. F2

Contact direct



Id : Courant de défaut
(traverse le corps humain)

F5

1.3.2 Contact indirect

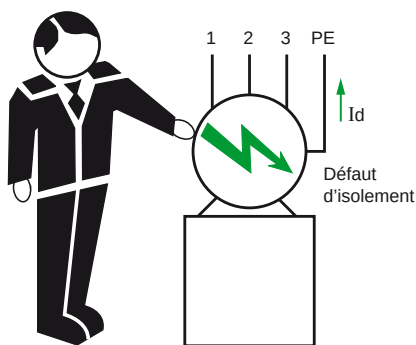
Ce terme désigne le contact de personnes ou d'animaux (domestiques ou d'élevage) avec des masses^[2] mises accidentellement sous tension. Cette mise sous tension accidentelle résulte de la défaillance de l'isolation d'un appareil.

Le courant de défaut porte la masse accessible à une tension susceptible d'être dangereuse qui, à son tour, pourrait être à l'origine d'un courant dangereux au travers de la personne en contact avec cette masse (cf. **Fig. F3**).

La norme CEI 61140 a renommé la "protection contre les contacts indirects" en "protection en cas de défaut". L'ancienne appellation est toutefois conservée.

Fig. F3

Contact indirect



Id : Courant de défaut d'isolement
(ne traverse pas le corps humain)

[2] **Masse** : partie conductrice d'un matériel électrique susceptible d'être touchée par une personne, qui n'est normalement pas sous tension, mais peut le devenir en cas de défaut d'isolement.

2 Protection contre les contacts directs

2.1 Mesures de protection contre les contacts directs

La norme CEI 60364 (NF C 15-100) distingue deux protections :

- complète (isolation, coffrets),
- partielle ou particulière.

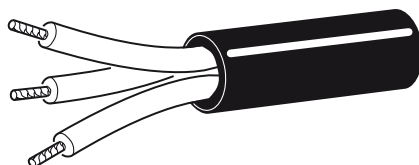
La protection contre les contacts directs est assurée :

- par "l'isolation principale" des parties actives, c'est-à-dire par des barrières ou des enveloppes,
- par la mise en œuvre d'une protection complémentaires réalisée par un dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$) et à temps de fonctionnement rapide. Ces dispositifs sont très efficaces dans la majorité des cas de contact direct.

2.1.1 Protection par isolation des parties actives

Elle consiste en une isolation conforme aux prescriptions concernant les matériels. Les peintures, laques, vernis n'assurent pas une protection suffisante (cf. Fig. F4).

Fig. F4
Protection par isolation d'un câble triphasé avec gaine



2.1.2 Protection au moyen de barrières ou d'enveloppes

C'est une mesure très utilisée puisque bon nombre de matériels sont installés dans des coffrets, des armoires, des tableaux (cf. Fig. F5).

Pour être considérés comme assurant la protection contre les contacts directs, tous ces équipements doivent posséder au moins le degré de protection IP 2X ou IP XXB (Voir [Degrés de protection procurés par les enveloppes des matériels : codes IP et IK](#)).

Par ailleurs, l'ouverture de l'enveloppe (porte, tiroirs, panneaux) ne doit pouvoir s'effectuer que :

- à l'aide d'une clé ou d'un outil, ou bien,
- après mise hors tension des parties actives, ou bien,
- avec interposition automatique d'un autre écran ne pouvant lui-même être escamoté qu'à l'aide d'une clef ou d'un outil.

Les enveloppes métalliques doivent être raccordées au conducteur de protection.

Fig. F5
Exemple d'isolation par enveloppe



2.1.3 Mesures de protection partielle

Correspondance : CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 § 4-41

- Protection au moyen d'obstacles ou par mise hors de portée.
Elle est réservée aux locaux dont l'accès est restreint aux personnes averties ou qualifiées, en pratique les locaux de services électriques. La mise en œuvre de ces mesures est détaillée dans la norme CEI 60364-4-41.

2 Protection contre les contacts directs

2.1.4 Mesures de protection particulière

La mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ≤ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS.

- Protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge.
Ce sont des cas particuliers, car ils ne permettent pas de véhiculer des puissances importantes. On se reportera utilement à leur description à la page [Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation](#).

2.2 Mesure de protection complémentaire contre les contacts directs

Toutes les mesures précédentes ont un caractère préventif. L'expérience montre que la plupart peuvent se révéler parfois défaillantes pour plusieurs raisons :

- manque d'entretien,
- imprudence, négligence, inattention,
- usure normale ou anormale d'un isolant (exemple : sollicitations mécaniques fréquentes des cordons souples),
- contact accidentel,
- présence d'eau imprévue, rendant l'isolation ou les enveloppes inefficaces.

Pour pallier ce risque, la mesure de protection complémentaire contre les contacts directs consiste à utiliser des dispositifs à courant différentiel résiduel de haute sensibilité ≤ 30 mA appelés en abrégé DDR-HS. Ils détectent tout courant qui ne se reboucle pas au travers des parties actives (phase ou neutre) et déconnectent automatiquement la partie de l'installation concernée (cf. **Fig. F6**).

Fig. F6
DDR-HS



La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA). Certains pays dont la France l'imposent dans certaines situations.

Cette protection complémentaire est exigée dans certains pays pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est aussi recommandé de limiter le nombre de prises protégées par un DDR-HS (10 prises de courant en aval d'un même DDR).

Le sous chapitre P3 indique les différents locaux dans lesquels l'utilisation de DDR- HS est obligatoire (pour quelques pays) mais dans tous les cas, elle est hautement recommandée comme protection efficace contre les dangers des contacts directs et indirects.

La NF C 15-100 édition 2002 étend l'obligation de cette mesure complémentaire aux circuits alimentant les socles de prise de courant et à certains emplacements spéciaux.

La NF C 15-100 § 411-3-3 impose cette protection complémentaire pour les circuits alimentant les socles de prise de courant jusqu'à 32 A compris, et au-delà si elles sont installées dans des locaux mouillés, et les installations temporaires (chantiers, etc.).

3 Protection contre les contacts indirects

Correspondance : CEI 60364-4-41 et NF C 15-100-4-41

Les masses sont séparées des parties actives par une isolation principale ; mais elles peuvent être mises accidentellement sous tension, à la suite d'une défaillance de cette isolation. Les normes imposent, en conséquence, la mise en œuvre d'une seconde mesure de protection contre les chocs électriques.

3.1 Mesure de protection par coupure automatique de l'alimentation

La mesure de protection contre les contacts indirects par coupure automatique de l'alimentation est réalisée si les masses sont mises à la terre.

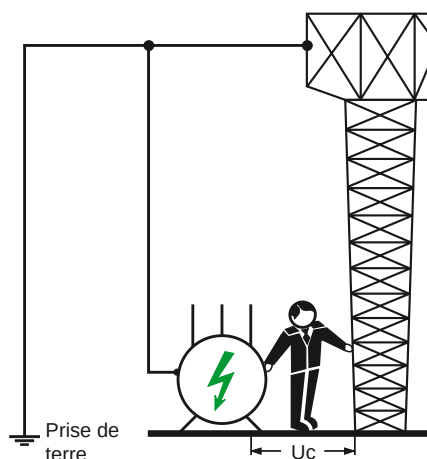
Cette mesure de protection repose sur 2 principes fondamentaux :

- mise à la terre de toutes les masses des matériels électriques de l'installation et constitution de la liaison équipotentielle principale (voir [Conducteur d'équipotentialité](#)).
- mise hors tension automatique de la partie de l'installation où se produit un défaut d'isolement, de manière à ne pas soumettre une personne à une tension de contact U_c ^[3] (cf. **Fig. F7**) pendant une durée telle qu'elle soit dangereuse.

Afin de répondre à ces 2 exigences, la norme CEI 60364-4-41 définit une valeur de tension limite de contact, des schémas des liaisons à la terre et des temps de coupure maximaux.

Fig. F7

La tension de contact U_c à l'origine du danger est une tension main/main



3.1.1 Tension limite conventionnelle de contact U_L (VEI : 826-02-04)

C'est la valeur maximale de la tension de contact présumée qu'il est admis de pouvoir maintenir indéfiniment dans des conditions d'influences externes spécifiées. La valeur de U_L est égale à 50 VCA.

Note : dans certains textes réglementaires, cette tension est dénommée tension limite de sécurité.

3.1.2 Schémas des liaisons à la terre (SLT)

La norme CEI 60364-4-41 définit 3 schémas des liaisons à la terre : schéma TN, schéma TT et schéma IT. L'objectif de ces schémas est d'empêcher qu'à la suite d'un défaut d'isolement, une personne puisse se trouver soumise à une tension de contact supérieure à $U_L = 50$ V CA pendant un temps tel qu'il puisse en résulter des dommages organiques.

La mise en œuvre d'un SLT exige aussi le dimensionnement des conducteurs et le choix et les caractéristiques des dispositifs de protection.

3.1.3 Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 impose pour chaque SLT et en fonction de la tension du réseau des temps de coupure maximaux dans les conditions suivantes :

[3] La tension de contact U_c désigne la tension apparaissant entre deux masses (ou une masse et un élément conducteur qui peut être à la terre) simultanément accessibles lors d'un ou plusieurs défauts d'isolement.

3 Protection contre les contacts indirects

- pour les circuits terminaux, les temps de coupure sont fonction du schéma des liaisons à la terre de l'installation. Ils ne doivent pas dépasser ceux des **tableaux F8**,
- pour les circuits de distribution, dans tous les cas les temps de coupure doivent être inférieurs à 5 s.

Fig. F8

Durée maximale de maintien de la tension alternative de contact présumée dans les conditions normales. La résistance du sol et la présence de chaussures est prise en compte dans ces valeurs

U _o (V)		50 < U _o ≤ 120	120 < U _o ≤ 230	230 < U _o ≤ 400	U _o > 400
Schéma	TN ou IT	0,8	0,4	0,2	0,1
	TT	0,3	0,2	0,07	0,04

3.2 Coupure automatique en schéma TT

3.2.1 Principe

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité :

$$I_{\Delta n} \leq \frac{50}{R_A}$$

avec R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation.

Dans ce type de schéma toutes les masses destinées à être protégées par un même dispositif de coupure doivent être reliées au même système de mise à la terre. Le point neutre de chaque source est relié à une terre distincte de celle des masses.

L'impédance de la boucle de défaut comprend le plus souvent deux résistances de terre, et l'intensité du défaut est, la plupart du temps, bien trop faible pour solliciter les protections de surintensité (disjoncteur ou fusible) dans le temps imparti.

La coupure automatique en schéma TT s'obtient par un dispositif différentiel résiduel (DDR) de sensibilité :

$$I_{\Delta n} \leq \frac{50}{R_A}$$

avec :

R_A résistance de la prise de terre des masses d'utilisation

$I_{\Delta n}$ seuil maximal de déclenchement du DDR.

Note :

Ce principe de protection demeure valide si la prise de terre est unique, notamment dans le cas où toutes les conditions du schéma TN ne sont pas réunies.

La définition des protections correspondantes n'exige pas la pleine maîtrise des impédances de la boucle de défaut.

Exemple (cf. Fig. F9)

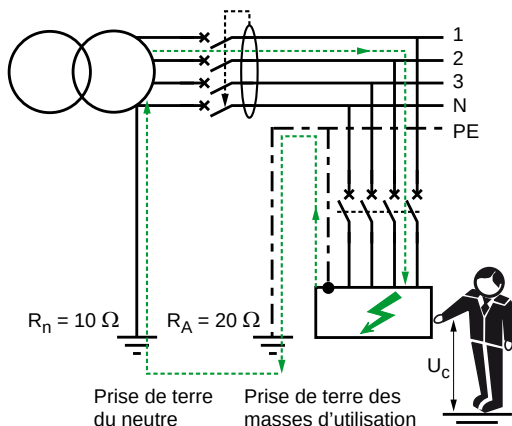
- La résistance de la prise de terre du neutre R_n est de 10 Ω.
- La résistance de la prise de terre des masses d'utilisation R_A est de 20 Ω.
- L'intensité de défaut d'isolement interne du moteur I_d est $230/30 = 7,7$ A.
- La tension de contact $U_c = I_d \times R_A = 154$ V : tension de défaut dangereuse.

Le seuil maximal de déclenchement du DDR, $I_{\Delta n}$ doit donc être $\leq 50 / 20 = 2,5$ A. La tension dangereuse sera éliminée par un DDR classique (ex. : $I_{\Delta n} = 300$ mA) en moins de 30 ms.

F9

Fig. F9

Coupage automatique en schéma TT



3.2.2 Temps de coupure maximal

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.2 et § 411.3.2.4 définit le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés en schéma TT pour la protection contre les contacts indirects :

- pour tous les circuits terminaux ayant un courant assigné ne dépassant pas 32 A, le temps maximal de coupure n'excédera pas les valeurs indiquées sur la **Figure F10**,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 1s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les DDR^[4] des circuits de distribution.

Fig. F10

Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux BT ne dépassant pas 32 A

$U_o^{[a]}$ (V)	T (s)
$50 < U_o \leq 120$	0,3
$120 < U_o \leq 230$	0,2
$230 < U_o \leq 400$	0,07
$U_o > 400$	0,04

[a] U_o est la tension nominale phase-neutre

3.2.3 Temps de coupure des DDR

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Les temps de déclenchement des DDR sont inférieurs aux temps prescrits par la majorité des normes nationales ; cette caractéristique facilite leur mise en œuvre et autorise l'organisation de la sélectivité des protections.

La **Figure F11** indique les caractéristiques temps/courants de déclenchement des DDR de type G (général) et de type S (sélectif) définies dans la norme CEI 61008. Ces caractéristiques permettent un certain niveau de déclenchement sélectif entre plusieurs combinaisons de DDR de sensibilité et de type différent comme indiqué à la page [Coordination des protections différentielles](#).

Les DDR de type industriel suivant la CEI 60947-2 permettent des possibilités de sélectivité beaucoup plus importantes du fait de leur grande souplesse de réglage en temporisation.

Les DDR instantanés ou de type S ont un temps de déclenchement conforme au tableau de la **Figure F8**.

Pour la protection des circuits de distribution, la NF C 15-100 alloue un temps maximal de 5 s aux DDR temporisés.

[4] DDR est le terme générique pour tous les dispositifs de protection fonctionnant suivant le principe du courant résiduel comme les interrupteurs et disjoncteurs différentiel, ou les [dispositifs différentiels](#). Dans ce dernier cas, les règles de sélectivité font aussi intervenir les caractéristiques de l'organe de coupure associé (par exemple DDR Vigirex associé à un disjoncteur Compact NSX).

3 Protection contre les contacts indirects

Fig. F11

Temps de coupure maximal des DDR (en secondes)

X I _{Δn}		1	2	5	> 5
Domestique	Instantané	0,3	0,15	0,04	0,04
	Type S	0,5	0,2	0,15	0,15
Industriel	Instantané	0,3	0,15	0,04	0,04
	Temporisation : 0,06 s	0,5	0,2	0,15	0,15
	Autres temporisations	Voir le constructeur			

3.3 Coupure automatique en schéma TN

3.3.1 Principe

La coupure automatique de l'alimentation en schéma TN est réalisée par les dispositifs de protection contre les surintensités ou par les DDR.

F11

Dans le schéma TN,

- un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à la borne principale,
- les masses sont mises à la terre à la borne principale au moyen des conducteurs de protection (PE).

Comme indiqué à la page [Définition des schémas des liaisons à la terre \(SLT\) normalisés](#), la manière dont le conducteur neutre est mis à la terre, dépend du type de SLT à mettre en œuvre : schéma TN-S, schéma TN-C ou schéma TN-C-S. La **Figure F12** montre un schéma TN-C : le conducteur neutre est à la fois un conducteur de protection et un conducteur neutre (PEN).

Dans tous les types de schéma TN, un défaut d'isolement^[5] est équivalent à un court-circuit phase neutre. Le niveau élevé des courants de défaut permet d'utiliser les dispositifs de protection contre les surintensités pour assurer la protection des personnes contre les contacts indirects. Cependant pendant le temps, très court, avant coupure, la tension de contact peut atteindre des valeurs excédant 50% de la tension phase neutre.

En pratique, pour des réseaux de distribution publique, des mises à la terre du conducteur de protection (PE ou PEN) du réseau sont normalement réalisées à intervalle régulier tandis que l'utilisateur est souvent tenu de réaliser une mise à la terre au point d'entrée du bâtiment.

Pour des installations de grande dimension, des mises à la terre additionnelles réparties sur l'ensemble des locaux, sont souvent réalisées afin de réduire autant que possible les tensions de contact. Dans les immeubles de grande hauteur (IGH), tous les éléments conducteurs sont reliés au conducteur de protection à chaque étage.

Afin d'assurer une protection efficace, le courant de défaut à la terre

$$Id = \frac{U_0}{Z_s} \text{ ou } 0,8 \frac{U_0}{Z_c} \text{ doit être } \geq I_a$$

avec :

- U_0 = tension nominale phase neutre.
- I_d = intensité de défaut.
- I_a = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection dans le temps spécifié.
- Z_s = impédance de la boucle de défaut, égale à la somme de toutes les impédances parcourues par le courant de défaut (source, conducteurs actifs et conducteurs de protection jusqu'au point de défaut).
- Z_c = impédance de boucle du circuit en défaut (voir "[méthode conventionnelle](#)").

Note : l'impédance du circuit de retour à la source au travers de la mise à la terre est (généralement) beaucoup plus élevée que celles mentionnées ci-dessus du fait de la résistance de terre et peut donc être négligée pour le calcul du courant de défaut.

Exemple

(cf. **Fig. F12**)

La tension de défaut $U_c = \frac{230}{2} = 115 \text{ V}$ est dangereuse ;

L'impédance de la boucle de défaut $Z_s = Z_{AB} + Z_{BC} + Z_{DE} + Z_{EN} + Z_{NA}$.

Si les impédances Z_{BC} et Z_{DE} sont prépondérantes, alors :

$$Z_s = 2\rho \frac{L}{S} = 64,3 \text{ m}\Omega, \text{ d'où}$$

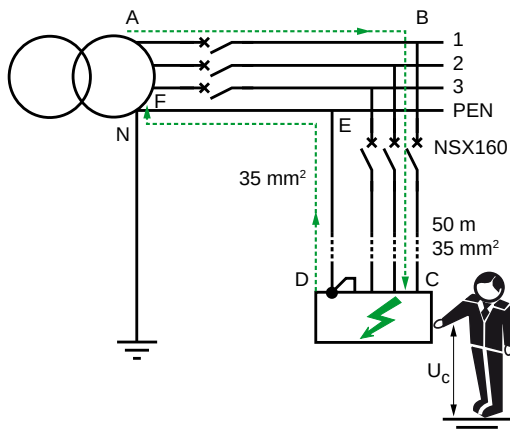
$$Id = \frac{230}{64,3 \times 10^{-3}} = 3,576 \text{ A } (\approx 22 \text{ In en considérant un disjoncteur Compact NSX160}).$$

[5] En fait s'il s'agit d'un défaut d'isolement dangereux c'est à dire phase-terre. Un défaut du conducteur neutre à la terre n'est pas dangereux (le conducteur neutre étant globalement au potentiel de la terre) donc les dispositifs de protections n'ont pas lieu de déclencher. Cependant, d'un point de vue fonctionnel, un schéma TN-S se transforme en schéma TN-C ce qui peut être préjudiciable pour des équipements sensibles, par exemple du fait de la circulation possible de courants harmoniques de neutre dans les conducteurs de terre (voir [Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BTG](#)).

3 Protection contre les contacts indirects

Fig. F12

Coupeure automatique en schéma TN



Les seuils de déclenchement des protections Instantané et Court retard du disjoncteur Compact NSX160 sont bien inférieurs à la valeur du courant de court-circuit de ce fait un déclenchement certain avec un temps de coupure très court est assuré inférieur au temps de coupure requis (0,4 s).

Le seuil de déclenchement instantané la du Compact NSX160 est bien inférieur à cette valeur ; il s'ouvrira dans le temps requis (0,4 s).

Note : la méthode conventionnelle décrite dans le guide NF C 15-105 fait l'hypothèse que les impédances amont réduisent la tension de 20%.

Elle indique donc un courant de valeur :

$$\frac{230 \times 0,8}{64,3} = 2,816A (\approx 18In)$$

3.3.2 Temps maximal de coupure

Correspondance : CEI 60364-4-41 et NF C 15-100 Partie 4-41

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.3, spécifie le temps maximal de coupure des dispositifs de protection utilisés pour la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN. Ce temps est fonction de la tension phase-terre égale presque toujours à la tension simple phase-neutre U_0 soit :

- pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure devra être inférieur à la valeur indiquée dans le tableau de la **Figure F13**,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est fixé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Note : L'utilisation de DDR peut être nécessaire en schéma TN-S, comme le prévoit la norme CEI 60364. Il est toujours possible d'y recourir en cas de difficulté (extension par exemple), à condition que le conducteur de protection et le neutre soient séparés en amont du DDR.

Fig. F13

Temps maximal de coupure pour des circuits terminaux en tension CA de courant nominal inférieur à 32 A

$U_0^{[a]}$ (V)	T (s)
$50 < U_0 \leq 120$	0,8
$120 < U_0 \leq 230$	0,4
$230 < U_0 \leq 400$	0,2
$U_0 > 400$	0,1

[a] U_0 est la tension nominale phase-neutre

3.3.3 Protection par disjoncteur

(cf. Fig. F14)

Une protection assurée par un disjoncteur, se vérifie aisément sur les courbes de déclenchement : le courant de défaut doit dépasser le seuil instantané ou de Court retard (I_m).

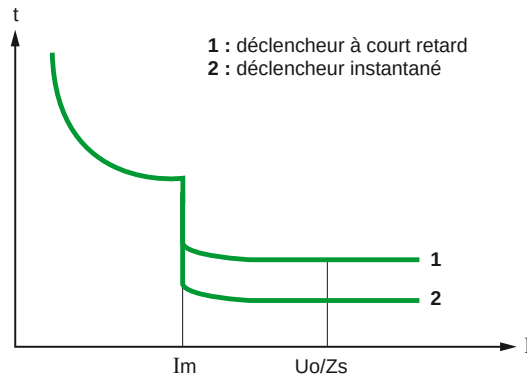
Le déclencheur Instantané d'un disjoncteur assure l'élimination d'un courant de défaut en moins de 0,1 s.

3 Protection contre les contacts indirects

En conséquence, la condition sur le temps de coupure maximal est automatiquement satisfaite car tous les déclencheurs magnétiques ou électroniques, Instantanés ou Court-retard, conviennent : $I_a = I_m$. La tolérance maximale autorisée par sa norme pour son seuil de déclenchement doit cependant être prise en considération. Il suffit donc que le courant de défaut $\frac{U_o}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_o}{Z_c}$ déterminé par le calcul (ou constaté sur site) soit supérieur au courant de déclenchement Instantané ou au seuil Court-retard, pour que la coupure soit assurée dans le temps spécifié.

Fig. F14

Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par disjoncteur



F13

3.3.4 Protection par fusible

(cf. Fig. F15)

Une protection prévue par fusibles peut ne pas être assurée si l'impédance de boucle de défaut Z_s ou Z_c est supérieure à une certaine valeur.

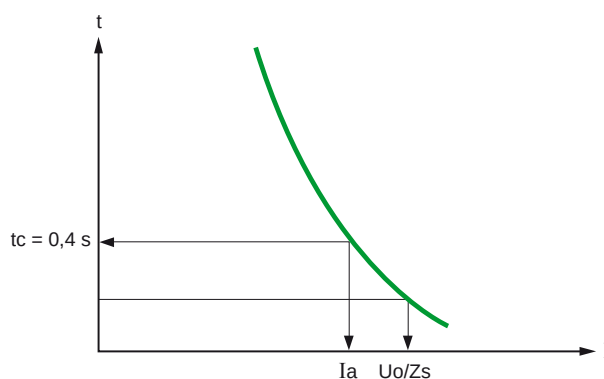
Le courant I_a qui assure la fusion dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant.

Il faut alors s'assurer que le courant de défaut $\frac{U_o}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_o}{Z_c}$ déterminé comme ci-dessus, lui est bien supérieur.

La condition est donc $I_a < \frac{U_o}{Z_s}$ ou $0,8 \frac{U_o}{Z_c}$ comme indiqué sur la Figure F15.

Fig. F15

Mise en œuvre de la coupure en schéma TN par fusible



Exemple : La tension phase neutre du réseau est 230 V et le temps maximal de coupure indiqué dans le tableau de la Figure F13 est 0,4 s. La valeur correspondante de I_a à ce temps de 0,4 s peut-être lue sur la caractéristique temps/courant du fusible (cf. Fig. F15). L'impédance maximale de la boucle de défaut Z_s ou de la boucle du circuit en défaut Z_c est calculée en prenant les valeurs de la tension (230 V) et du courant I_a soit $Z_s = \frac{230}{I_a}$ ou

$$Z_c = 0,8 \frac{230}{I_a}.$$

3 Protection contre les contacts indirects

Ces valeurs d'impédance ne doivent pas être dépassées et même devraient être nettement inférieures afin de garantir une protection contre les contacts indirects correcte par le fusible du fait des tolérances sur les courants de fusion^[6].

3.3.5 Protection au moyen de DDR sur des circuits en schéma TN-S (ou sur la partie TN-S d'un schéma TN-C-S)

L'utilisation de DDR n'est possible qu'en schéma TN-S ou TN-C-S et est interdite en schéma TN-C (norme CEI 60364-4-41 §411.4.5). En schéma TN-C-S, l'utilisation d'un DDR signifie, bien évidemment, que le conducteur de protection (PE) et le conducteur neutre (N) sont séparés en amont du dispositif. Cette séparation est généralement réalisée au point d'entrée du bâtiment.

Les DDR peuvent être utilisés lorsque :

- l'impédance de boucle ne peut être précisément déterminée (difficulté pour estimer les longueurs de câble, éloignement du conducteur (PE) et/ou interposition d'éléments ferromagnétiques dans la boucle),
- le courant de défaut est trop faible pour que le temps de coupure des dispositifs de protection contre les surintensités respecte le temps maximal de coupure spécifié en schéma TN (cf. **Fig. F13**). Les sensibilités des DDR, de l'ordre de quelques milliampères à quelques ampères, sont très largement inférieures à l'intensité du courant de défaut. De ce fait, les DDR^[7] sont toujours parfaitement adaptés à la protection des personnes en schéma TN.

En pratique, les DDR sont souvent installés sur des circuits de distribution et, dans beaucoup de pays, les DDR assurent la protection des personnes des circuits terminaux.

3.4 Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT

En schéma IT, on souhaite que la coupure automatique n'intervienne pas lors du premier défaut

La NF C 15-100, partie 537-3, recommande fortement la recherche de défaut.

Dans le schéma IT,

- l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant) ;
- les masses sont mises à la terre :
 - soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),
 - soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

3.4.1 Le premier défaut

En présence d'un seul défaut d'isolement à la masse ou à la terre, appelé "premier défaut", le courant de fuite I_d est assez faible pour que la condition $I_d \times R_A \leq 50 \text{ V}$ (cf. paragraphe 3.2) soit respectée et qu'aucune élévation dangereuse de potentiel des masses ne se produise.

Dans ce type de schéma :

- un contrôleur permanent d'isolement est exigé. Il doit déclencher un signal sonore ou visuel à l'apparition du premier défaut (cf. **Fig. F16**),
- la recherche et l'élimination rapide du premier défaut est impérative pour bénéficier pleinement de la continuité de service qui est l'avantage prépondérant de ce schéma des liaisons à la terre.

[6] La norme CEI 60269 fusible BT définit des balises temps/courant au § 5.6.3. Par exemple, pour un fusible de calibre 16 A, un temps de fusion de 0.1 s correspond à un courant de fusion minimum de 85 A et maximum de 150 A. De plus ces caractéristiques sont définies à 20°.

[7] si certains DDR sont à déclenchement retardé, le réglage du temps de fonctionnement retardé de ces DDR doit respecter le temps maximal de coupure spécifié par la norme CEI 60364-4-41 (cf. **Fig. F13**).

Fig. F16
Contrôleur permanent d'isolement (CPI) obligatoire



3.4.2 Exemple de calcul du courant et de la tension de défaut en IT (au premier défaut)

F15

Pour un réseau de 1 km, l'impédance de fuite à la terre du réseau Z_f est de l'ordre de 3 500 Ω . L'ordre de grandeur du courant de fuite est de :

$$\frac{U_o}{Z_f} = \frac{230}{3500} = 66 \text{ mA par phase.}$$

En absence de défaut, les courants de fuite des phases à la terre sont pratiquement égaux et déphasés de 120° : de ce fait, leur somme vectorielle est nulle.

Si le schéma IT est à neutre distribué, l'impédance de fuite Z_{fn} du conducteur neutre est quasi identique à celle des phases mais le courant de fuite du conducteur neutre à la terre est naturellement nul car il n'y a pas de tension entre le neutre et la terre.

Note : l'hypothèse de tensions de phase équilibrées par rapport à la terre nécessite d'avoir des charges dont les fuites naturelles sont équilibrées par rapport à la terre, ce qui est rarement le cas.

L'exemple indiqué en **Figure F17** représente une installation en schéma IT impédant

- dont les masses sont collectivement mises à la terre,
- à neutre distribué (de même section),
- en situation de premier défaut d'isolement (phase à la terre).

Le courant de défaut I_d est la somme vectorielle :

- du courant I_{d1} dû à l'impédance Z_c entre le neutre et la terre.
Du fait du défaut à la terre d'une phase, la tension phase neutre est une tension phase neutre soit U_o . Le courant $I_{d1} = U_o / Z_c$ soit $230 / 1500 = 153 \text{ mA}$.
- et du courant de fuite I_{d2} revenant à la source au travers de la résistance de terre R_{nA} .

Le courant de fuite I_{d2} est la somme vectorielle :

- des courants capacitifs de fuite des 2 phases saines. La tension des phases saines par rapport à la terre est une tension phase phase (du fait du défaut sur la 3^{ème} phase), de ce fait le courant de fuite de chacune des 2 phases saines est multiplié par $\sqrt{3}$ par rapport au courant de fuite en absence de défaut. Ces 2 courants sont de plus déphasés de 60°.

Dans le présent exemple, la somme vectorielle des courants de défaut est égale à $2 \times \sqrt{3} / 2 \times \sqrt{3} \times 66 \text{ mA}$ soit 198 mA.

- du courant capacitif de fuite du conducteur neutre. La tension du neutre par rapport à la terre est une tension phase neutre. Le courant de fuite est de ce fait U_o / Z_{fn} soit 66 mA dans notre exemple.

Par suite, le courant de défaut I_{d2} est la somme vectorielle de ces 2 courants. La composition vectorielle montre que le courant I_{d2} est égal à 198 mA + 66 mA soit 264 mA dans le présent exemple.

La tension de défaut U_f est toujours inférieure à la somme arithmétique :

- de la tension aux bornes de la résistance de terre ($R_{nA} \times I_{d2}$),
- et de la chute de tension dans le conducteur neutre (quelques m Ω x I_{d1} soit une tension totalement négligeable).

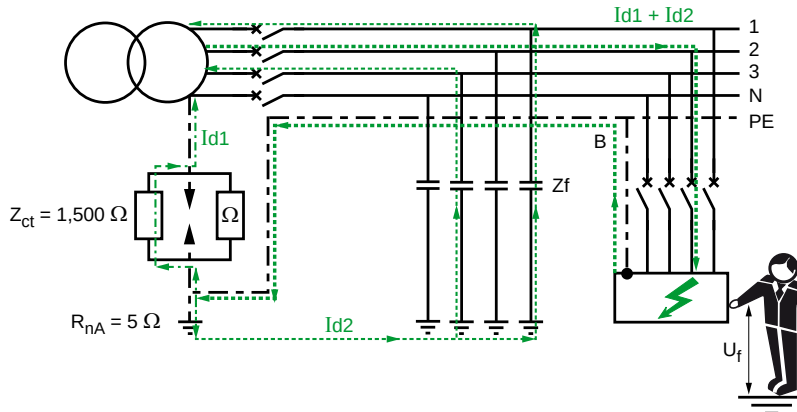
La tension de défaut U_f est de ce fait égale à $R_{nA} \times I_{d2}$ soit $5 \times 264 \times 10^{-3} = 1,32 \text{ V}$ tension sans danger pour les personnes.

En schéma IT, la valeur de la tension de défaut U_f au premier défaut est :

- dépendante de l'étendue du réseau (capacité de fuite des câbles) mais reste pratiquement toujours très inférieure à 50 V,
- quasi indépendante du type de schéma IT, schéma IT impédant, avec masses connectées à la terre individuellement ou par groupes, avec masses connectées à la terre ensemble.

Fig. F17

Chemin du courant de défaut $I_{d1} + I_{d2}$ en schéma IT impédant au premier défaut



3.4.3 Le deuxième défaut

La présence simultanée de deux défauts est dangereuse et la coupure automatique de l'alimentation doit être organisée en fonction de l'interconnexion des masses et de leur mise à la terre.

A l'apparition d'un deuxième défaut à la terre, soit sur une autre phase ou soit sur le conducteur neutre, une coupure rapide de l'alimentation est obligatoire. Deux cas sont à considérer pour gérer la coupure de l'alimentation.

Premier cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre, comme indiqué sur la **Figure F18**.

Dans ce cas, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut est obligatoirement très élevée donc les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, peuvent être utilisés.

Dans un cas possible, les 2 défauts peuvent apparaître successivement à l'extrémité des 2 circuits de l'installation les plus éloignés entre eux et de la source.

Il est démontré que dans le cas le plus défavorable l'impédance de boucle de défaut est le double de l'impédance de boucle du circuit à protéger. De ce fait, il est nécessaire de doubler l'impédance de boucle du circuit pour calculer le niveau du courant de deuxième défaut présumé et le réglage de son dispositif de protection contre les surintensités.

De plus si le schéma IT est à neutre distribué, les courants de deuxième défaut les plus bas auront lieu quand un des défauts sera un défaut sur le conducteur neutre (en schéma IT les 4 conducteurs, phases et neutre, sont isolés de la terre). De ce fait, dans un schéma IT avec neutre distribué, la tension phase neutre U_0 doit être

utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits la soit $0,8 \frac{U_0}{2Z_c} \geq I_a^{[8]}$

avec

- U_0 = tension phase neutre
- Z_c = impédance de la boucle du circuit en défaut (**Coupure automatique en schéma TT**)
- I_a = courant assurant le fonctionnement du dispositif de protection contre les courts-circuit

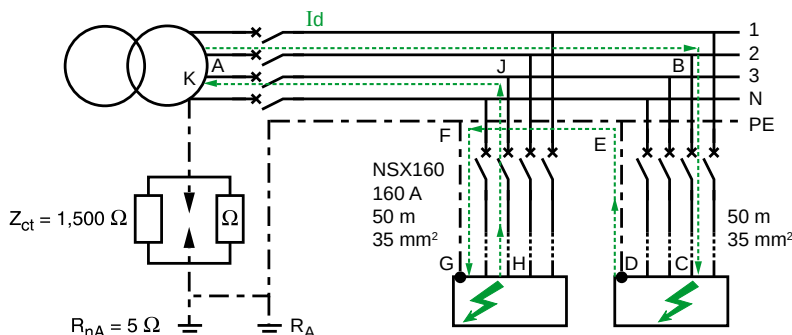
Si le conducteur neutre n'est pas distribué alors la tension phase phase $U_0\sqrt{3}$ doit être utilisée pour le calcul de la valeur de réglage de la protection contre les courts-circuits la soit $0,8 \frac{\sqrt{3}U_0}{2Z_c} \geq I_a^{[8]}$.

[8] fondé sur la méthode conventionnelle indiquée voir (cf. Fig. F12) **Coupure automatique en schéma TN**

3 Protection contre les contacts indirects

Fig. F18

Coupage automatique par disjoncteur au deuxième défaut en schéma IT dans le cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre



Temps maximal de coupure

Rappel : dans ce 1^{er} cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre. Les conditions de déclenchement sont identiques à celles du schéma TN soit :

- pour tous les circuits terminaux dont le courant nominal ne dépasse pas 32 A, le temps maximal de coupure ne devra pas dépasser la valeur indiquée dans le tableau de la Figure F8,
- pour les circuits de distribution et les autres circuits, le temps maximal de coupure est xé à 5 s. Cette valeur limite rend possible la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Protection par disjoncteur

Dans le cas présenté en Figure 18, la protection des personnes peut être assurée par des disjoncteurs. Le réglage de la protection magnétique du disjoncteur est à effectuer en fonction de la valeur du courant deuxième défaut pour assurer son déclenchement. L'exigence du temps maximal de coupure (voir le tableau en Fig. 8) est naturellement satisfaite.

La largeur de la plage de réglage des protections Instantané et court retard des déclencheurs Micrologic équipant les disjoncteurs Compact NSX160 permet d'assurer cette protection même dans le cas d'un départ de grande longueur.

Exemple de calcul de protection

Rappel : dans ce 1^{er} cas, les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre.

Comme il a été précisé l'impédance de boucle du circuit pour calculer sa protection au deuxième défaut, en utilisant la «méthode conventionnelle» (voir [Protection contre les contacts indirects](#)) est égale à 2 fois celle calculée en schéma TN (voir [Coupage automatique en schéma TN](#)).

$$\text{La résistance de boucle du circuit } FGHJ = 2R_{JH} = 2\rho \frac{L}{a} \text{ en m}\Omega$$

avec :

ρ = résistivité d'un conducteur de 1 mètre de long et de section 1 mm², en mΩ

L = longueur des circuits en mètres

a = section du conducteur en mm²

Soit la résistance de la boucle FGHJ = $2 \times 22,5 \times 50/35 = 64,3 \text{ m}\Omega$.

D'où la résistance de la boucle BCDEFGHJ est égale à $2 \times 64,3 = 129 \text{ m}\Omega$.

Le courant de défaut est par suite égal à $0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 10^3 / 129 = 2470 \text{ A}$.

Protection par fusible

Le courant la qui assure la fusion du fusible dans le temps maximal spécifié se détermine à partir de la caractéristique temps/courant (cf. [Fig. 15](#)). Le courant la doit être nettement inférieur au courant de deuxième défaut du circuit protégé (voir [Protection par fusible](#)).

Protection par DDR ou par disjoncteurs différentiels

Lorsque les courants de deuxième défaut sont de très faible valeur, en particulier sur les circuits de distribution de très grande longueur et/ou sur les circuits terminaux, la protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée au niveau de chaque circuit par des DDR ou par des disjoncteurs différentiels comme pour le deuxième cas développé ci-après.

Deuxième cas

Ce cas concerne un schéma IT dans lequel :

- les masses sont soit individuellement mises à la terre (chaque appareil a sa propre prise de terre), soit par groupes (pour chaque groupe, les masses des appareils sont interconnectées à la prise de terre propre au groupe);

3 Protection contre les contacts indirects

- le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant à un groupe différent de celui du circuit en premier défaut, ou sur un appareil individuellement mis à la terre. Dans le deuxième cas, les résistances de terre des 2 circuits en défaut se situent sur le chemin du courant de défaut et de ce fait, limitent fortement l'intensité du courant de deuxième défaut. Les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteurs ou appareillages à fusibles, ne peuvent plus être utilisés pour la protection des personnes.

Protection par DDR ou par disjoncteur différentiel

La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par des DDR sur le circuit alimentant

- un groupe d'appareil (mise à la terre par groupe),
- ou un appareil (mise à la terre individuelle) (cf. **Fig. F20**).

Le réglage des DDR est similaire à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.

Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la **Figure F19**).

Note : Si le deuxième défaut apparaît sur un circuit appartenant au même groupe que celui du circuit en premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités assureront aussi comme dans le 1^{er} cas la protection des personnes contre les contacts indirects.

F18

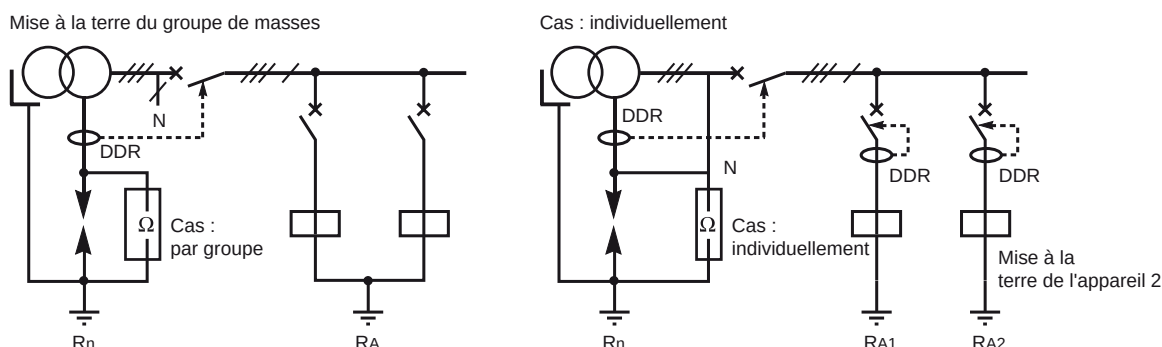
Fig. F19

Courant de fuite en fonction de la capacité du réseau.

Capacité de fuite du réseau (μF)	Courant de 1 ^{er} défaut (A)
1	0,07
5	0,36
30	2,17

Nota : 1 μF est la capacité de fuite typique de 1 km de câble tétrapolaire.

Fig. F20: Mise en oeuvre de DDR en fonction de la mise à la terre des masses en IT : par groupe ou individuellement



3.5 Mesures de protection contre les contacts directs ou indirects sans coupure automatique de l'alimentation

La très basse tension s'utilise lorsque le risque est très élevé : piscines, des lampes baladeuses et autres appareils électriques portatifs pour usage extérieur, etc.

La protection par l'utilisation de la très basse tension TBTS ou la limitation de l'énergie de décharge sont des mesures de protection contre les contacts directs et indirects tout à la fois.

3.5.1 Emploi de la très basse tension TBTS

Cette mesure consiste à alimenter des circuits en très basse tension fournie par un transformateur de sécurité, conforme à la NF C 52-742 ou présentant une sécurité équivalente (écran métallique, entre primaire et secondaire, relié à la terre) de tension secondaire < 50 V (par exemple transformateur de sécurité : norme NF C 52-742, symbole

La TBTS s'utilise lorsque le risque est très élevé (piscines, parcs de loisirs, etc.). Cette mesure consiste à alimenter les circuits par le secondaire à très basse tension d'un transformateur d'isolement spécial de sécurité fabriqué selon la norme CEI 60558-2-6 ou les normes nationales appropriées. Ce type de transformateur a un niveau de tenue aux chocs électriques de l'isolation primaire/secondaire très élevé, et/ou comporte un écran

3 Protection contre les contacts indirects

métallique mis à la terre implanté entre ses enroulements primaire et secondaire. La tension au secondaire ne dépasse pas 50 V efficace.

Trois autres conditions essentielles doivent être respectées pour considérer cette mesure comme satisfaisant à la protection contre les contacts indirects :

- aucune partie active du réseau TBTS ne doit être reliée à la terre,
- les masses des matériels électriques alimentés en TBTS ne doivent être reliées ni à la terre, ni à des masses d'autres circuits, ni à des éléments conducteurs,
- les parties actives de circuits TBTS et d'autres circuits alimentés en tension plus élevée doivent présenter entre eux une séparation au moins équivalente à celle existant entre enroulements primaire et secondaire d'un transformateur de sécurité (double isolation).

Il résulte des mesures précédentes que :

- les circuits TBTS doivent emprunter des canalisations distinctes, à moins d'utiliser des câbles multipolaires (ou conducteurs isolés sous conduits isolants) prévus pour une tension au moins égale à la plus élevée des autres circuits,
- les socles de prises de courant ne doivent pas comporter de contact de terre. Ces socles et les fiches correspondantes doivent être d'un type spécial pour éviter toute connexion avec celles de circuit de tension plus élevée.

Note : dans les conditions normales, si la tension nominale du circuit TBTS est inférieure à 25 V, des dispositifs de protection contre les contacts directs ne sont pas nécessaires (des recommandations particulières sont indiquées dans le Chapitre P paragraphe 3).

3.5.2 Emploi de la très basse tension TBTP

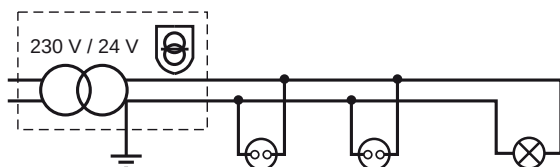
La très basse tension de protection -TBTP- est utilisée pour un usage général quand une très basse tension est requise, ou préférée pour des raisons de sécurité dans des emplacements autres que ceux à haut risque mentionnés ci-dessus. La conception est similaire à celle des circuits TBTS, mais le circuit secondaire a un point relié à la terre.

La protection des personnes contre les contacts directs est généralement nécessaire, sauf si :

- l'équipement est dans une zone équipotentielle,
- la tension nominale n'excède pas 25 V efficace,
- l'équipement est seulement utilisé dans un local sec,
- aucun contact sur une grande surface avec le corps humain ne peut se produire.

Dans tous les autres cas, 12 V efficace est la tension maximale permise pour ne pas mettre en place une protection des personnes contre les contacts directs.

Fig. F21
Alimentation par transformateur de sécurité 230 V / 24 V



3.5.3 Séparation électrique des circuits

(cf. Fig. F22)

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement. De préférence, son emploi se limite à l'alimentation d'un seul appareil.

Symbole du transformateur de séparation selon NF C 52-742 :

La séparation électrique des circuits convient à des circuits de longueur limitée et d'un bon niveau d'isolement.

Cette mesure consiste à alimenter un circuit au moyen d'un transformateur de séparation (par exemple 230/230 V) ou d'un transformateur présentant entre enroulements primaire et secondaire une séparation de sécurité équivalente (présence d'un écran en particulier). Le transformateur doit être de classe II.

L'objectif est de n'offrir, en cas de défaut d'isolement, aucun chemin de retour possible au courant.

Pour cela, les 3 conditions suivantes sont nécessaires :

- le circuit séparé ne doit avoir aucun point relié à la terre (conducteurs actifs et masses isolées de la terre),
- le circuit séparé est de faible étendue afin d'éviter le retour du courant par les capacités réparties des câbles,
- bon isolement des circuits et des récepteurs, pouvant se vérifier par un simple examen visuel.

3 Protection contre les contacts indirects

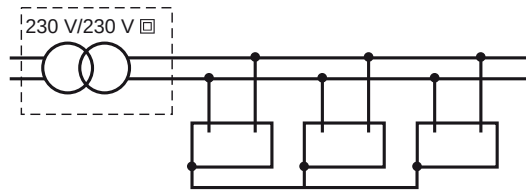
Ces conditions font que cette mesure est en général limitée à un seul récepteur.

Dans le cas où plusieurs récepteurs sont alimentés par une seule source de séparation, il faut respecter en plus les prescriptions suivantes :

- les masses de ces récepteurs doivent être reliées entre elles par un conducteur de protection non relié à la terre,
- les socles de prises de courant doivent être munis d'un contact de terre (servant à l'interconnexion des masses).

En cas de 2 défauts d'isolement simultanés, un dispositif de protection doit assurer la coupure dans les mêmes conditions que celles définies pour un régime IT.

Fig. F22
Alimentation de sécurité par transformateur de séparation en classe II



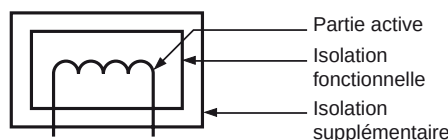
3.5.4 Emploi de matériel de classe II

Symbole caractéristique d'un matériel de classe II :

Ces matériels sont aussi connus sous l'appellation "double isolation" ou "double isolement" (cf. **Fig. F23**). Leur particularité est que leur masse ne doit pas être connectée à un conducteur de protection (PE).

- La plupart des récepteurs portatifs ou semi-fixes, certains luminaires, des transformateurs, sont conçus avec une double isolation. Il est important de prendre un soin tout particulier à l'exploitation et à la vérification fréquente de ces matériels si on veut conserver leur classe II (cf. **NF C 15-100 § 412**). Les appareils électroniques de radio et de télévision présentent un niveau de sécurité équivalent mais ils ne sont pas formellement de classe II.
- La **NF C 15-100 reconnaît certains câbles comme présentant le niveau de sécurité de classe II**.
- Isolation supplémentaire dans une installation électrique.
La norme CEI 60364-4-41 § 413-2 et certaines normes nationales comme la **NF C 15-100** (France) décrivent en détail la manière et les mesures à prendre pour réaliser une isolation supplémentaire lors des travaux d'installation.
- Isolation totale.
La norme CEI 61439, concernant les "ensembles d'appareillage Basse Tension" définit les conditions de réalisation d'équipements présentant une sécurité équivalente à la classe II (ils sont appelés "matériels à isolation totale"). Si le coffret est commercialisé nu, il peut, au plus, être conçu pour permettre à l'installateur de réaliser sous sa responsabilité un ensemble équivalent à la classe II, en respectant les conditions de mise en œuvre de la mesure suivante dite "isolation supplémentaire à l'installation".

Fig. F23
Principe du matériel de classe II



3.5.5 Isolation supplémentaire à l'installation

Cette mesure consiste à réaliser lors de l'installation une isolation des parties actives procurant une sécurité équivalente à celle des matériels de classe II.

Parmi toutes les conditions à respecter et définies dans la **NF C15-100 § 558-3-1-2-2**, on peut citer celles-ci :

- le matériel, une fois installé et raccordé, doit pouvoir supporter une tension de 4 000 V entre parties actives et parties métalliques extérieures (pendant une minute),
- l'enveloppe ne doit pas comporter de vis en matière isolante qui pourrait être remplacée par une vis métallique,
- aucune partie conductrice intermédiaire ou extérieure ne doit être reliée à un conducteur de protection,
- le symbole ou doit être apposé à l'intérieur comme à l'extérieur de l'équipement.

3 Protection contre les contacts indirects

3.5.6 Eloignement ou interposition d'obstacles

Par principe, l'éloignement, ou l'interposition d'obstacles, nécessite un sol isolant et n'est donc guère employé.

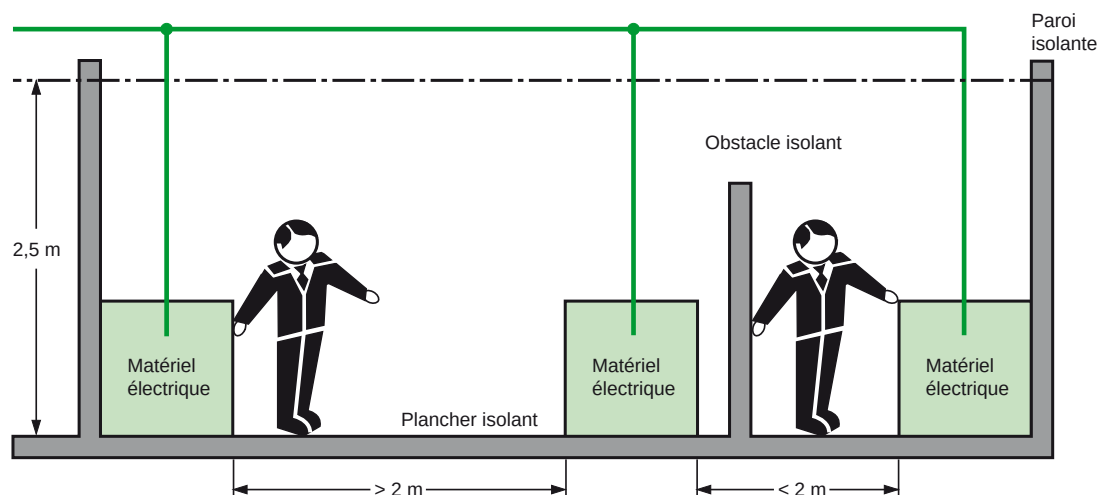
Le principe de ces mesures, est de rendre extrêmement faible la probabilité de toucher simultanément une masse présentant un défaut d'isolement et un élément conducteur relié à la terre (cf. **Fig. F24**).

En pratique, cette mesure est limitée à un local ou un emplacement sec. Elle est mise en œuvre en respectant les conditions suivantes :

- le sol et les parois du local doivent être isolants, c'est-à-dire de résistance :
 - $> 50 \text{ k}\Omega$ en BTA (tension $\leq 500 \text{ V}$),
 - $> 100 \text{ k}\Omega$ en BTB ($500 \text{ V} < \text{tension} \leq 1\,000 \text{ V}$) ;
- la disposition doit être telle qu'une personne ne puisse pas toucher simultanément 2 masses, ou une masse et n'importe quel élément conducteur,
- aucun conducteur de protection ne doit être prévu, aucun élément conducteur relié à la terre ne doit être introduit dans le local,
- l'accès au local doit être conçu de façon à éviter que les personnes ne puissent être soumises à une différence de potentiel dangereuse.

F21

Fig. F24: Protection par éloignement ou interposition d'obstacle



3.5.7 Liaisons équipotentielle locales non reliées à la terre

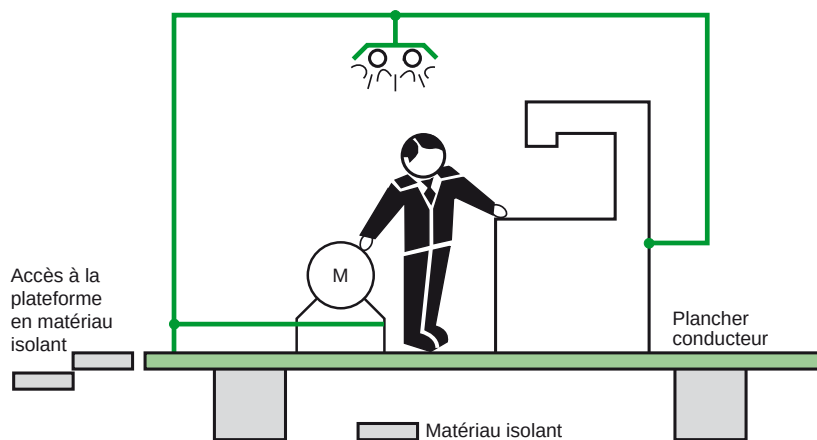
La liaison équipotentielle locale est limitée à des cas particuliers difficiles à traiter et est réservée à des environnements restreints.

Par cette mesure, on réalise l'équipotentialité entre les masses et tous les éléments conducteurs simultanément accessibles. On empêche ainsi l'apparition d'une tension de contact dangereuse. En pratique, cette mesure est limitée à un emplacement peu étendu (exemple "un poste de travail") où d'autres mesures sont difficilement applicables. Des dispositions doivent être prises pour assurer l'accès à l'emplacement sans soumettre les personnes à une différence de potentiel dangereuse.

3 Protection contre les contacts indirects

Fig. F25

Liaison équipotentielle de toutes les masses et éléments conducteurs simultanément accessibles



F22

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

Des études ont montré que le coût des dégâts causés par des défauts d'isolement étaient particulièrement élevés (principalement liés aux incendies générés).

De ce fait pour les locaux présentant un risque d'incendie élevé, des DDR de sensibilité 300 mA doivent être utilisés. Pour les autres locaux ou emplacements, certaines normes, comme le NEC (National Electrical Code - USA), recommandent ou imposent l'utilisation de dispositifs appelés Ground Fault Protection (GFP) dénommés aussi «protection Terre».

4.1 Mesures de protection des biens contre le risque d'incendie

Les DDR sont des dispositifs très efficaces pour assurer la protection contre les risques d'incendie car ils peuvent détecter et éliminer des faibles courants de défaut (par exemple 300 mA) qui ne sont pas détectables par les autres dispositifs de protection, mais suffisamment importants pour amorcer un incendie.

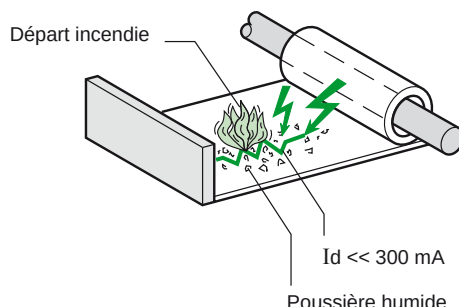
F23

Les DDR sont des dispositifs efficaces pour assurer ce type de protection, car seul le niveau de courant permet de gérer le risque. Pour les schémas TT, IT, TN-S, le risque d'incendie d'origine électrique est pallié par l'utilisation de DDR de 300 mA.

Une étude sur des incendies en milieu industriel et tertiaire a révélé que leur coût est très élevé. L'analyse des phénomènes montre que le risque d'incendie d'origine électrique fait apparaître deux causes principales.

- Les échauffements non maîtrisés créés par des protections de canalisations mal réglées ou des impédances de boucle de défaut mal évaluées (principalement dues à la vétusté, au manque de maintenance de l'installation). Les protections thermiques n'ayant pas joué leur rôle, des échauffements excessifs dus aux surintensités ou aux courts-circuits se sont produits dans l'installation, entraînant un incendie.
- Des créations et des cheminements d'arcs électriques en présence d'humidité. Ces arcs se développent avec des boucles de défaut impédantes ($Z > 0,6 \Omega$) et n'apparaissant que lors de défaut d'isolement ou lors de circulation de courants vagabonds. Un courant de 300 mA présente un réel risque d'incendie (cf. Fig. F26).

Fig. F26
Origine des incendies
dans les bâtiments



Des essais ont montré qu'un courant de défaut d'isolement de très faible valeur (quelques mA) peut se développer et, à partir d'un courant de 300 mA, générer, dans un environnement de poussières humides, un départ d'incendie.

4.1.1 Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500 \text{ mA}$) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

Cette protection peut être obligatoire dans certains pays.

Note : une sensibilité de 300 mA est préférable.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 définit les différentes catégories de bâtiments présentant des risques :

- d'incendie (BE2 ; § 422) pour laquelle elle précise les exigences particulières à mettre en œuvre, soit pour cette catégorie de bâtiment, soit :
 - aux § 422.1.7 et 424.10, l'utilisation de DDR à seuil réglé à 300 mA,
 - aux § 422.1.9 et 424.11, l'interdiction de la mise en œuvre du schéma TN-C.
- d'explosion (BE3 ; § 424).

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC).

4 Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement

D'une manière générale, elle recommande l'utilisation des DDR pour tous les types d'installation BT comme dispositifs préventifs du risque d'incendie.
Cette protection peut être installée en tête de l'installation du local à risque.

4.2 Protection Terre ou Ground Fault Protection (GFP)

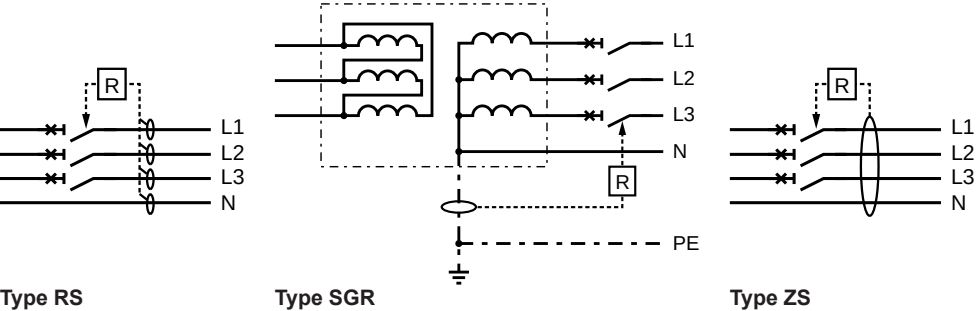
4.2.1 Ces dispositifs ne sont opérationnels qu'en schéma TN-S

(cf. Fig. F27)

Les différents types de dispositifs de protection Terre :

- Residual Sensing RS
Le courant de défaut d'isolement est mesuré en faisant la somme arithmétique des courants au secondaire de transformateurs de courants placés sur chacune des phases et sur le neutre. Ce type de protection peut être intégré dans les déclencheurs des disjoncteurs (par exemple déclencheur Micrologic 6 E équipant les disjoncteurs Compact NSX).
- Source Ground Return (SGR)
Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant sur la mise à la terre de l'installation (liaison neutre terre).
- Zero Sequence (ZS)
Le courant de défaut d'isolement est mesuré par un transformateur de courant entourant les phases et le neutre du circuit contrôlé. Ce type de GFP n'est utilisé que pour de faibles valeurs de courants de défaut. Un DDR de très basse sensibilité, par exemple Vigirex de sensibilité 30 A, peut être utilisé pour cette fonction.

Fig. F27
Les différents types de dispositif de protection Terre (GFP)



4.2.2 Utilisation des dispositifs GFP suivant leur position dans l'installation

Type/position dans l'installation	TGBT	Distribution de puissance	Commentaires
Source Ground Return	Possible		Utilisé
Residual Sensing (RS)	Possible	Recommandé ou imposé	Souvent utilisé
Zero Sequence	Possible	Recommandé ou imposé	Rarement utilisé

5.1 Schéma TT - Protection contre les contacts indirects

5.1.1 Cas général

La protection contre les contacts indirects est assurée par des DDR dont la sensibilité $I\Delta n$ respecte la condition :

$$I\Delta n \leq \frac{50V}{R_A}$$

Le choix de la sensibilité du dispositif différentiel, fonction de la résistance de la prise de terre, est donné par le tableau **F28**.

Fig. F28

Limite supérieure de la résistance de la prise de terre des masses à ne pas dépasser en fonction de la sensibilité des DDR et de la tension limite $U_L = 50 \text{ V CA}$

(d'après tableau 53B de la norme NF C 15-100-5-53)

Type DDR	$I\Delta n$	Résistance maximale de la prise de terre (Ω)
Basse sensibilité (BS)	30 A	1,6
	3 A	16
Moyenne sensibilité (MS)	1 A	50
	500 mA	100
	300 mA	167
	100 mA	500
Haute sensibilité (HS)	30 mA	≥ 1667

5.1.2 Cas des circuits de distribution

(cf. Fig. F29)

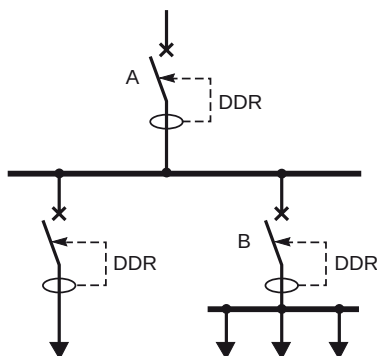
La NF C 15-100 autorise un temps maximal de déclenchement de 5 s.

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.2.4 et certaines normes nationales autorisent un temps maximal de coupure de 1s pour les circuits de distribution. Cela permet de mettre en œuvre la sélectivité des protections par DDR :

- au niveau A : DDR retardé par exemple de type S,
- au niveau B : DDR instantané.

Fig. F29

Circuits de distribution

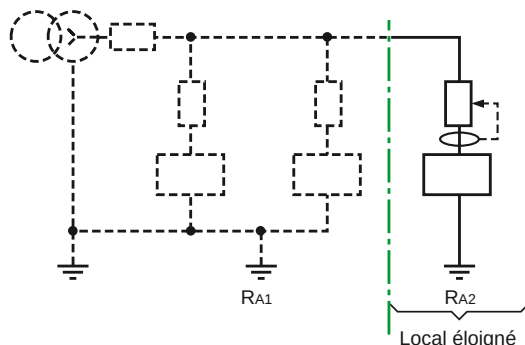


5.1.3 Cas où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée

(cf. Fig. F30)

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la résistance R_{A2} de la prise de terre.

Fig. F30
Prise de terre séparée



5.2 Schéma TT - Coordination des protections différentielles

Elle est assurée, soit par la sélectivité, soit par la sélection des circuits, ou par l'une et l'autre.
La sélection consiste à subdiviser les circuits et à les protéger individuellement ou par groupes.
La sélectivité évite le déclenchement du dispositif amont lorsque le défaut est éliminé par le dispositif aval sollicité.

- La sélectivité peut être à trois niveaux, ou même quatre, lorsque l'installation comporte un tableau général Basse Tension, des tableaux secondaires et des tableaux terminaux.
- C'est en général, au niveau du tableau terminal, que sont placés les dispositifs de coupure automatique pour assurer la protection contre les contacts indirects et la protection complémentaire contre les contacts directs.

5.2.1 Sélectivité des DDR entre-eux

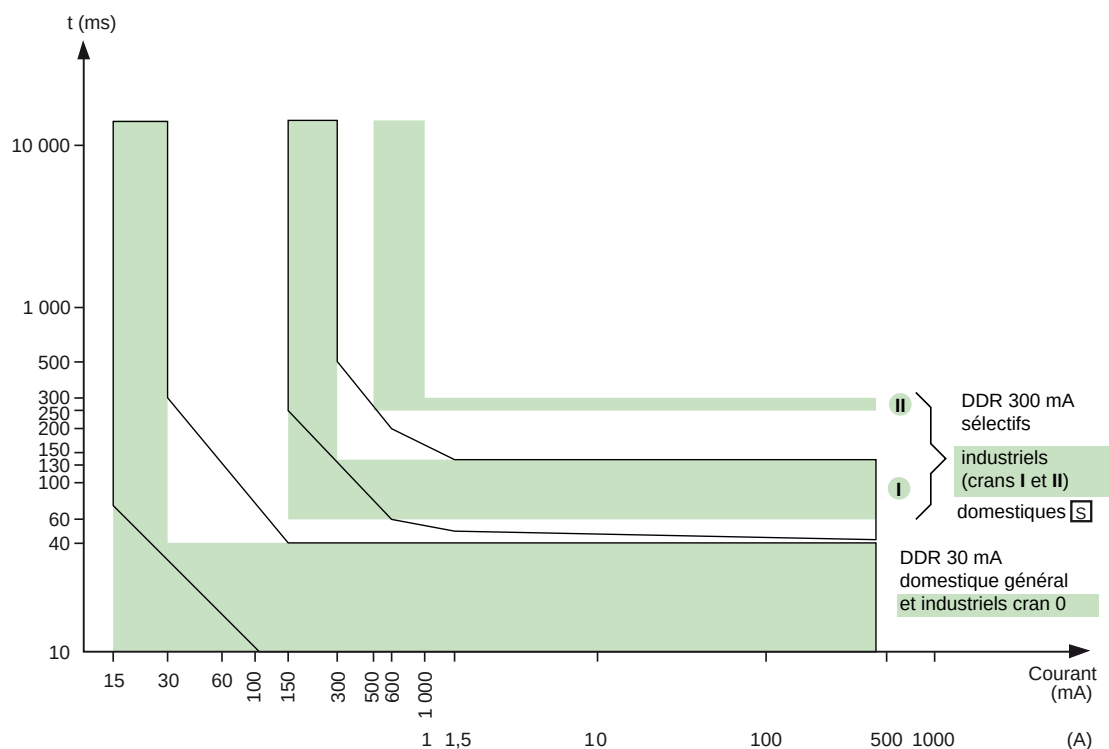
Les règles de sélectivité pour réaliser une sélectivité totale entre 2 DDR imposent les 2 conditions suivantes :

- condition de déclenchement : la sensibilité du DDR situé en amont doit être au moins 2 fois celle du DDR situé en aval. D'un point de vue pratique, cette condition s'obtient par l'étagement des valeurs normalisées (normes produits CEI 60755, CEI 60009, CEI 60747-2 annexe B et annexe M) : 30 mA, 100 mA, 1 A, ..., 30 A,
- condition de temporisation : la temporisation de déclenchement du DDR situé en amont doit être supérieure au temps total de coupure du DDR aval.

D'un point de vue pratique, cette condition est obtenue lorsque le DDR et l'organe de coupure associé vérifient les courbes de non déclenchement et de déclenchement de la **Figure F31**.

Note : il est impératif de vérifier que le temps de coupure du DDR situé en amont est inférieur au temps maximal de coupure spécifié.

Fig. F31: DDR sélectifs entre-eux



F27

5.2.2 Sélectivité totale à 2 niveaux

(cf. Fig. F32)

Protection

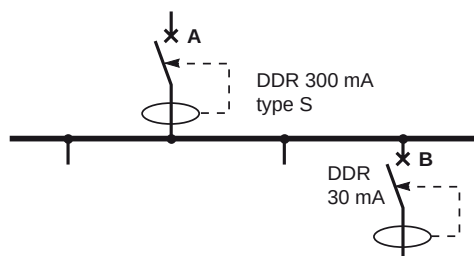
- En A : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S pour la protection contre les contacts indirects.
- En B : DDR-HS sur les circuits pour socles de prises de courants ou les circuits pour les récepteurs à risque.

Solutions Schneider Electric

- En A : disjoncteur différentiel adaptable Vigicompact ou Acti 9, cran I ou type S.
- En B : disjoncteur différentiel intégré Acti 9 ou adaptable (ex : Vigi iC60 ou Vigi C120) ou Vigicompact.

Nota : le réglage du DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

Fig. F32
Sélectivité totale à 2 niveaux



Sélectivité totale à 3 ou 4 niveaux

(cf. Fig. F33)

Protection

- En A : DDR-MS retardé (cran III).
- En B : DDR-MS retardé (cran II).
- En C : DDR-MS retardé (cran I) ou de type S.
- En D : DDR-HS instantané.

5 Mise en oeuvre du schéma TT

Solutions Schneider Electric

- En **A** : DDR à tore séparé.
- En **B** : Vigicompact NSX ou Vigirex.
- En **C** : Vigirex, Vigicompact NSX ou Vigi iC60.
- En **D** :

- Vigicompact NSX ou,
- Vigirex ou,
- Acti 9 avec module intégré ou différentiel adaptable: Vigi iC60 ou DT40 Vigi.

Nota : le réglage de chaque DDR amont doit intégrer les règles de sélectivité et tenir compte de tous les courants de fuite en aval.

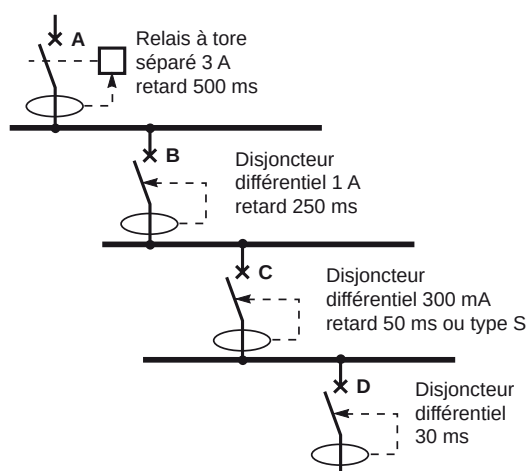
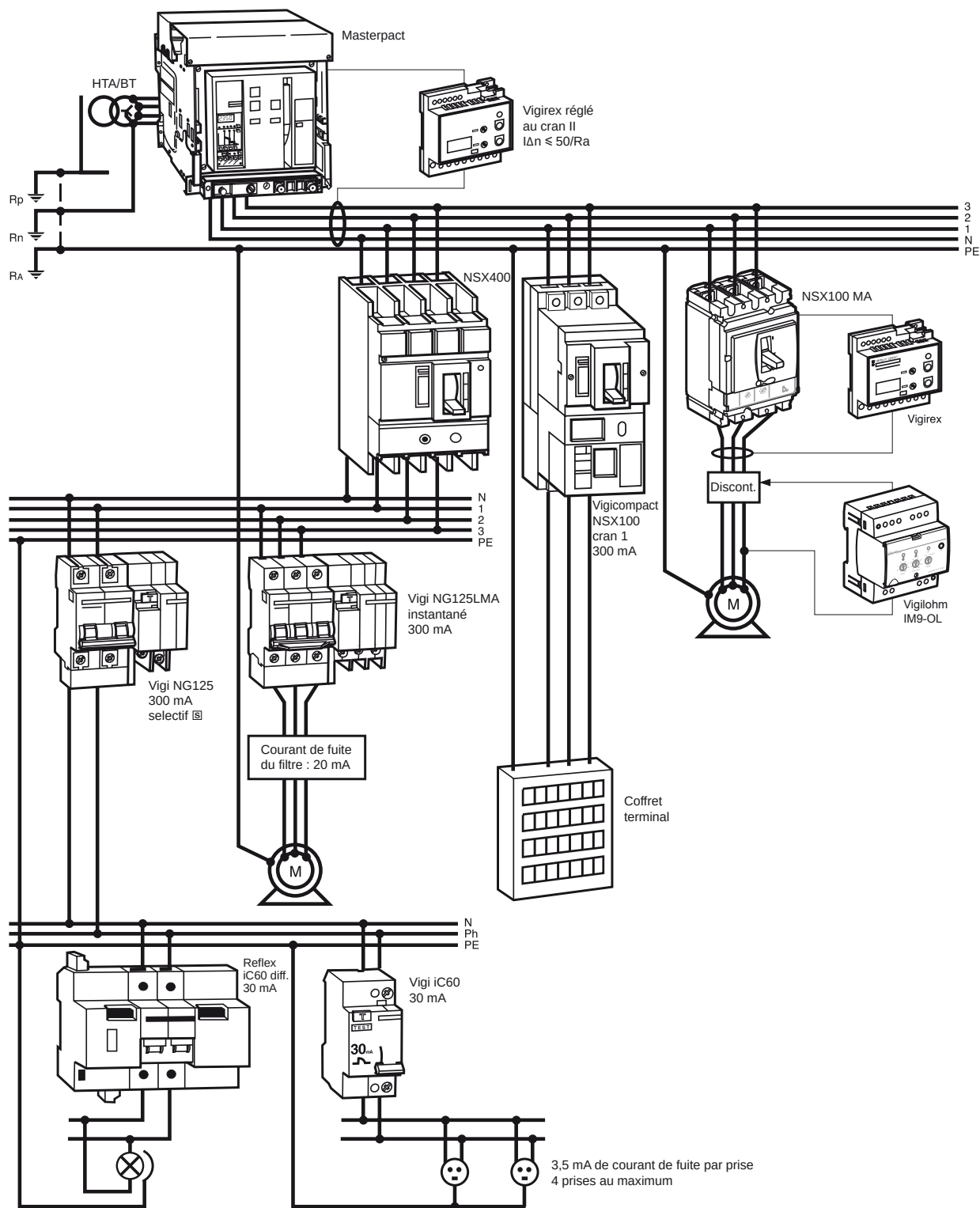


Fig. F33
Sélectivité totale à 4
niveaux

5.2.3 Sélectivité différentielle verticale

(cf. Fig. F34)

Fig. F34: Exemple classique de réalisation d'une installation à 3 niveaux de sélectivité illustrant la protection des circuits de distribution, des circuits terminaux en schéma TT. Le moteur est pourvu de ses protections spécifiques.



5.3 Schéma TT - Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)

(cf. Fig. F35)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$).

5 Mise en oeuvre du schéma TT

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quelque soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

- des socles de prise de courant de courant assigné ≤ 20 A pour tous les types d'emplacements.
- les appareils portatifs de courant assigné ≤ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

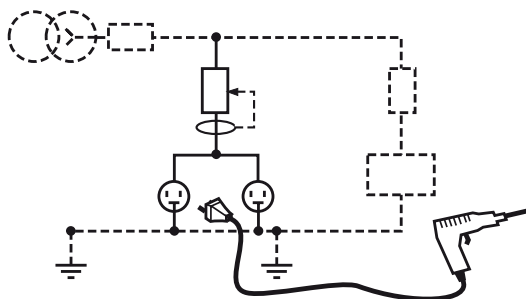
Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 701 (salle de bain), 702 (piscine), 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc.

Voir le chapitre P paragraphe 3.

F30

Fig. F35
Circuit de prise de courant



5.4 Schéma TT - Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

(cf. Fig. F36)

Le schéma TT en limitant naturellement l'intensité des courants de défaut est bien adapté pour l'alimentation des locaux à risque d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe [Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement](#).

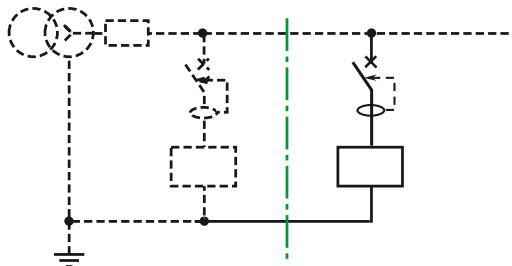
Rappel :

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

Fig. F36
Local à risque d'incendie



5.5 Schéma TT - Protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre

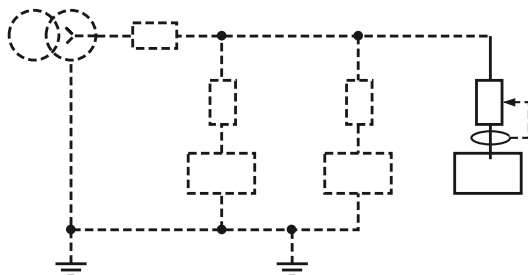
(cf. Fig. F37)

La non mise à la terre d'une masse est tolérée seulement dans une installation existante pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.

5 Mise en oeuvre du schéma TT

La protection doit être alors assurée par un DDR "haute sensibilité" (≤ 30 mA) sur le départ correspondant. Ce cas est analogue à celui où la résistance de terre est > 1667 Ohm (cf. tableau de la [Figure F28](#)).

Fig. F37
Masse non reliée à la
terre



F31

6 Mise en oeuvre du schéma TN

6.1 Schéma TN - Conditions préalables

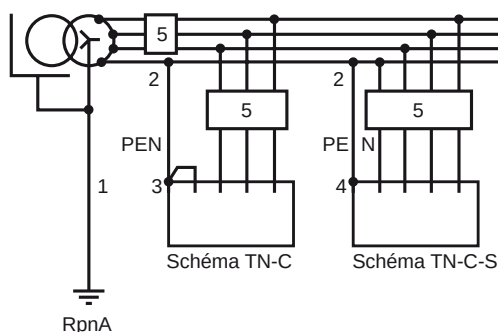
Cette mise en oeuvre se fait à la conception par le calcul des longueurs maximales de câble à ne pas dépasser en aval d'un disjoncteur ou d'un fusible, et à l'installation par le respect de certaines règles de l'art.

Certaines conditions devant être observées sont énumérées ci-dessous et représentées sur la **Figure F38** :

1. répartir uniformément des prises de terre sur le parcours du conducteur PE,
2. faire cheminer le conducteur de protection PE (ou PEN) à côté des phases sans interposer d'élément ferromagnétique,
3. raccorder le conducteur PEN sur la borne "masse" du récepteur,
4. lorsque la section est $\leq 6 \text{ mm}^2$ cuivre ou 10 mm^2 aluminium ou en présence de canalisations mobiles, séparer le neutre et le conducteur de protection (schéma TN-S),
5. déclenchement au premier défaut d'isolement par dispositif de protection classique, à titre d'exemple par disjoncteur Compact NSX.

La figure ci-dessous résume les conditions à respecter pour la mise en oeuvre de la protection contre les contacts indirects en schéma TN.

Fig. F38
Mise en oeuvre du schéma TN



Nota :

(1) En schéma TN, les masses du poste, le neutre BT et les masses d'utilisation doivent être reliées à une même prise de terre.

(1) (2) Pour un poste à comptage BT, il faut un appareil à coupure visible en tête de l'installation.

(3) Le conducteur PEN ne doit être ni coupé, ni comporter d'appareillage.

Les appareils de protection seront donc :

- tripolaires lorsque le circuit comporte un conducteur PEN,
- tétrapolaire (3P + N) lorsque le circuit comporte un conducteur neutre et un conducteur PE.

6.2 Schéma TN - Protection contre les contacts indirects

6.2.1 Méthodes de détermination de la protection

Trois méthodes de calcul sont habituellement utilisées :

- la méthode des impédances, fondée sur le calcul exact de l'impédance totale comme étant la somme des impédances complexes de chacun des circuits,
- la méthode de composition,
- la méthode conventionnelle, à partir d'une valeur de chute de tension présumée et l'utilisation de tables.

Dans un schéma TN, un courant de défaut à la terre est équivalent à un courant de court-circuit qui aura, en principe, toujours une valeur suffisante pour faire déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Les impédances de la source et de la distribution amont sont nettement plus faibles que celles des circuits de la distribution BT, de ce fait la limitation de l'intensité du courant de défaut ne sera due qu'à l'impédance des circuits de la distribution BT (en particulier pour les circuits terminaux, les longs câbles souples d'alimentation des appareils augmentent de façon sensible l'impédance de la boucle de défaut).

Les plus récentes recommandations de la CEI pour la protection des personnes contre les contacts indirects ne spécifient uniquement que le temps maximal de coupure imposé en fonction de la tension nominale du réseau BT (cf. **Figure F13 Coupure automatique en schéma TN**).

Le raisonnement soutenant ces recommandations est que pour les schémas TN, l'intensité du courant de défaut qui doit circuler pour élever le potentiel des masses à des tensions de 50 V et plus, est si importante que :

- soit le chemin de défaut se vaporise quasi instantanément et élimine de ce fait le défaut,

6 Mise en oeuvre du schéma TN

- soit le conducteur fond en se soudant aux masses en contact, crée un chemin de défaut solide permettant la circulation d'un courant de court-circuit qui fait déclencher les dispositifs de protection contre les surintensités.

Pour assurer un fonctionnement correct des dispositifs de protection contre les surintensités dans ce dernier cas, une évaluation relativement précise du niveau d'intensité du courant de défaut à la terre, courant équivalent à un court-circuit phase terre, pour chaque circuit doit être réalisée à la conception du projet.

Une analyse rigoureuse requiert l'utilisation de la méthode des composantes symétriques appliquées à chacun des circuits. Le principe est parfaitement exact mais le nombre considérable de calculs à effectuer n'est pas jugé efficient du fait que la valeur des composantes symétriques (directe, inverse, homopolaire) des impédances est extrêmement difficile à déterminer avec un degré raisonnable de précision dans une installation BT moyenne.

D'autres méthodes permettant un calcul avec une bonne précision, sont préférées.

Les 3 méthodes pratiques suivantes sont utilisées :

● la méthode des impédances

Fondée sur la sommation des impédances complexes (c'est à dire faire séparément la sommation de toutes les résistances et de toutes les réactances puis calculer l'impédance correspondante) de la boucle de défaut depuis (et y compris) la source jusqu'au point de l'installation considéré pour chaque départ.

● la méthode de composition

Qui permet une estimation du courant de court circuit maximal à l'extrémité d'une canalisation en connaissant :

- le courant de court-circuit à l'origine de la canalisation,
- l'impédance de la canalisation.

● la méthode conventionnelle

Qui permet une estimation du courant de court circuit minimal directement à partir de tableaux indiquant immédiatement le résultat.

Ces méthodes sont fiables uniquement si tous les conducteurs (en particulier dans le cas de câbles) participant à la boucle de défaut cheminent à côté les uns des autres et ne sont pas séparés par des matériaux ferromagnétiques.

F33

6.2.2 Méthode des impédances

Pour réaliser le calcul des installations électriques, les concepteurs n'utilisent actuellement pratiquement que des logiciels. Ceux ci doivent être agréés par les autorités nationales compétentes. Ces logiciels, tels que Ecodial, utilisent des algorithmes de calcul conformes à la méthode des impédances. Les autorités nationales compétentes éditent aussi des guides pratiques qui proposent des valeurs typiques, par exemple pour la longueur des câbles.

Elle consiste à déterminer toutes les valeurs des résistances et des réactances de la boucle de défaut et à calculer le courant de court-circuit en utilisant la formule :

$$I = \frac{U_o}{\sqrt{(\sum R)^2 + (\sum X)^2}}$$

- $(\sum R)^2$ = carré de la somme de toutes les résistances du circuit.
- $(\sum X)^2$ = carré de la somme de toutes les réactances du circuit.

L'application n'en est pas toujours facile car elle suppose connues toutes les caractéristiques des différents éléments de la boucle de défaut. Mais le guide C15-105 donne les éléments nécessaires.

6.2.3 Méthode de composition

Elle permet de déterminer le courant de court-circuit à l'extrémité d'un circuit en connaissant celui à l'origine de ce même circuit par application de la formule approchée :

$$I = I_{cc} \cdot \frac{U_o}{U_o + Z_s \cdot I_{cc}}$$

avec

- I_{cc} = courant de court-circuit en amont de la canalisation
- I = courant de court circuit à l'extrémité de la canalisation
- U_o = tension nominale phase neutre du réseau
- Z_s = impédance de la canalisation

Nota : à la différence de la méthode des impédances, cette méthode consiste à ajouter arithmétiquement^[9] les impédances.

[9] Ce calcul donne une valeur de l'intensité du courant de court-circuit par défaut . Si le réglage des dispositifs de protection contre les surintensités est fondé sur cette valeur calculée, le dispositif est sûr de déclencher (disjoncteur) ou de fondre (fusible).

6 Mise en oeuvre du schéma TN

6.2.4 Méthode conventionnelle

Elle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques (voir [Détermination pratique de la longueur Lmax](#)).

Principe

$$\text{La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est : } L_{max} = \frac{0,8 U_o S_{ph}}{\rho (1 + m) I_a}$$

Elle consiste à appliquer la loi d'Ohm au seul départ concerné par le défaut en faisant l'hypothèse que la tension entre la phase en défaut et le PE (ou PEN) reste supérieure à 80% de la tension simple nominale.

Ce coefficient prend en compte forfaitairement l'ensemble des impédances amont.

En BT, lorsque le conducteur de protection chemine à côté des conducteurs de phase correspondants, il est possible de négliger les réactances des conducteurs devant leur résistance.

Cette approximation est considérée comme admissible jusqu'à des sections de 120 mm². Au-delà on majore la résistance de la manière suivante :

Section (mm ²)	Valeur de la résistance
S = 150 mm ²	R+15%
S = 185 mm ²	R+20%
S = 240 mm ²	R+25%

La longueur maximale d'un circuit en schéma TN est donnée par la formule :

$$L_{max} = \frac{0,8 U_o S_{ph}}{\rho (1 + m) I_a}$$

avec :

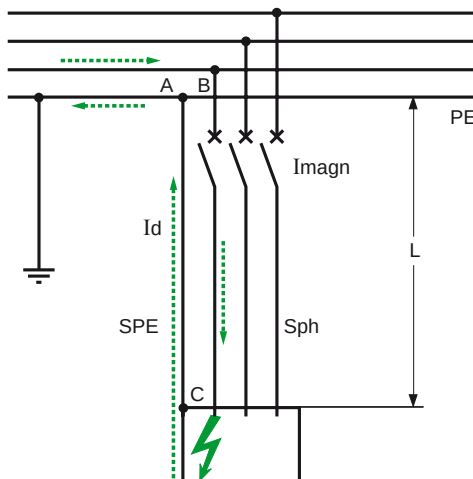
- Lmax = longueur maximale en mètres du circuit concerné
- Uo = tension simple = 230 V pour réseau 230 / 400 V
- ρ = résistivité à la température de fonctionnement normal
(= 22,5 10⁻³ Ω x mm²/m pour le cuivre ; = 36 10⁻³ Ω x mm²/m pour l'aluminium)
- Ia = courant (A) de fonctionnement du déclencheur magnétique du disjoncteur, ou
- Ia = courant (A) assurant la fusion du fusible dans le temps spécifié.

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

- Sph = section des phases en mm².
- SPE = section du conducteur de protection en mm².

(cf. Fig. F39)

Fig. F39
Calcul de Lmax en
schéma TN par la
méthode conventionnelle



6 Mise en oeuvre du schéma TN

6.2.5 Tableaux des longueurs Lmax

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts directs soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Les tableaux suivants (selon la norme CEI 60364-4-41 et le [guide UTE C15-105 \(France\)](#)) applicables en cas de défaut en schéma TN, sont établis selon la méthode conventionnelle décrite ci-dessus.

Ces tableaux indiquent les longueurs maximales des circuits au delà desquelles la résistance ohmique des conducteurs limitera l'intensité du courant de court-circuit à une valeur trop faible, inférieure à celle requise pour provoquer le déclenchement du disjoncteur (ou la fusion du fusible) de protection du circuit dans un temps de coupure (ou de fusion) compatible avec la protection des personnes contre les contacts indirects.

Facteur de correction en fonction de m

Le **tableau F40** indique le facteur de correction à appliquer aux valeurs données dans les **tableaux F41** et **F44** compte tenu du rapport Sph/Spe, du type de circuit et du type de conducteur.

Fig. F40

Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les Figures F41 et F44 en schéma TN

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3P + N ou P + N	Cuivre	1	0,67	0,50	0,40
	Aluminium	0,62	0,42	0,31	0,25

6.2.6 Canalisations protégées par des disjoncteurs à usage général

(Fig. F41)

Fig. F41: Longueur maximale (en mètre) de canalisations triphasées 230 / 400 V ou monophasées protégées contre les contacts indirects (schémas TN) par des disjoncteurs industriels

Section nominale des conducteurs mm ²	Courant de réglage du fonctionnement instantané de disjoncteur Im (A)																											
	50	63	80	100	125	160	200	250	320	400	500	560	630	700	800	875	1000	1120	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6300	8000	10000
1,5	100	79	63	50	40	31	25	20	16	13	10	9	8	7	6	6	5	4	4									
2,5	167	133	104	83	67	52	42	33	26	21	17	15	13	12	10	10	8	7	7	5	4							
4	267	212	167	133	107	83	67	53	42	33	27	24	21	19	17	15	13	12	11	8	7	5	4					
6	400	317	250	200	160	125	100	80	63	50	40	36	32	29	25	23	20	18	16	13	10	8	6	5	4			
10			417	333	267	208	167	133	104	83	67	60	53	48	42	38	33	30	27	21	17	13	10	8	7			
16					427	333	267	213	167	133	107	95	85	76	67	61	53	48	43	33	27	21	17	13	11			
25							417	333	260	208	167	149	132	119	104	95	83	74	67	52	42	33	26	21	17			
35								467	365	292	233	208	185	167	146	133	117	104	93	73	58	47	36	29	22			
50									495	396	317	283	251	226	198	181	158	141	127	99	79	63	49	40	32			
70												417	370	333	292	267	233	208	187	146	117	93	73	58	47			
95														452	396	362	317	283	263	198	158	127	99	79	66			
120																457	400	357	320	250	200	160	125	100	80			
150																	435	388	348	272	217	174	136	109	87			
185																		459	411	321	257	206	161	128	101			
240																				400	320	256	200	160	128	101		

6.2.7 Canalisations protégées par des disjoncteurs Compact ou Acti 9 à usage industriel ou domestique

(Fig. F42 à Fig. F44)

6 Mise en oeuvre du schéma TN

Fig. F42

Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN ($m = 1$) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type B

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type B (A)															
mm ²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	1200	600	400	300	200	120	75	60	48	37	30	24	19	15	12	10
2,5		1000	666	500	333	200	125	100	80	62	50	40	32	25	20	16
4			1066	800	533	320	200	160	128	100	80	64	51	40	32	26
6				1200	800	480	300	240	192	150	120	96	76	60	48	38
10						800	500	400	320	250	200	160	127	100	80	64
16							800	640	512	400	320	256	203	160	128	102
25									800	625	500	400	317	250	200	160
35										875	700	560	444	350	280	224
50												760	603	475	380	304

Fig. F43

Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230/400 V ou monophasées en schéma TN ($m = 1$) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type C

Sph	Courant assigné des disjoncteurs type C (A)															
mm ²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	600	300	200	150	100	60	37	30	24	18	15	12	9	7	6	5
2,5		500	333	250	167	100	62	50	40	31	25	20	16	12	10	8
4			533	400	267	160	100	80	64	50	40	32	25	20	16	13
6				600	400	240	150	120	96	75	60	48	38	30	24	19
10					677	400	250	200	160	125	100	80	63	50	40	32
16						640	400	320	256	200	160	128	101	80	64	51
25							625	500	400	312	250	200	159	125	100	80
35							875	700	560	437	350	280	222	175	140	112
50								760	594	475	380	301	237	190	152	

Fig. F44

Longueurs maximales (en mètres) de canalisations triphasées 230 / 400 V ou monophasées en schéma TN ($m = 1$) protégées contre les contacts indirects par des disjoncteurs domestiques de type D

Sph	Courant assigné (A)															
mm ²	1	2	3	4	6	10	16	20	25	32	40	50	63	80	100	125
1,5	429	214	143	107	71	43	27	21	17	13	11	9	7	5	4	3
2,5	714	357	238	179	119	71	45	36	29	22	18	14	11	9	7	6
4		571	381	286	190	114	71	80	46	36	29	23	18	14	11	9
6		857	571	429	286	171	107	120	69	54	43	34	27	21	17	14
10			952	714	476	284	179	200	114	89	71	57	45	36	29	23
16					762	457	286	320	183	143	114	91	73	57	46	37
25						714	446	500	286	223	179	143	113	89	71	57
35							625	700	400	313	250	200	159	125	80	100
50								848	543	424	339	271	215	170	136	109

Exemple

Soit une installation triphasée (230/400 V) en schéma TN-C. Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et d'un conducteur neutre (PEN) de 25 mm².

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Pour un disjoncteur de type B, le tableau de la **Figure F42** est à utiliser. Il indique que, pour une section 50 mm² et un courant de 63 A, la longueur maximale autorisée est 603 mètres.

Il est nécessaire de tenir compte de $m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} = 2$: le tableau de la **Figure F40** indique un coefficient de 0,42

pour des conducteurs aluminium. La longueur maximale du circuit est de ce fait : 603 m x 0,42 = 253 mètres

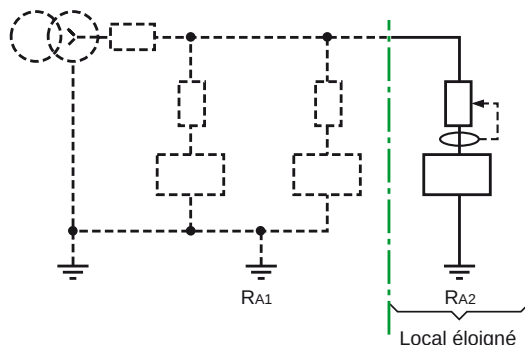
6.2.8 Cas particulier où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée

Protection contre les contacts indirects par DDR en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre distincte. La sensibilité doit être adaptée à la résistance R_{A2} de la prise de terre.

En aval du DDR, le schéma de liaison à la terre ne peut être le TN-C (à remplacer par le TN-S) (R_{A2} en **Figure F45**).

6 Mise en oeuvre du schéma TN

Fig. F45
Prise de terre séparée



6.3 Schéma TN - Dispositif différentiel à haute sensibilité

(cf. Fig. F46)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

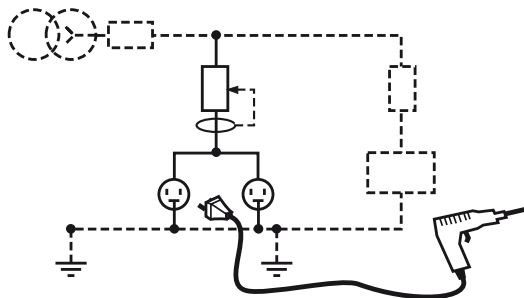
- des socles de prise de courant de courant assigné $\leq 20 \text{ A}$ pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné $\leq 32 \text{ A}$ destinés à être utilisés à l'extérieur

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

D'autres situations où des DDR-HS sont imposés ou recommandés (en particulier sur les circuits alimentant des socles de prise de courant), sont décrites dans la série 7 de la norme CEI 60364 : par exemple 704 (installation de chantier), 705 (établissement agricole), 708 (parcs de caravanes), 709 (marinas) etc.

Voir le chapitre P paragraphe 3.

Fig. F46
Circuit de prises de courant



6.4 Schéma TN - Prévention dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.13 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion. La gestion de ces risques est traitée au paragraphe [Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement](#).

Rappel : (cf. Fig. F47)

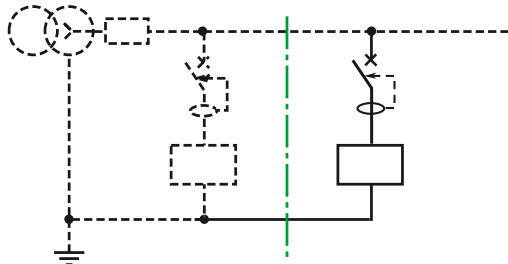
La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500 \text{ mA}$) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300 \text{ mA}$) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

La norme NF C 15100 § 422.1.9 et 424.11 interdit le schéma TN-C dans les locaux à risques d'incendie et d'explosion.

Ces textes sont harmonisés avec les textes européens (CENELEC).

Fig. F47
Local à risque d'incendie



6.5 Schéma TN - Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

6.5.1 Suggestion 1

(cf. Fig. F48)

- **Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas**

$$2I_n \leq I_{rm} \leq 4I_n$$

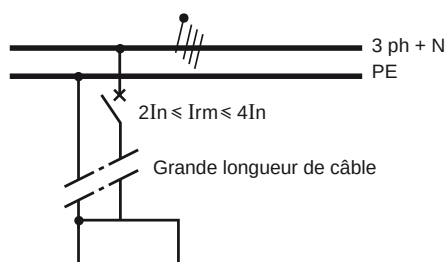
Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais, il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

- **Solutions Schneider Electric**

- Compact type G ($2I_n \leq I_{rm} \leq 4I_n$),
- disjoncteur Acti 9 courbe B.

Pour les installations en schéma TN-C, il est impossible d'installer une protection différentielle à courant résiduel (DDR).

Fig. F48
Appareil à réglage magnétique bas



6.5.2 Suggestion 2

(cf. Fig. F49)

- **Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal**

La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).

Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA

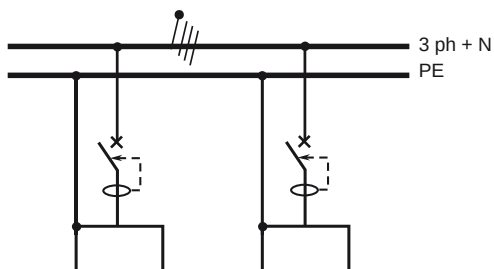
- **Solutions Schneider Electric**

- différentiel Acti 9 NG125 : $I_{\Delta n} = 1$ ou 3 A
- Vigicompact REH or REM : $I_{\Delta n} = 3$ à 30 A

6 Mise en oeuvre du schéma TN

Fig. F49

Protection différentielle à
courant résiduel



6.5.3 Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection (PE ou PEN) ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

F39

6.5.4 Suggestion 4

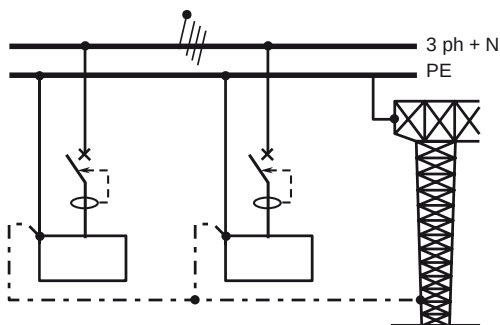
(cf. Fig. F50)

Ajouter des liaisons équipotentielle supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

Note : pour les installations en schéma TN-C, seules les suggestions 1 et 3 sont possibles.

Fig. F50

Liaisons équipotentielle
supplémentaires



7 Mise en oeuvre du schéma IT

La caractéristique de base d'un schéma IT est que même après l'apparition d'un défaut d'isolement (à la terre) l'installation électrique peut continuer de fonctionner normalement sans interruption. Ce défaut est dénommé "premier défaut".

Dans un schéma IT,

- l'installation est isolée de la terre ou un point de l'alimentation, généralement le neutre, est mis à la terre à travers une impédance (schéma IT impédant),
- les masses sont mises à la terre,
 - soit ensemble (interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre à la borne principale),
 - soit individuellement ou par groupes (mises à la terre à des prises de terre différentes).

Cela signifie que dans un schéma IT, un défaut à la terre

- ne crée qu'un courant de défaut de quelques milliampères,
- ne causera de ce fait :
 - aucune dégradation à l'installation en particulier à l'emplacement du défaut,
 - aucun risque d'incendie,
 - aucune tension de contact (en fait de quelques volts $\ll$ 50 V).

Une installation en schéma IT en situation de premier défaut peut donc continuer de fonctionner normalement mais il est impératif de savoir qu'un premier défaut a eu lieu, de trouver l'emplacement de ce défaut et de l'éliminer.

Un autre intérêt du schéma IT est que la réparation de l'installation peut être planifiée à une période où le besoin de fonctionnement de l'installation électrique n'est pas critique.

En pratique, l'exploitation satisfaisante d'une installation électrique en schéma IT nécessite certaines mesures spécifiques :

- un contrôle permanent de l'isolement de l'installation par rapport à la terre et la signalisation de toute défaillance d'isolement,
- Le contrôle permanent de l'isolement par CPI qui doit signaler le "premier défaut" (signal sonore ou visuel), ainsi que la limitation des surtensions à fréquence industrielle, sont obligatoires selon le § 413-1-5-4 de la NF C 15-100.
- un dispositif de limitation de tension qui pourrait apparaître entre la terre et l'installation (généralement placé entre le point neutre de la source et la terre),
- une équipe de maintenance efficace pour effectuer avec succès la recherche du premier défaut. Cette recherche est facilitée par l'utilisation de plus en plus courante de matériels de localisation automatique,

L'apparition d'un second défaut avant que le premier défaut ne soit éliminé, entraîne obligatoirement la coupure automatique de l'alimentation. Le second défaut (par définition) est un défaut qui apparaît sur un conducteur actif, phase ou neutre, différent de celui où est apparu le premier défaut.

Le second défaut entraînera :

- une tension de contact dangereuse,
- un courant de défaut important, équivalent à un courant de court-circuit, ou relativement faible suivant la manière dont les masses sont mises à la terre.

7.1 Schéma IT - Conditions préalables

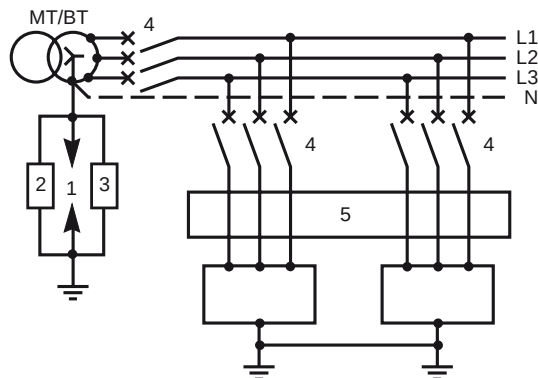
(cf. Fig. F51 et Fig. F52)

Ce tableau indique les dispositions à prendre pour qu'une installation IT (à neutre isolé ou impédant) soit conforme à la norme NF C15-100 et au décret de protection des travailleurs lorsque toutes les masses sont interconnectées et mises à la terre.

Fig. F51
Fonctions essentielles en
schéma IT et exemples
de produits Schneider
Electric

Fonctions minimales à assurer	Appareillage	Exemples
Protection contre les surtensions à fréquence industrielle	(1) Limiteur de surtension	Cardew C
Impédance de limitation (pour neutre impédant seulement)	(2) Impédance	Impédance Zx
Contrôle global de l'isolement et signalisation du défaut simple	(3) Contrôleur permanent d'isolement	Vigilohm TR22A ou XM 200
Coupure automatique au 2 ^e défaut protection du neutre contre les surintensités	(4) Protection omnipolaire	Disjoncteur Compact ou DDR-MS
Localisation du défaut simple	(5) Avec dispositif de recherche sous tension (ou par ouverture successive des départs)	Vigilohm system

Fig. F52
Emplacements des fonctions essentielles à la surveillance de l'isolement sur un réseau triphasé en schéma IT



F41

7.2 Schéma IT - Protection contre les contacts indirects

7.2.1 Cas du premier défaut

L'automatisation et la télésurveillance facilitent la maîtrise du niveau d'isolement d'une installation en schéma IT.

L'intensité du courant qui circule dans la boucle de défaut en situation de premier défaut est de l'ordre de quelques milliampères.

La tension de contact (analogue à tension de défaut) est la chute de tension créée

- dans la mise à la terre (soit le produit du courant de défaut par la résistance de terre),
- et dans le PE entre la mise à la terre jusqu'à l'emplacement du défaut (soit le produit du courant de défaut par la résistance du PE).

La valeur de cette tension est clairement sans danger et pourrait atteindre quelques volts seulement dans le pire des cas : (par exemple, sur une installation en schéma IT de très grande dimension (capacité de fuite équivalent à 1000 Ω), le courant de premier défaut sera de 230 mA^[10] et si la résistance de terre est très mauvaise 50 Ω , la tension de contact ne sera que de 11,5 V ; voir [Le premier défaut](#)).

Une alarme sonore et visuelle est délivrée par le Contrôleur Permanent d'Isolement.

Principe physique

Un générateur applique une tension de faible niveau BF ou continue entre le réseau à surveiller et la terre. Ce signal se traduit par un courant de fuite que l'on peut mesurer et qui reflète l'état de l'isolement du réseau.

Les systèmes à basse fréquence sont utilisables sur les installations à courants continus et certaines versions peuvent faire la distinction entre la part résistive et la part capacitive du courant à la terre.

Les réalisations modernes permettent de mesurer l'évolution du courant de fuite : la prévention du premier défaut devient ainsi possible. Les mesures sont transmises par bus en vue de leur exploitation automatique.

Exemples de matériel

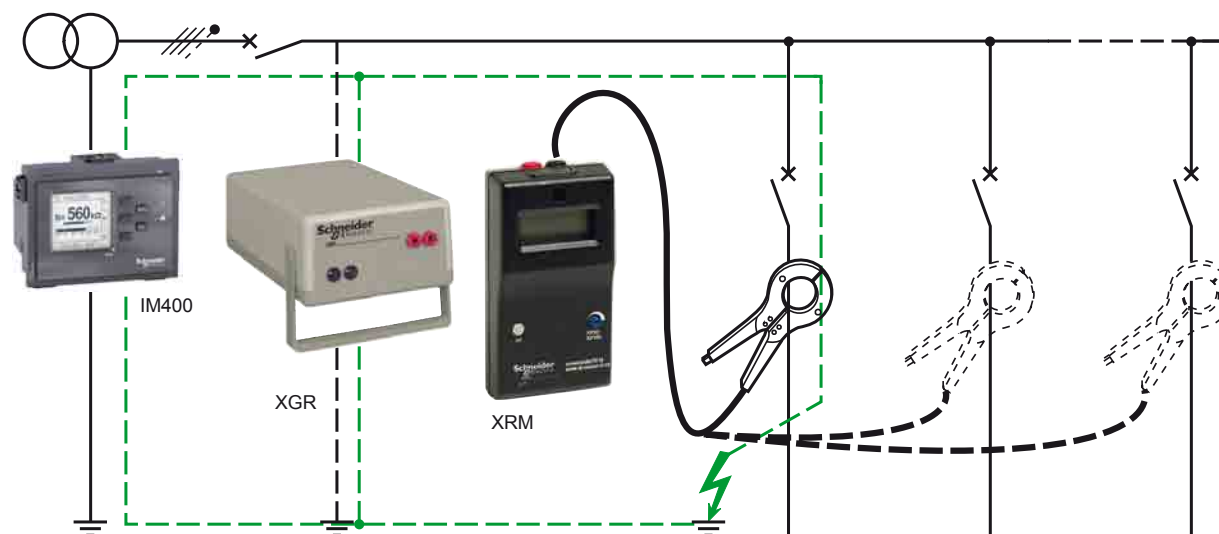
Recherche mobile manuelle

(cf. [Fig. F53](#))

Le générateur peut être fixe (exemple : IM400) ou mobile (exemple : XGR portable permettant le contrôle hors tension) et le récepteur ainsi que la pince ampèremétrique sont mobiles.

[10] Réseau triphasé 400 / 230 V en schéma IT.

Fig. F53: Recherche mobile manuelle



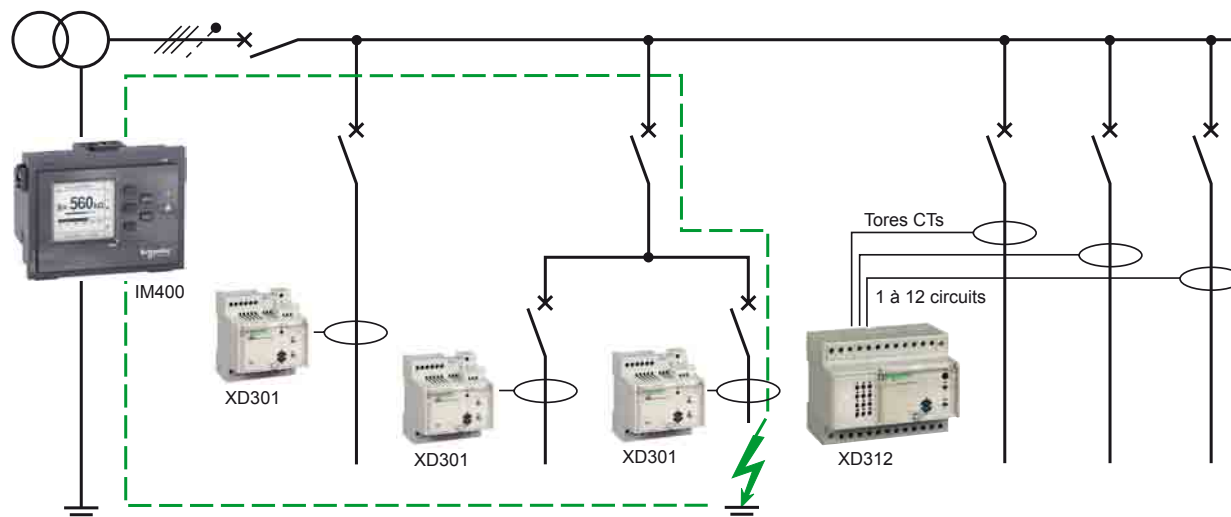
Recherche fixe automatique

(cf. Fig. F54)

Le contrôleur permanent d'isolement IM400 et les détecteurs XD301 ou XD312 associés à des tores installés sur chaque départ permettent de disposer d'un système de recherche automatique sous tension.

De plus, l'appareil affiche le niveau d'isolement et possède deux seuils : un seuil de prévention et un seuil d'alarme.

Fig. F54: Recherche fixe automatique



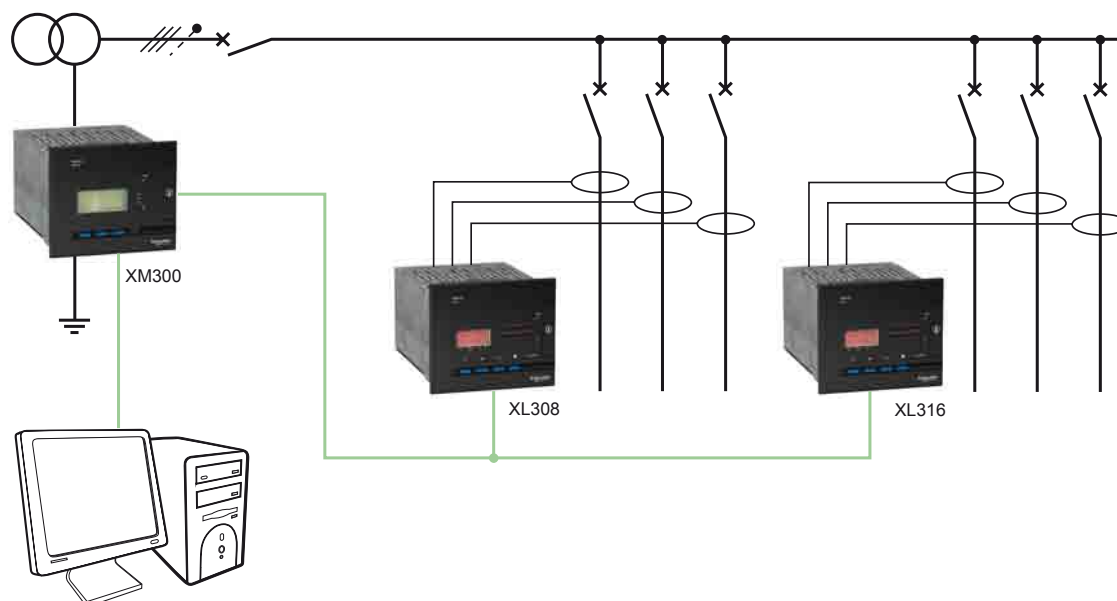
Recherche et exploitation automatique

(cf. Fig. F55)

Le Vigilohm System permet également de communiquer avec une imprimante et/ou un PC qui permet de disposer de la vue d'ensemble du réseau, de son niveau d'isolement et de l'historique (chronologie) de l'évolution de l'isolement pour chaque départ.

Le contrôleur permanent d'isolement XM300 et les détecteurs XL308 ou XL316, associés à des tores installés sur chaque départ, comme illustré sur la **Figure F55** ci-dessous, permettent cette recherche et exploitation automatique.

Fig. F55: Recherche et exploitation automatique



F43

Mise en œuvre des Contrôleurs Permanents d'Isolément CPI

La norme NF C 15-100, partie 537-1-3, préconise :

- un seuil d'alarme réglé à 500 Ω ,
- un seuil de prévention du niveau d'isolément ajusté à chaque installation.

Branchement

Le CPI est normalement connecté entre le point neutre (ou le neutre artificiel) du transformateur d'alimentation et la mise à la terre.

Alimentation

L'alimentation du CPI devrait être réalisée à partir d'une source parfaitement fiable. En pratique, c'est généralement directement à partir de l'installation à contrôler et en aval d'une protection contre les surintensités d'un calibre adéquat.

Réglages

Certaines normes nationales recommandent un premier réglage à 20% au dessous du niveau de l'installation neuve. Cette valeur permet de détecter une diminution de la qualité de l'isolément nécessitant des mesures de maintenance préventive pour pallier une situation de défaillance naissante.

Le deuxième seuil de réglage du CPI (seuil de détection du défaut d'isolément) doit être réglé à un niveau beaucoup plus bas.

A titre d'exemple, les 2 seuils de réglages peuvent être :

- niveau d'isolément de l'installation neuve 100 k Ω ,
- Courant de fuite tolérée (non dangereux) : 500 mA (risque incendie si > 500 mA),
- Réglages des 2 seuils du CPI par l'utilisateur :
 - Seuil de prévention (pour maintenance préventive) : 80% x 100 k Ω = 80 k Ω ,
 - Seuil de détection (alarme pour recherche de défaut) : 500 Ω .

Notes :

- Après une longue période de coupure, pendant laquelle toute ou une partie de l'installation est restée hors tension, de l'humidité peut réduire la valeur de la résistance répartie d'isolément. Cette situation qui est principalement due à des courants de fuite à la surface humide d'isolants sains ne constitue pas une situation de défaut et s'améliorera rapidement à la remise sous tension dès que l'élévation de température normale des conducteurs sous l'effet des courants parcourus réduira ou éliminera cette humidité de surface.
- Les contrôleurs d'isolément (CPI) de type XM peuvent mesurer séparément les composantes résistives et capacitives du courant de fuite à la terre, fournissant de ce fait la valeur vraie de la résistance d'isolément.

7.2.2 Cas du deuxième défaut

Le guide UTE C15-105 propose trois méthodes :

- méthode des impédances,
- méthode de composition,
- méthode conventionnelle.

En schéma IT dans le cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE et collectivement mises à la terre (voir [Coupure automatique lors du second défaut en schéma IT](#)), un second défaut (à moins qu'il n'apparaisse sur la même phase que le premier défaut) crée un court-circuit phase phase ou phase neutre. De plus, qu'il apparaisse sur le même circuit ou sur un circuit différent du premier défaut, les dispositifs de protection contre les surintensités, disjoncteur ou appareillage à fusible, assurent la coupure automatique de l'alimentation.

Les réglages des magnétiques (ou des protections Court retard et Instantané) des disjoncteurs et les calibres des fusibles sont les paramètres de base qui déterminent la longueur maximale des conducteurs pour laquelle la protection des personnes est assurée comme indiqué à la page [Protection contre les contacts indirects](#).

Note : dans ce cas où les masses sont interconnectées par un conducteur de protection PE, aucune résistance de terre ne se situe sur le chemin du courant dans la boucle de défaut. De ce fait, l'intensité du courant de deuxième défaut n'est limitée que par l'impédance des conducteurs et est obligatoirement suffisamment élevée pour déclencher les protections de surintensités.

Si les longueurs des circuits sont extrêmement importantes, et en particulier si les circuits sont mis à des terres différentes (de ce fait, les 2 résistances de terre sont dans la boucle défaut) la coupure automatique par les protections contre les surintensités n'est plus possible.

Dans ces cas, il est recommandé d'assurer la protection des personnes contre les contacts indirects par un DDR sur chaque circuit. Les réglages des DDR sont similaires à la protection des personnes en schéma TT, en particulier le temps maximal de coupure.

Néanmoins, il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la **Figure F19**).

Méthodes de détermination de l'intensité de court-circuit

Les mêmes principes que ceux utilisés pour le schéma TN (voir [Protection contre les contacts indirects](#)) sont applicables. Les méthodes sont de ce fait :

- la méthode des impédances,
- la méthode de composition,
- la méthode conventionnelle.

La méthode conventionnelle sera la plupart du temps suffisante et conduit à limiter la longueur des différents circuits électriques.

Méthode conventionnelle

(cf. **Fig. F56**)

Pour les calculs, il est pratique d'utiliser un logiciel approuvé par les autorités nationales, et basé sur la méthode des impédances, tel que Ecodial 3. De nombreux pays publient aussi des guides qui donnent des valeurs typiques de longueurs de conducteurs.

Le principe est le même pour un schéma IT que celui décrit à la page [Protection contre les contacts indirects](#) pour un schéma TN : le calcul des longueurs des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible).

Mais devant l'impossibilité pratique d'effectuer la vérification pour chacune des configuration de double défaut, le calcul pour chaque circuit est conduit dans le cas le plus défavorable : un autre défaut sur circuit identique

- Lorsque le neutre n'est pas distribué, le défaut ne peut être qu'un défaut entre phases et la tension à appliquer à la boucle de défaut est $\sqrt{3} U_0$.

C'est le cas recommandé par la norme NF C 15-100.

La longueur maximale du circuit est donnée par la formule suivante :

$$L_{max} = \frac{0.8 U_0 \sqrt{3} S_{ph}}{2 \rho I_a (1 + m)} \text{ mètres}$$

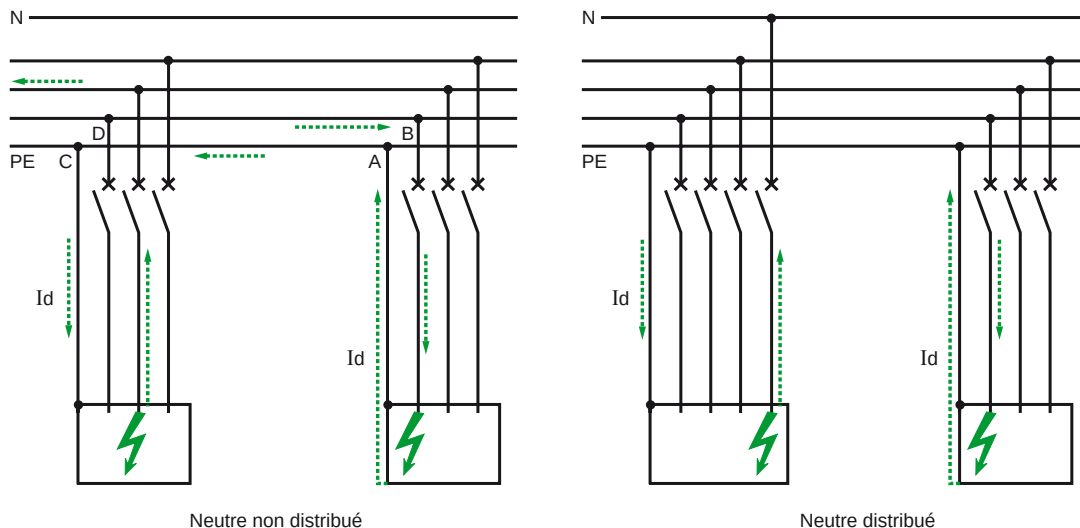
- Lorsque le neutre est distribué, la tension à retenir est la tension phase neutre U_0 (car c'est le cas le plus défavorable).

$$L_{max} = \frac{0.8 U_0 S_1}{2 \rho I_a (1 + m)} \text{ mètres}$$

La longueur du circuit est 2 fois plus faible qu'en schéma TN^[11].

Fig. F56

Calcul de L_{max} en schéma IT, trajet du courant en cas de défaut double en IT



F45

Dans les formules précédentes :

- L_{max} = longueur maximale en mètres,
- U_0 = tension simple (230 V pour un réseau 230 / 400 V),
- ρ = résistivité à la température de fonctionnement normale ($22,5 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre, $36 \times 10^{-3} \Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium),
- I_a = courant (A) de fonctionnement (disjoncteur) ou courant (A) de fusion (fusible) dans un temps spécifié,

$$m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}}$$

- S_{PE} = section du conducteur de protection en mm^2 ,
- $S_1 = S$ neutre si le circuit comporte un conducteur neutre,
- $S_1 = S_{ph}$ si le circuit ne comporte pas de neutre.

7.2.3 Tableaux des longueurs L_{max}

Le guide UTE C15-105 comporte des tableaux qui indiquent directement la longueur du circuit à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée en fonction des appareils de protection utilisés contre les surintensités.

Les tableaux du guide UTE C15-105 sont établis selon la méthode conventionnelle.

Les tableaux donnant les longueurs L_{max} des circuits à ne pas dépasser pour que la protection des personnes contre les contacts indirects soit assurée par les dispositifs de protection utilisés contre les surintensités (disjoncteur ou fusible) sont identiques à ceux donnés pour le schéma TN (cf. tableaux des **Figures F41 à F44**).

Ces tableaux prennent en compte :

- le type de protection : disjoncteurs ou fusibles,
- le calibre de la protection,
- les sections des phases et du conducteur de protection,
- Le tableau de la **Figure F57** indique le facteur de correction à apporter aux longueurs indiquées dans les tableaux F41 à F44 dans le cas du schéma IT.

[11] Rappel : il n'y a pas de longueur limite pour la protection des personnes en schéma TT, dès qu'une protection par DDR-HS est installée.

Fig. F57

Facteur de correction à appliquer aux longueurs données dans les tableaux F41 à F44 en schéma IT

Circuit	Nature du conducteur	m = Sphase/SPE (ou PEN)			
		m = 1	m = 2	m = 3	m = 4
3 phases	Cuivre	0,86	0,57	0,43	0,34
	Aluminium	0,54	0,36	0,27	0,21
3P + N ou 1P + N	Cuivre	0,50	0,33	0,25	0,20
	Aluminium	0,31	0,21	0,16	0,12

Exemple

Soit une installation triphasée (230 / 400 V) en schéma IT.

Un circuit protégé par un disjoncteur de type B de 63 A est constitué de câbles en aluminium de 50 mm² de section par phase et de 25 mm² de section pour le conducteur de protection (PE) .

Quelle est la longueur maximale du circuit, en dessous de laquelle la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection magnétique instantanée du disjoncteur ?

Le tableau de la **Figure F42** indique une longueur maximale autorisée de 603 mètres à laquelle il faut appliquer un coefficient de 0,36 (m = 2 et conducteur en aluminium dans le tableau de la **Figure F57**). La longueur maximale du circuit est de ce fait 217 mètres.

7.3 Schéma IT - Dispositif différentiel haute sensibilité (DDR- HS)

La norme CEI 60364-4-41 § 415.1.1 reconnaît comme une mesure efficace la protection complémentaire des personnes contre les contacts directs par des DDR haute sensibilité (DDR-HS $I_{\Delta n} \leq 30$ mA).

La norme CEI 60364-4-41 § 411.3.3 impose cette protection complémentaire (quel que soit le schéma des liaisons à la terre) sur les circuits alimentant :

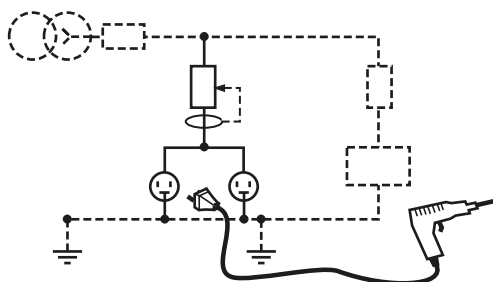
- des socles de prise de courant de courant assigné ≤ 20 A pour tous les types d'emplacements,
- les appareils portatifs de courant assigné ≤ 32 A destinés à être utilisés à l'extérieur.

Note : dans certains pays comme la France (norme NF C 15-100 § 411.3.3), pour des circuits alimentant des socles de prise de courant de courant assigné jusqu'à 32 A, et à des valeurs plus importantes, si les emplacements sont humides et/ou les installations temporaires (telles que les installations de chantier par exemple).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégé par un DDR (voir le tableau de la **Figure F19**).

Fig. F58

Circuit alimentant des socles de prise de courant



7.4 Schéma IT - Prévention dans les locaux à risque d'incendie et d'explosion

La gestion de ces risques est traitée à la page [Protection incendie dans le cas d'un défaut d'isolement](#).

Rappel :

La norme CEI 60364-4-42 § 422.3.10 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 500$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

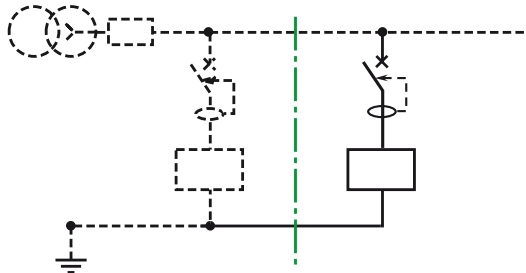
La norme d'installation NF C 15-100 § 42 impose l'installation d'un DDR moyenne sensibilité (DDR-MS $I_{\Delta n} \leq 300$ mA) sur les circuits présentant un risque d'incendie.

Cette valeur est retenue par les textes européens (CENELEC).

Il est nécessaire lors de la conception du projet de tenir compte des courants de fuite au premier défaut sur les circuits ou le groupe de circuits protégés par un DDR (voir le tableau de la **Figure F19**).

Fig. F59

Protection par DDR
spécifique d'un local à
risque d'incendie



7.5 Schéma IT - Cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

F47

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peuvent pas être satisfaites à la conception ou ne peuvent pas être vérifiées à la réalisation, les possibilités ci-après peuvent être envisagées.

7.5.1 Suggestion 1

(cf. Fig. F60)

Installer un appareil à seuil de déclenchement magnétique bas.

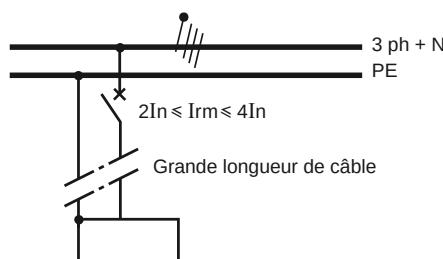
Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit plus long. Mais il faut s'assurer que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés au démarrage.

Solutions Schneider Electric

- Compact type G ($2 I_n \leq I_{rm} \leq 4 I_n$).
- Disjoncteur Acti 9 courbe B.

Fig. F60

Protection par disjoncteur
à seuil de déclenchement
magnétique bas



7.5.2 Suggestion 2

(cf. Fig. F61)

Installer une protection différentielle à courant résiduel sur un circuit terminal. La valeur élevée des courants de défaut autorise l'utilisation de basses sensibilités (quelques ampères à quelques dizaines d'ampères).

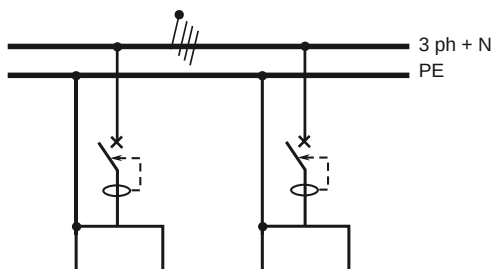
Cette solution permet de s'affranchir de toute vérification. En présence de prises de courant, l'ensemble du coffret et les prises elles-mêmes doivent être protégées par un DDR-HS-30 mA.

Solutions Schneider Electric

- Différentiel Acti 9 NG125: $I_{\Delta n} = 1$ ou 3 A.
- Vigicompact REH ou REM: $I_{\Delta n} = 3$ à 30 A.
- Vigirex RH 99 associé à un dispositif de coupure.

Fig. F61

Protection par DDR



7.5.3 Suggestion 3

Augmenter la section des conducteurs de protection ou de phase ou les 2 simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

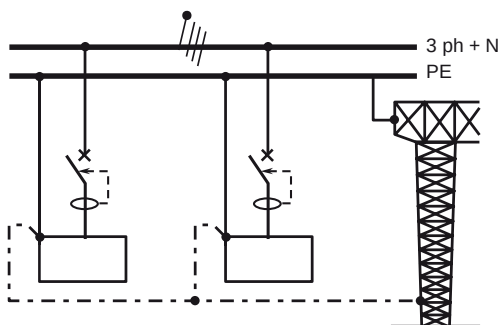
7.5.4 Suggestion 4

(cf. Fig. F62)

Ajouter des liaisons équipotentielle supplémentaires. Cela aura un effet similaire à la suggestion 3 soit une réduction de la résistance de la boucle de défaut mais de plus permettra une amélioration des mesures de protection (par diminution de la tension de contact). L'efficacité de cette mesure doit être vérifiée par une mesure de résistance entre les masses simultanément accessibles et le conducteur de protection local, dont la valeur à ne pas dépasser est indiquée dans le guide UTE C 15-105.

Fig. F62

Liaisons équipotentielle
supplémentaires



8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

8.1 Description des DDR

Les caractéristiques essentielles du fonctionnement d'un DDR sont montrées en **Fig. F63** ci-contre.

Un circuit magnétique entoure tous les conducteurs actifs, y compris le conducteur neutre si présent, alimentant un circuit électrique. Le flux magnétique généré dans le circuit magnétique dépend à chaque instant de la somme arithmétique des courants dans les conducteurs actifs.

En cas de circuit monophasé (**Fig. F63**), le courant entrant I_1 (de la source vers l'utilisation) est considéré comme positif, à l'inverse le courant I_2 sortant est considéré comme négatif.

Pour un circuit électrique sain, $I_1 + I_2 = 0$ et il n'y a pas de flux magnétique, donc aucune f.é.m. créée dans l'enroulement secondaire.

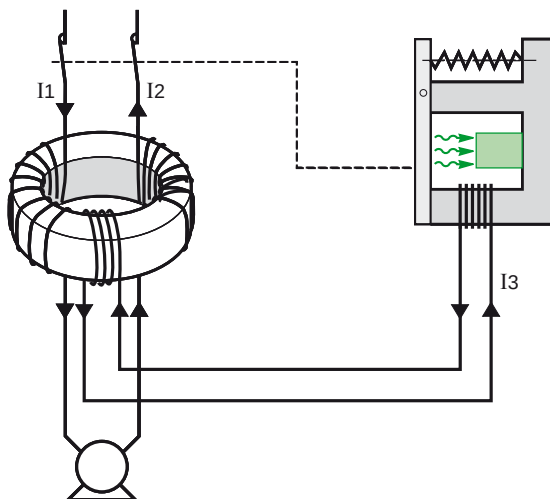
Un courant de défaut I_d passe dans le circuit magnétique de la source vers l'utilisation mais revient par les conducteurs de protection (schéma TN) ou par la terre (schéma TT).

De ce fait, la somme des courants entrant et sortant n'est plus nulle, soit $I_1 + I_d + I_2 = I_d$, et cette différence de courant crée un flux magnétique.

Cette différence de courant est appelée "courant résiduel" et le principe est dénommé principe du "courant résiduel".

Le flux alternatif résultant dans le circuit magnétique induit en conséquence une f.é.m. dans le bobinage du secondaire de sorte qu'un courant I_3 circule dans l'enroulement de commande de déclenchement du dispositif. Si le courant résiduel dépasse la valeur requise (le seuil) pour activer le déclenchement du dispositif soit directement soit via un relais électronique ceci va provoquer l'ouverture de l'organe de coupure associé (interrupteur ou disjoncteur).

Fig. F63
Le principe de
fonctionnement d'un DDR



8.2 Type de DDR

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Les dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR) sont couramment intégrés ou associés avec les appareils suivants :

- disjoncteurs de type industriel boîtier moulé et forte intensité conformes à la CEI 60947-2,
Note : les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction DDR (par exemple le disjoncteur Vigicompact) sont conformes aussi à l'annexe B de cette norme,
- disjoncteurs miniatures de type industriel conformes à la CEI 60947-2.
Un DDR est obligatoirement utilisé à l'origine d'une installation en schéma TT.

Mais afin d'assurer un niveau de continuité de service adéquat, il est aussi nécessaire d'utiliser d'autres DDR en aval sur l'installation et de mettre en œuvre leur capacité à être sélectifs entre eux.

8.2.1 Disjoncteurs de type industriel avec un module DDR intégré ou adaptable

(cf. **Fig. F64**)

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Les disjoncteurs de type industriel intégrant la fonction différentielle sont conformes à la norme CEI 60947-2 et à son annexe B.

Les disjoncteurs différentiels de type industriel sont disponibles sous plusieurs versions (sur socle, débrochable, sur rail DIN). La protection différentielle est réalisée par des modules complémentaires adaptables sur rail DIN (par exemple Acti 9) ou montés aux bornes des disjoncteurs (par exemple bloc Vigi pour disjoncteur Compact NSX). Ces disjoncteurs différentiels peuvent donc ainsi assurer une protection complète : protection contre les surintensités, protection contre les contacts indirects et/ou directs et sectionnement.

Fig. F64

Disjoncteurs de type industriel avec module DDR



Disjoncteur de type industriel Vigicompact



Disjoncteur de type industriel Acti 9 sur rail DIN ...



... avec un module DDR Vigi adaptable

8.2.2 Disjoncteurs modulaires de type domestique avec protection différentielle

(cf. Fig. F65)

Les disjoncteurs différentiels de type domestique sont l'objet des normes CEI 60898, CEI 61008 et CEI 61009.

Fig. F65

Disjoncteurs différentiels de type domestique pour la protection contre les défauts à la terre



Disjoncteur d'arrivée avec ou sans déclenchement temporisé et fonction DDR intégrée (type S)



Disjoncteur différentiel «Monobloc» D'clac Vigi conçu pour la protection des circuits prises de courant pour les applications domestiques et tertiaires

8.2.3 Disjoncteurs différentiels et DDR à tore séparé

(cf. Fig. F66)

Les interrupteurs différentiels sont couverts par des normes nationales particulières. Les DDR à tore séparé sont normalisés à l'annexe M de la CEI 60947-2.

Les DDR à tore séparé peuvent être utilisés avec des disjoncteurs ou des contacteurs.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Fig. F66
DDR à tore séparé
(Vigirex)



F51

8.3 Sensibilité des DDR aux perturbations

Dans certains cas, des perturbations (dues au réseau ou à son environnement) peuvent créer des dysfonctionnements des DDR.

- **Déclenchement intempestif** : coupure de l'alimentation électrique en cas d'absence de situations dangereuses. Ce type de déclenchement est souvent répétitif, ce qui est très préjudiciable à la qualité de la fourniture de l'énergie, et entraîne pour l'utilisateur des perturbations d'exploitation.
- **Non déclenchement en cas de situations dangereuses** : baisse de la sensibilité dans la détection des courants de défaut dangereux. Cette situation doit être analysée avec précautions car elle affecte la sécurité. De ce fait, les normes CEI ont défini 3 catégories de DDR selon leur aptitude à gérer ces types de situation (voir ci-après).

8.3.1 Principaux types de perturbations

Bien que ces perturbations ne soient pas dangereuses pour les personnes, elles peuvent entraîner des déclenchements intempestifs des dispositifs de protection DDR qu'il est nécessaire de pallier.

Courants de fuite permanents

Toute installation électrique BT a un courant de fuite permanent à la terre qui est dû :

- soit aux déséquilibres des capacités de fuite naturelles des conducteurs actifs à la terre (principalement pour des circuits triphasés),
 - soit à des capacités entre une phase et la terre pour des circuits monophasés.
- Le courant de fuite est d'autant plus important que l'installation électrique est étendue.

Ce courant de fuite capacitif est parfois majoré de manière significative par les condensateurs de filtrage reliés à la masse de certains récepteurs électroniques (dans des équipements pour des automatismes, pour des systèmes de communication, pour des réseaux informatiques, etc.). En l'absence de données plus précises, le courant de fuite peut être évalué sur la base suivante, pour un réseau 230 V / 50 Hz :

- canalisations mono ou triphasées : 1,5 mA/100m,
- plancher chauffant : 1 mA/kW,
- Fax, imprimantes : 1 mA,
- PC, poste de travail : 2 mA,
- Photocopieuses : 1,5 mA.

Pour que les DDR puissent fonctionner correctement avec les sensibilités $I_{\Delta n}$ requises par les normes CEI et/ou les normes nationales pour assurer la sécurité des personnes et des biens, il est nécessaire de limiter les courants de fuite permanents traversant un DDR. Une limitation à 25% de son seuil $I_{\Delta n}$ par une division des circuits, élimine pratiquement tout risque de déclenchement intempestif.

Composantes à haute fréquence HF

(harmoniques, transitoires, etc.) générés

- par des alimentations d'équipements informatiques, des convertisseurs de fréquence, des commandes de moteur par variateur de vitesse, des systèmes d'éclairage à lampes fluorescentes,
- par la proximité d'appareils de coupure MT et de batterie de condensateurs d'énergie réactive.

Une partie de ces courants HF peut s'écouler à la terre par les capacités de fuite des équipements.

Mise sous tension

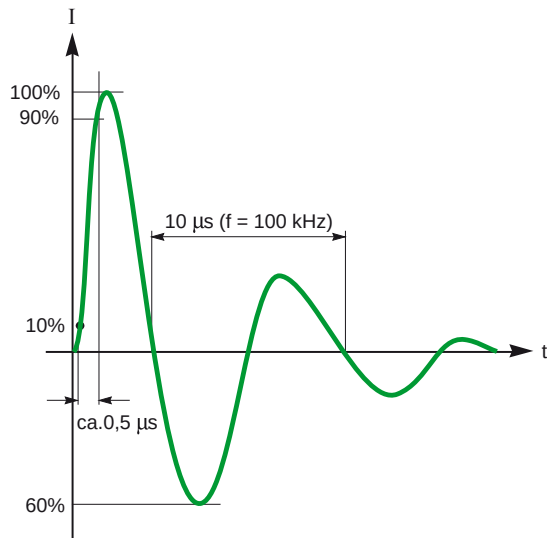
La mise sous tension de condensateurs tels que mentionnés ci-dessus crée un courant d'appel transitoire HF similaire à celui de la **Figure F67**.

L'apparition du premier défaut en schéma IT crée un courant de fuite transitoire dû à la brusque élévation de tension des 2 phases saines par rapport à la terre.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Fig. F67

Onde de courant
normalisée 0,5 μ s/100
kHz



Surintensions de mode commun

Les réseaux électriques sont soumis à des surtensions transitoires dues

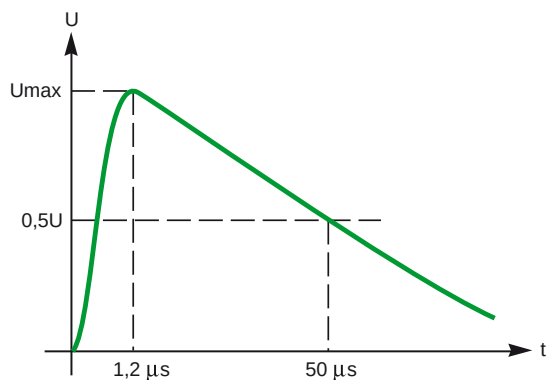
- à des perturbations extérieures d'origine atmosphériques (foudre),
- à des changements brusques des conditions de fonctionnement du réseau (défauts, fusion de fusibles, commutation de charges inductives, manœuvres d'appareillage MT, etc.).

Ces surtensions transitoires créent dans les capacités de fuite à la terre des courants transitoires de forte amplitude.

Leur observation a établi que sur un réseau BT, les surtensions demeurent en général inférieures à 6 kV, et elles sont représentées correctement par une onde de tension normalisée 1,2 / 50 μ s (cf. **Fig. F68**).

Fig. F68

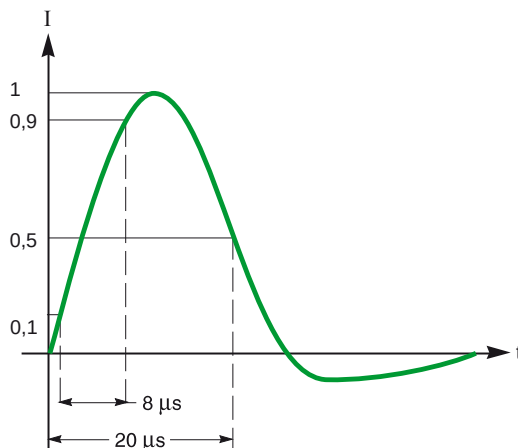
Onde de tension
normalisée 1,2 / 50 μ s



Les courants induits par ces surtensions peuvent aussi être représentés par une onde de courant normalisée 8 / 20 μ s de valeur crête de plusieurs dizaines d'ampères (cf. **Fig. F69**).

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Fig. F69
Onde de courant normalisée 8 / 20 μ s



F53

8.3.2 Immunité

Courants de fuite transitoires : CEM

Selon la NF C 15-100 § 531.2.1.4, tout DDR installé doit avoir un niveau d'immunité minimal aux déclenchements indésirables.

- Les DDR de "type S" (ou cran I et plus) admettent tous les courants transitoires de fuite à la terre, y compris ceux des parafoudres (cf. schémas d'installation au chapitre L § 1.3), de durée inférieure à 40 ms. Les surtensions et courants transitoires mentionnés ci-contre, les commutations (bobines de contacteurs, relais, contacts secs), les décharges électrostatiques et les ondes électromagnétiques rayonnées (radio) relèvent du domaine de la compatibilité électromagnétique (pour plus de détails, consulter les Cahiers Techniques n° 120 et 149 de Schneider Electric).
- Les DDR de type "A si" (super immunisés) évitent les déclenchements intempestifs dans les cas de réseaux pollués, effets de la foudre, courants à haute fréquence, composantes continues, transitoires, harmoniques, basses températures (-25 °C).

La NF C 15-100 § 771.314.2.1 recommande d'utiliser un DDR « si » de 30 mA pour le circuit spécifique d'un congélateur.

Courants de défauts à composantes pulsées ou continues DDR de type AC, A ou B

L'article 531-2-1-5 de la NF C 15-100 indique les dispositions à prendre si nécessaire.

La norme CEI 60755 (Exigences générales pour les dispositifs de protection à courant différentiel résiduel) définit trois types de DDR suivant la caractéristique du courant de défaut :

type AC

DDR pour lequel le déclenchement est assuré pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels, sans composante continue.

type A

DDR pour lequel le déclenchement est assuré

- pour des courants alternatifs sinusoïdaux différentiels résiduels,
- en présence de courants continus pulsatoires différentiels résiduels spécifiés.

type B

DDR pour lequel le déclenchement est assuré

- pour des courants identiques à ceux du type A,
- pour des courants continus différentiels résiduels qui peuvent résulter d'un redressement triphasé.

8.3.3 Influences externes

Influences externes^[12]

Correspondance : CEI 60364-5-51 § 512.2 et NF C 15-100 partie 5-51 § 512.2

Tenue au froid

Dans le cas de températures au dessous de -5°C, les relais électromécaniques très sensibles des DDR de haute sensibilité peuvent être mécaniquement bloqués par le givre en cas de condensation.

[12] Pour plus de détails voir [Influences externes \(CEI 60364-5-51 et NF C 15-100 partie 5-51\)](#).

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Les DDR de type "SI" peuvent fonctionner jusqu'à une température de -25°C.

Atmosphères chimiques corrosives ou chargées de poussières

Les alliages spéciaux utilisés dans la fabrication des DDR peuvent notablement être dégradés par la corrosion. Les poussières peuvent aussi bloquer le mouvement des parties mécaniques.

Les influences externes sont classées dans le Tableau 51 A de la norme CEI 60364-5-51.

L'influence externe "Présence de substances corrosives ou polluantes" est identifiée par le code AFx (avec x qui représente le degré de sévérité de 1, négligeable, à 4, extrême).

Les règlements particuliers peuvent définir les dispositions à prendre et le type de DDR à mettre en œuvre (voir mesures à prendre en fonction des niveaux de sévérité dans le tableau de la **Figure F70**).

Influence du réseau électrique	Réseau perturbé	DDR super immunisé Type A SI : 	DDR super immunisé Type SI 	DDR super immunisé Type SI  + Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche)	DDR super immunisé Type SI  + Protection additionnelle appropriée (coffret ou unité fonctionnelle étanche + surpression)
	Réseau propre	DDR immunisé standard Type AC			
Présence de substance corrosive ou polluante CEI 60364 / NF C 15-100		Présence négligeable	Présence appréciable d'origine atmosphérique	Actions intermittentes ou accidentelles de certains produits chimiques ou polluants courants	Actions permanentes de produits chimiques ou polluants
Sévérité		AF1	AF2	AF3	AF4
Caractéristiques des matériels à mettre en œuvre		Normales	Conformité, par exemple, au test de brouillard salin	Protection contre les corrosions	Spécifiquement étudiées suivant le type de produit et de pollution

Fig. F70
Caractéristiques des DDR selon l'influence externe classée AF - Sites suivant le type de pollution

Exemples de sites exposés	Influences Externes
Métallurgie, aciérie.	Présence de soufre, vapeur de soufre, H ₂ S.
Marina, port de commerce, bateau, bord de mer, chantier naval.	Atmosphère saline, en extérieur, humide, basse température.
Piscine, hôpital, agro alimentaire.	Composants chlorés.
Pétrochimie.	Gaz de combustion hydrogène, oxydes d'azote.
Élevage.	H ₂ S.

Niveau d'immunité des DDR de la marque Schneider Electric

Les gammes de DDR de la marque Schneider Electric comprennent différents types de DDR permettant une protection contre les défauts d'isolement adaptée à chaque application. Le tableau de la **Figure F71** indique le type de DDR à installer en fonction des perturbations probables au point d'installation.

Fig. F71
Niveau d'immunité des DDR Schneider Electric

Type de DDR	Déclenchement intempestif (en absence de défaut)	Non déclenchement (en présence de défaut)			
		Courant de défaut avec		Basse température (jusqu'à -25°C)	Atmosphère corrosive et poussière
		Courants de fuite naturelle HF	Composantes pulsées (monophasé redressé)	Composantes continues pures	
AC					
A					
SI	  				
B	  				

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Immunité aux déclenchements intempestifs

Les DDR de type si/SiE ont été conçus pour pallier les déclenchements intempestifs et/ou les non déclenchements dans le cas de pollution du réseau électrique (effet induit de coups de foudre, courants HF, courants RF, etc.). La **Figure F72** indique les essais (et les niveaux d'essais) subis par les DDR de ce type.

Fig. F72

Essais d'immunité aux déclenchements intempestifs subis par les DDR de marque Schneider Electric

Type de perturbations	Ondes d'essais normalisées	Niveau d'essai Acti 9 : iID, DT40 Vigi, Vigi, iC60, Vigi, C120, Vigi NG125 Type si/SiE
Perturbations permanentes		
Harmoniques	1 kHz	Courant de défaut = 8 x I _{Δn}
Perturbations transitoires		
Surtension foudre induite	1,2 / 50 μs Impulsion (CEI/EN 61000-4-5)	4,5 kV entre conducteurs 5,5 kV / terre
Courant foudre induit	8 / 20 μs Impulsion (CEI/EN 61008))	5 kA crête
Courant transitoire de manœuvre, indirect de foudre	0,5 μs / 100 kHz Onde de courant (CEI/EN 61008)	400 A crête
Fonctionnement de para surtension en aval, charge de capacités	10 ms Impulsion	500 A
Compatibilité Électromagnétique		
Commutation de charges inductives, éclairage fluorescent, moteurs, etc.	Salves répétées (CEI 61000-4-4)	4 kV / 400 kHz 5 kV / 2,5 kHz
Éclairage fluorescent, circuits commandés par thyristors	Ondes RF conduites (CEI 61000-4-6)	30 V (150 kHz à 230 MHz) 250 mA (15 kHz à 150 kHz)
Ondes RF (TV et Radios, émetteurs, télécommunication, etc.)	Ondes RF émises 80 MHz à 1 GHz (CEI 61000-4-3)	30 V / m

F55

8.3.4 Recommandations concernant l'installation des DDR à tore séparé

Le capteur de ce type de DDR est un tore (généralement circulaire) de matériau magnétique à très haute perméabilité, sur lequel est bobiné un circuit secondaire, l'ensemble constituant un transformateur de courant toroïdal.

A cause de cette haute perméabilité, l'équilibre des flux magnétiques peut être affecté par

- une dissymétrie, même légère, dans la position des conducteurs entourés par le circuit magnétique,
- une proximité trop grande avec des matériaux ferreux (coffret ou châssis métallique, etc.).

De ce fait, des courants d'appel importants (courant de démarrage, courant magnétisant de transformateurs, courant de mise sous tension de capacités) peuvent saturer localement ce matériau et provoquer des déclenchements indésirables.

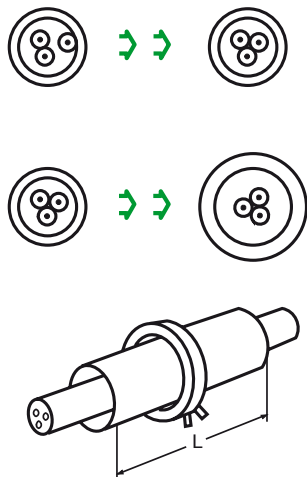
Sans prendre de précautions particulières, le rapport de sensibilité, courant de fonctionnement I_{Δn} rapporté au courant maximum des phases I phase max, soit I_{Δn}/ I_{ph(max)} est ≤ 1/1000.

Cette limite peut être augmentée sensiblement en prenant les mesures illustrées en **Figure F73** et résumées dans le tableau de la **Figure F74**.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Fig. F73

trois mesures pour réduire le rapport de sensibilité $I\Delta n/I_{ph}$ (max)



$L = 2$ fois le diamètre du tore

$L = 2$ fois le diamètre du tore

Fig. F74

Mesures pour réduire le rapport de sensibilité

Mesures	Diamètre (mm)	Gain de sensibilité ^[a]
Centrer avec précaution les conducteurs dans le tore		3
Prendre un tore de la taille supérieure	$\varnothing 50 \rightarrow \varnothing 100$	2
	$\varnothing 80 \rightarrow \varnothing 200$	2
	$\varnothing 120 \rightarrow \varnothing 300$	6
Utiliser un manchon magnétique (fer doux - tôle magnétique) :		
• d'épaisseur 0,5 mm,	$\varnothing 50$	4
• de longueur 2 x diamètre intérieur du tore,	$\varnothing 80$	3
• entourant complètement les conducteurs et dépassant de manière égale de chaque côté du tore.	$\varnothing 120$	3
	$\varnothing 200$	2

[a] Le gain représente en fait une diminution du rapport de sensibilité.

Ces mesures peuvent être combinées : par exemple, en centrant avec précaution les conducteurs dans un tore de 200 mm de diamètre

(alors que un diamètre de tore de 50 mm était suffisant) et en utilisant un manchon magnétique, le rapport 1/1000 devient 1/30000.

8.3.5 Choix des caractéristiques d'un interrupteur différentiel (ID)

Correspondance : CEI 60364-5-53 § 535.2.2 et NF C 15-100 § 535.3.2

Courant assigné

La norme CEI 60364-5-53 (§ 535.2.2) définit les règles.

Le courant assigné d'un interrupteur différentiel est choisi en fonction du courant maximum qui doit le traverser :

- si l'interrupteur différentiel est placé en série et en aval d'un disjoncteur, le courant assigné des 2 appareils est le même soit (cf. Fig. F75a) : $I_n \geq I_{n1}$,
- si l'interrupteur différentiel est placé en amont d'un groupe de disjoncteurs, le courant assigné est $\geq$ (cf. Fig. F75b) : $I_n \geq k_u \times k_s (I_{n1} + I_{n2} + I_{n3} + I_{n4})$.

Exigences de tenue électrodynamique

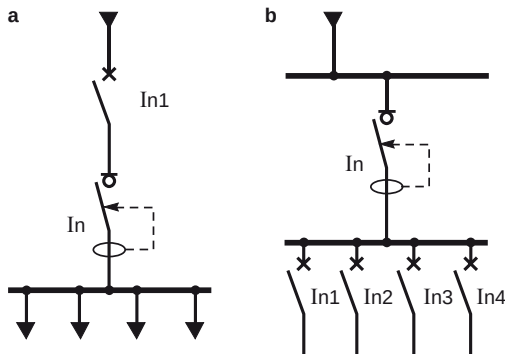
La protection contre les courts-circuits d'un interrupteur différentiel doit être assurée par un Dispositif de Protection contre les Courts-Circuits (DPCC) placé en amont. Cependant il est considéré que celle-ci peut aussi être réalisée par les DPCC situés en aval (sur les départs) si l'interrupteur est installé dans le même emplacement (coffret) que les DPCC (conformément aux normes appropriées, pour la France NF C 15-100 § 535.3.2).

La coordination entre les interrupteurs différentiels et les DPCC est nécessaire ; les constructeurs fournissent en général des tableaux d'association de DPCC et d'interrupteurs différentiels.

8 Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR)

Fig. F75

Interrupteurs différentiels associés à des disjoncteurs



F57

8.3.6 Choix des DDR pour des circuits avec variateur de vitesse

Les variateurs de vitesse sont de plus en plus utilisés pour alimenter les moteurs asynchrones. En effet ils procurent de multiples avantages : un courant de démarrage limité (environ 1,5 fois le courant nominal), une large plage de réglage de la vitesse avec possibilité de survitesse, une facilité de freinage électrique, l'inversion de sens de marche, etc.

Pour cela ces dispositifs électroniques comportent un premier circuit de redressement pour obtenir un courant continu qui est ensuite modulé par un second circuit afin de faire varier la fréquence et la puissance disponible pour l'alimentation des moteurs.

Le fonctionnement des DDR avec des variateurs de vitesse doit donc prendre en compte la présence éventuelle de composante continue et de courants à fréquence variable.

La norme NF C 15-100/A1, prenant en compte cette difficulté, impose un choix de DDR en fonction des conditions d'installation et du type de variateur. Le tableau de la **Figure F76** précise ce choix.

Fig. F76

Choix du DDR en fonction du SLT et du type de variateur (d'après le tableau 55A de la norme NF C 5-100/A1 § 553.2.6)

	Protection contre les contacts indirects			Protection complémentaire contre les contacts directs		
	Triphasée		Monophasée	Triphasée		Monophasée
Alimentation du variateur						
Caractéristiques du matériel et de l'installation	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu	Sans double isolement sur l'étage à courant continu	Avec double isolement sur l'étage à courant continu	Avec ou sans double isolement sur l'étage à courant continu
TT (IT avec des masses non interconnectées)	Type B (≥ 300 mA)	Type A (≥ 300 mA)		Type B (30 mA)	Type A (30 mA)	
TN-S	Type A (≥ 300 mA) ^[a]					
IT						

[a] Le défaut d'isolement s'apparente à un court-circuit. Le déclenchement doit normalement être assuré par la protection contre les courts-circuits, mais l'utilisation d'un DDR est recommandée en cas de risque de non déclenchement des protections à maximum de courant.

Il est aussi conseillé de :

- ne raccorder qu'un seul variateur par DDR,
- prévoir un DDR comme mesure de protection complémentaire contre un contact direct lorsque la résistance de freinage est accessible.

9 Détecteurs d'arc

9.1 Les incendies d'origine électrique

L'European Fire Academy (<http://www.europeanfireacademy.com/>) estime que les 2 250 000 incendies (nombre totaux d'incendies) qui se produisent chaque année en Europe représentent plus de 4 000 morts et 100 000 blessés.

Les bâtiments concernés sont les logements dans plus de 80% des cas.

L'électricité est une cause très régulièrement identifiée des incendies domestiques.

Les proportions d'incendies électriques varient selon les pays, les méthodes d'investigation mais aussi en fonction des moyens de recensement :

- 13% aux Etats-Unis (www.nfpa.org)
- 25% en France (www.developpement-durable.gouv.fr)
- 34% en Allemagne (www.ifs-kiel.de/)
- 40% en Norvège (www.sintef.no).

9.2 Les causes des incendies d'origine électrique

Les incendies électriques ont pour origine les surcharges, les courts-circuits, les courants de cheminement à la terre mais aussi les arcs électriques dans les câbles et les connexions.

En effet, lorsqu'un câble est localement endommagé ou qu'une connexion électrique se desserre, il existe 2 phénomènes qui peuvent également initialiser un incendie à cause d'un arc :

9.2.1 1/ La carbonisation

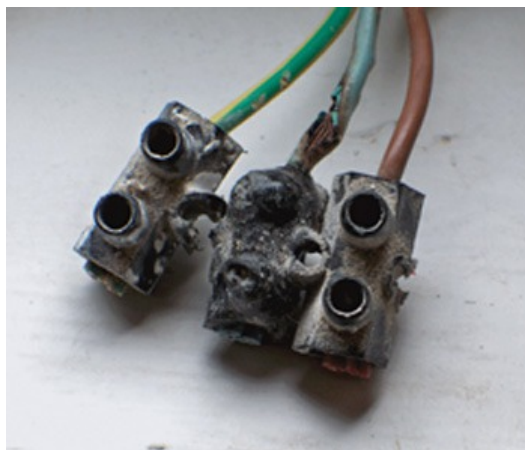
(voir Fig. F77a)

Dès qu'un conducteur est endommagé ou une connexion est mal serrée, il se produit un point chaud localisé qui carbonise les matériaux isolants à proximité de ce conducteur.

Le carbone étant un matériau conducteur, il autorise le passage du courant qui est ponctuellement en excès.

Le carbone étant déposé de manière non homogène les courants qui le traversent génèrent des arcs électriques pour favoriser leurs chemins. Chaque arc amplifiant la carbonisation des isolants, il se produit alors une réaction maintenue jusqu'à ce que la quantité de carbone soit assez importante pour qu'un arc l'enflamme spontanément.

Fig. F77a
Exemple de connexion
carbonisée



9.2.2 2/ Le court-circuit résistif

(voir Fig. F77b)

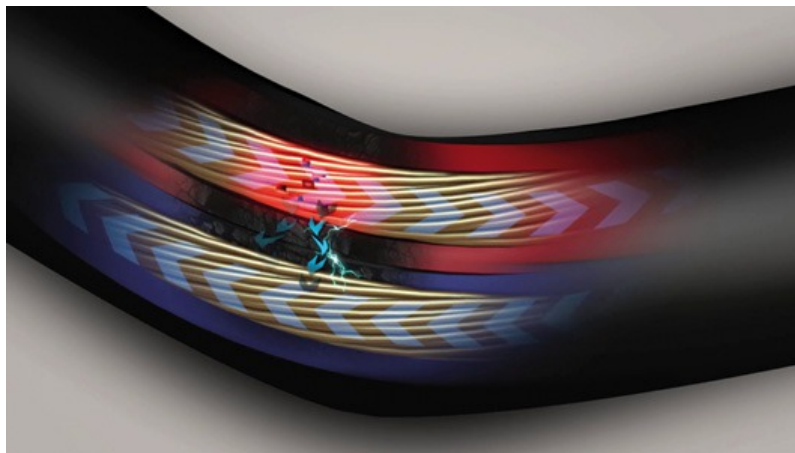
Dès que les isolants entre 2 conducteurs actifs sont endommagés, un courant significatif peut s'établir entre les 2 conducteurs, mais trop faible pour être considéré comme un court-circuit par le disjoncteur, et indétectable par les protections différentielles tant que ce courant ne va pas vers la terre.

En traversant ces isolants, ces courants de fuite optimisent leurs chemins en générant des arcs qui transforment petit à petit les isolants en carbone.

Les isolants ainsi carbonisés amplifient alors la fuite de courant entre les 2 conducteurs. Ainsi, une nouvelle réaction en chaîne se produit amplifiant la quantité de courant d'arc et de carbone jusqu'à ce qu'apparaisse la première flamme du carbone allumé par un des arcs.

Fig. F77b

Illustration d'un court-circuit résistif



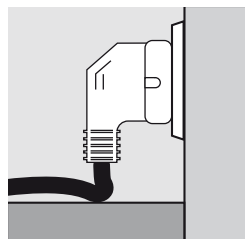
F59

Le point commun des ces phénomènes est l'allumage de l'incendie par des arcs qui enflamment du carbone: c'est pourquoi la détection de la présence d'arcs est un moyen d'éviter qu'ils ne se transforment en sinistre.

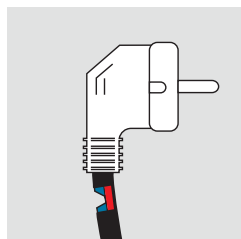
Ces arcs électriques dangereux ne sont pas détectés par les protections différentielles ni par les disjoncteurs ou fusibles.

Ces phénomènes peuvent apparaître dans les situations suivantes :

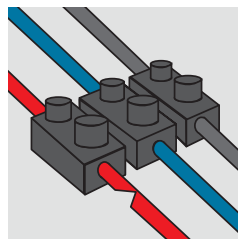
Fig. F78: Situations augmentant le risque d'incendie



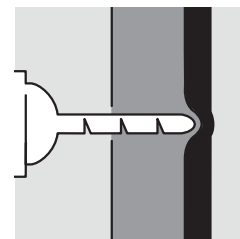
Cordon d'alimentation trop sollicité (par un meuble ou une position)



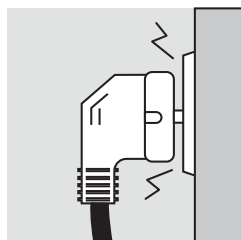
Cordon d'alimentation défectueux suite à manœuvres inappropriées ou trop nombreuses



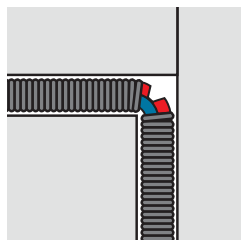
Câble affaibli lors du raccordement



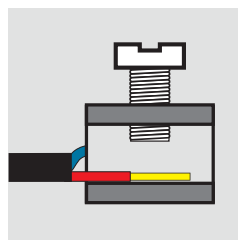
Endommagement accidentel d'un câble



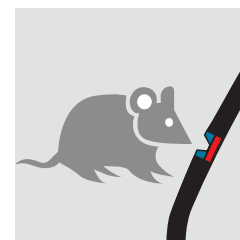
Prises en mauvais état



Vieillesse des protections de câbles



Connexions desserrées



Câbles endommagés par leur environnement : UV, vibrations, humidité, rongeurs

9.3 Les détecteurs d'arc

La technologie des détecteurs d'arcs permet de détecter les arcs dangereux et ainsi de protéger les installations. De tels dispositifs sont déployés avec succès aux Etats-Unis depuis le début des années 2000, et leur installation est imposée par le National Electric Code.

Depuis 2013, la norme internationale CEI 62606 définit les "dispositifs pour la détection de défaut d'arcs" ("Arc Fault Detection Devices", AFDD) qui détectent la présence d'arcs électriques dangereux et coupent l'alimentation électrique du circuit afin d'éviter l'initialisation de la première flamme.

9 Détecteurs d'arc

Le détecteur d'arcs surveille en temps réel de nombreux paramètres électriques du circuit qu'il protège afin de détecter des informations caractéristiques de la présence d'arcs électriques dangereux.

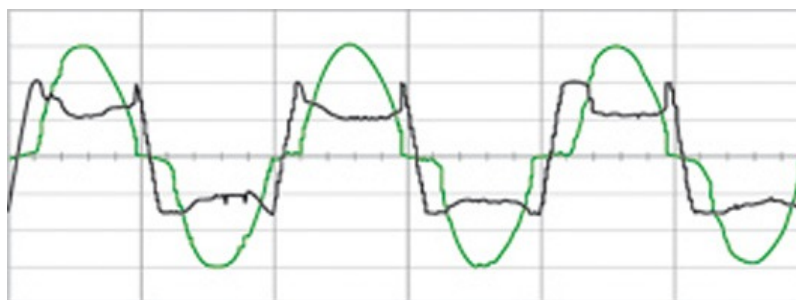
Par exemple, la déformation du signal du courant (sinusoïde) au moment de son passage à zéro est caractéristique de la présence d'un arc électrique : en effet, le courant ne passe qu'après l'apparition d'un arc qui a besoin d'une tension minimale pour se créer.

Fig. F79
Exemple de détecteur
d'arc pour les installations
résidentielles en France.



F60

Fig. F80
Forme d'onde typique
d'arc électrique. Tension
(noir) et courant (vert).



9.4 Installation des détecteurs d'arc

Les détecteurs d'arcs sont destinés à limiter les risques d'incendies, provoqués par la présence de courants de défaut d'arc, dans les circuits finaux d'une installation fixe.

Ils s'installent dans les tableaux électriques, principalement sur les circuits alimentant les prises électriques des chambres et pièces de vie des bâtiments résidentiels, et sont particulièrement recommandés dans les cas de rénovation.

Il est également recommandé de les installer dans les bâtiments suivants :

- bâtiments avec risque de propagation du feu (par exemple bâtiments avec ventilation forcée),
- bâtiments avec forte densité d'occupation (par exemple cinémas),
- bâtiments avec difficulté d'évacuation,
- bâtiments qui entreposent de matériaux inflammables ou matériaux avec risques d'explosion (par exemple bâtiments stockant du bois, industrie du papier).

Depuis 2014, la norme CEI 60364, chapitre 4-42, recommande l'utilisation de détecteurs d'arc.

9.4.1 Extrait de la norme CEI 60364-4-42

«Il est recommandé de prendre des mesures spéciales pour assurer une protection contre les effets des défauts d'arc dans les circuits terminaux :

- dans les locaux d'hébergement,
- dans les locaux présentant des risques d'incendie dû à la nature des matériaux traités ou stockés, à savoir les locaux BE2 (par exemple: granges, ateliers de travail du bois, usines de papier),
- dans les locaux avec matériaux de construction combustibles i.e. emplacements CA2 (par exemple, les bâtiments en bois),
- dans les structures propageant le feu i.e. locaux CB2,
- dans les locaux présentant un danger pour des biens irremplaçables.

Dans les circuits à courant alternatif, l'utilisation de dispositifs de détection de défaut d'arc (AFDD) en conformité avec la CEI 62606 satisfait la recommandation mentionnée ci-dessus ».

Chapitre G

La protection des circuits

1	Dimensionnement des conducteurs et protection	G3
	1.1 Dimensionnement des conducteurs et protection : méthodologie et définitions	G3
	1.2 Principe de la protection des circuits contre les surintensités	G5
	1.3 Détermination de la protection	G7
	1.4 Emplacement des protections	G9
	1.5 Conducteurs en parallèle	G10
2	Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation	G12
	2.1 Méthode générale de dimensionnement des canalisations	G12
	2.2 Approche simplifiée du choix des canalisations	G20
	2.3 Canalisations électriques préfabriquées	G22
3	Détermination de la chute de tension	G24
	3.1 Limite maximale de la chute de tension	G24
	3.2 Calcul de la chute de tension en ligne en régime permanent	G25
4	Courant de court-circuit	G29
	4.1 Courant de court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur MT/BT	G29
	4.2 Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT	G30
	4.3 Tableaux simplifiés du calcul de l'icc en aval d'une canalisation	G34
	4.4 Courant de court-circuit d'un générateur ou d'une ASI	G37
5	Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit	G38
	5.1 Calcul du courant de court-circuit minimal présumé	G38
	5.2 Vérification de la tenue des conducteurs aux contraintes correspondant à l'icc	G44
6	Les conducteurs de protection (PE)	G46
	6.1 Raccordement et choix des conducteurs de protection	G46
	6.2 Section des conducteurs de protection	G48
	6.3 Conducteur de protection entre le transformateur MT/BT et le TGBT	G49
	6.4 Conducteur d'équipotentialité	G50
7	Le conducteur neutre	G51
	7.1 Dimensionnement du conducteur neutre	G51
	7.2 Protection, coupure et sectionnement du conducteur neutre	G51
	7.3 Influence des courants harmoniques	G55
	7.4 Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation	G57
8	Calcul d'une installation suivant la norme française	G60
	8.1 NF C 15-100 et UTE C 15-100 - Généralités	G60
	8.2 Choix des canalisations	G60
	8.3 Détermination de la section des canalisations non enterrées	G60
	8.4 Détermination de la section des canalisations enterrées	G66
	8.5 Câbles en parallèle	G70
	8.6 Détermination de la section dans le cas d'un conducteur neutre chargé	G71
	8.7 Informations complémentaires sur les conditions d'exploitation	G71

G1

Chapitre G

La protection des circuits

9	Exemple de calcul d'une installation	G73
	9.1 Calcul de l'installation en utilisant le logiciel My Ecodial L	G74
	9.2 Calcul de l'installation en utilisant la méthode simplifiée	G75

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

1.1 Dimensionnement des conducteurs et protection : méthodologie et définitions



L'ensemble d'un circuit électrique et de sa protection est déterminé de manière à satisfaire à toutes les contraintes de fonctionnement.

Ce chapitre présente une étude suivant les normes CEI 60364 (série), principalement les normes CEI 60364- 4-43 et -5-52. Les normes d'installation nationales peuvent différer, adapter ou compléter cette norme internationale.

Pour la France, une étude complète suivant la norme NF C 15-100 et le guide NF C15-105 est présentée au sous chapitre G8.

1.1.1 Méthodologie

(cf. Fig. G1)

Après une analyse préliminaire des besoins en puissance de l'installation, comme décrite à la partie [La puissance d'une installation électrique](#), une étude des canalisations^[1] de chacun des circuits et de sa protection électrique est à entreprendre, en commençant à l'origine de l'installation pour aboutir aux circuits terminaux.

Chaque association canalisation-protection doit répondre simultanément à plusieurs conditions qui assurent la sûreté de l'installation :

- véhiculer le courant d'emploi permanent et ses pointes transitoires normales ;
- ne pas générer de chutes de tension susceptibles de nuire au fonctionnement de certains récepteurs, comme par exemple les moteurs en période de démarrage.

En outre, la protection, disjoncteur ou fusible, doit :

- protéger la canalisation ou le jeu de barres pour toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit ;
- assurer la protection des personnes contre les contacts indirects, en particulier dans les schémas TN et IT, où la longueur des circuits peut limiter le niveau des courants de court-circuit rendant ainsi possible le risque d'une coupure automatique non instantanée.

Note : en schéma TT, cette condition est naturellement satisfaite par l'installation obligatoire de DDR non temporisé sur les circuits terminaux.

La section des conducteurs est définie par la méthode générale décrite dans la partie [Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation](#). Des [récepteurs particuliers](#) peuvent nécessiter de surdimensionner le câble d'alimentation et sa protection.

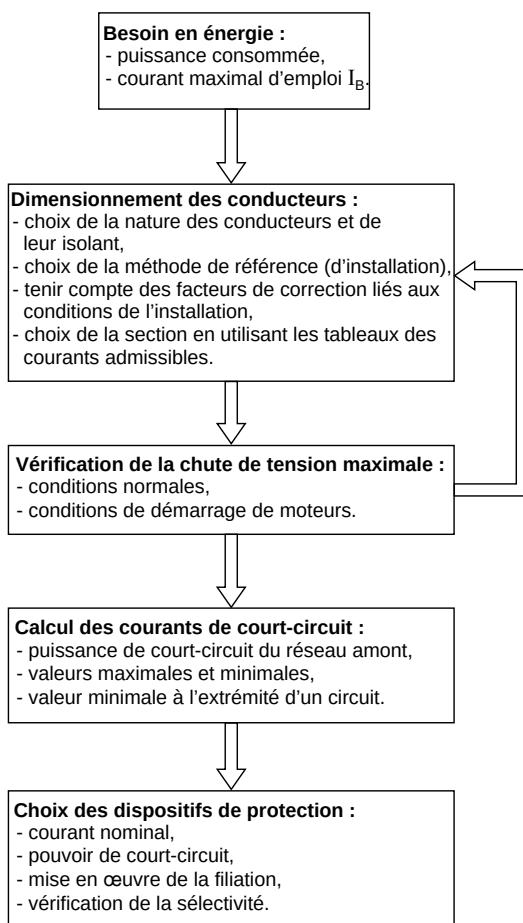
G3

[1] Le terme canalisation dans ce chapitre désigne les canalisations constituées de conducteurs isolés ou de câbles à l'exception des [Canalisations électriques préfabriquées](#).

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G1

Logigramme pour le choix d'une canalisation et de son dispositif de protection pour un circuit



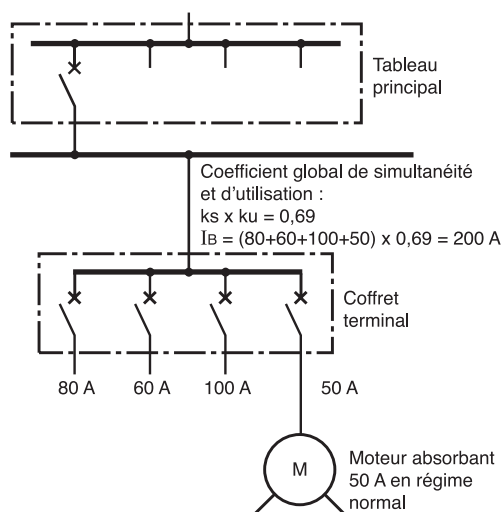
1.1.2 Définitions

Courant d'emploi : I_B

- Au niveau des circuits terminaux, c'est le courant qui correspond à la puissance apparente des récepteurs. Dans le cas de démarrage ou de mise en service fréquente (ex : moteur d'ascenseur, poste de soudure par points), il faut tenir compte des appels de courant lorsque leurs effets thermiques se cumulent et affectent les câbles et les relais thermiques.
- Au niveau des circuits de distribution (principaux, secondaires), c'est le courant correspondant à la puissance d'utilisation, laquelle tient compte des coefficients de simultanéité et d'utilisation, respectivement k_s et k_u comme décrit en **Figure G2** (voir aussi [Exemple d'application des facteurs \$k_u\$ et \$k_s\$](#)).

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G2
Exemple de calcul du courant d'emploi I_B dans un circuit



G5

Courant admissible : I_z

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Ce courant dépend, pour une section donnée, de plusieurs paramètres :

- constitution du câble ou de la canalisation (en cuivre ou en aluminium, isolation PVC ou PR, nombre de conducteurs actifs),
- température ambiante,
- mode de pose,
- influence des circuits voisins (appelé effet de proximité).

Surintensité

Il y a surintensité chaque fois que le courant traversant un circuit est supérieur à son courant d'emploi I_B .

Ce courant doit être coupé dans un temps dépendant de son intensité, de telle sorte qu'une dégradation irréversible de la canalisation, ou d'un récepteur suite à un défaut interne, puisse être évitée.

Des surintensités de faible durée peuvent cependant se produire dans des conditions normales d'exploitation. On distingue 2 types de surintensités :

- Les surcharges
Ce sont les surintensités se produisant dans un circuit électriquement sain, par exemple à cause de la mise en fonctionnement simultanée de charges même durant une faible durée : démarrage de plusieurs moteurs, etc. Cependant, si ces conditions durent au delà d'une période supportable (dépendant du réglage de la protection thermique ou du calibre des fusibles), le circuit est automatiquement coupé.
- Les courants de court-circuit
Ils sont consécutifs à un défaut, dans un circuit, entre plusieurs conducteurs et/ou entre un des conducteurs actifs et la terre (dans les schémas TN du fait de la très faible impédance entre le conducteur neutre et la terre) selon les combinaisons suivantes :
 - court-circuit triphasé (3 conducteurs de phase sont en court-circuit),
 - court-circuit biphasé (2 conducteurs de phase sont en court-circuit),
 - court-circuit monophasé (1 conducteur de phase et le neutre sont en court-circuit).

1.2 Principe de la protection des circuits contre les surintensités

Le principe consiste à disposer à l'origine du circuit un appareil de protection

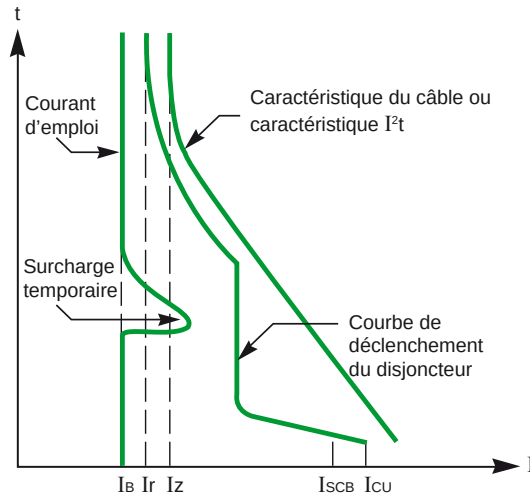
(cf. Fig. G3 et Fig. G4).

- agissant en cas de surintensité en un temps inférieur à la caractéristique I^2t du câble ;
- mais pouvant laisser passer en permanence le courant d'emploi I_B de ce circuit.

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G3

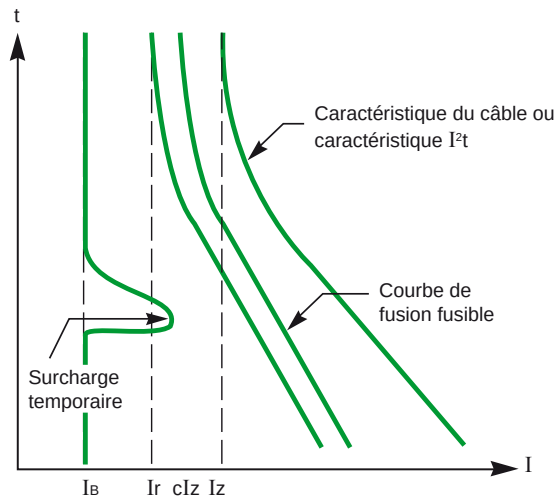
Principe de la protection d'un circuit : cas du disjoncteur



G6

Fig. G4

Principe de la protection d'un circuit : cas du fusible



Pour les courts-circuits de durée inférieure à 5 secondes, la caractéristique du conducteur isolé peut être approchée à l'aide de la formule :

$I^2 t = k^2 S^2$ qui exprime que la chaleur dégagée admissible est proportionnelle au carré de la section du conducteur isolé, avec :

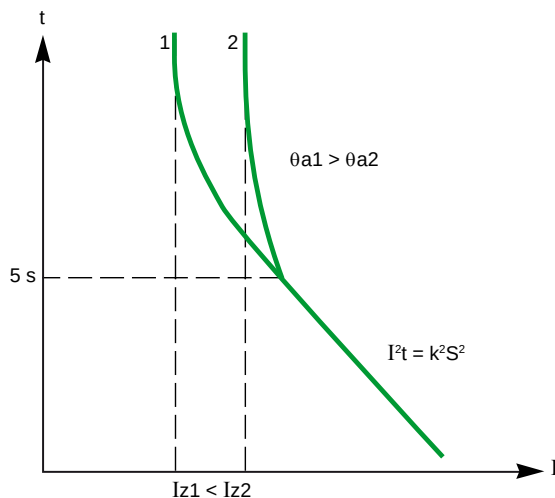
- t : Durée du court-circuit en secondes
- S : Section du conducteur isolé en mm²
- I : Courant de court-circuit effectif en A, exprimé en valeur efficace
- k : Constante caractéristique du conducteur isolé (les valeurs de k² sont indiquées **Figure G52**).

Pour un même conducteur isolé, l'intensité admissible varie selon l'environnement. Par exemple, pour une température θ ambiante élevée ($\theta_{a1} > \theta_{a2}$), I_{z1} est inférieur à I_{z2} (cf. **Fig. G5**).

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G5

Caractéristiques I^2t d'un conducteur en fonction de la température ambiante



G7

Note

- I_{CC} : courant de court-circuit triphasé
- I_{CU} ou I_{CN} : pouvoir de coupure assigné du disjoncteur
- I_r (ou I_{rth})^[2] : courant de réglage de la protection thermique ou Long retard du disjoncteur.

Note :

un disjoncteur de calibre nominal 50 A pour assurer une protection contre les surcharges à 30 A peut avoir :

- soit une plage de réglage de la protection permettant le réglage à 30 A,
- soit un réglage fixe de protection contre les surintensités équivalent à un disjoncteur de 30 A (courant assigné).

1.3 Détermination de la protection

Les méthodes suivantes sont basées sur des règles définies dans la norme CEI 60364-4-43 § 433 et § 434 et sont conformes aux règles de l'art pratiquées dans de nombreux pays.

1.3.1 Règle générale

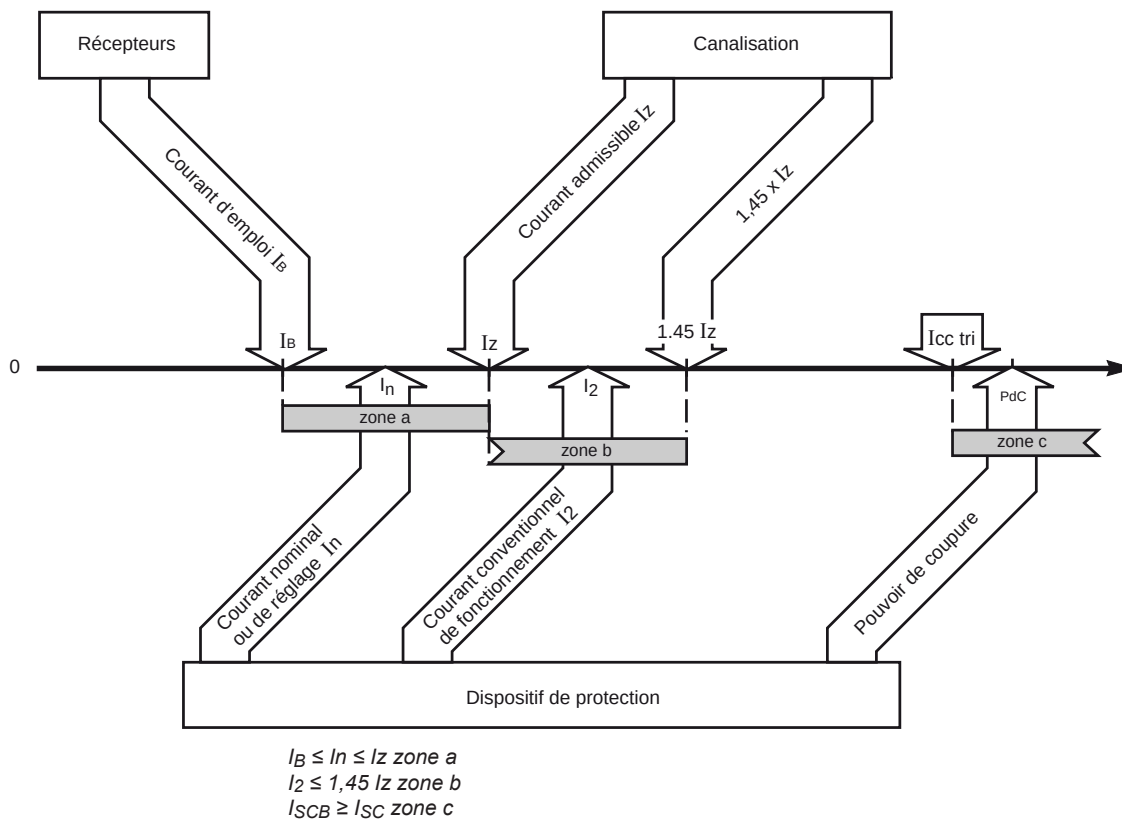
Un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible), assure correctement sa fonction si :

- son courant nominal ou de réglage I_n est situé entre le courant d'emploi et le courant admissible de la canalisation, soit :
 $I_B \leq I_n \leq I_z$ ce qui correspond à la zone a de la **Figure G6**.
- son courant conventionnel de déclenchement I_2 est inférieur à $1,45 \times I_z$, ce qui correspond à la zone b de la **Figure G6**.
- son pouvoir de coupure (PdC) est supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée ($I_{cc tri}$) en son point d'installation, soit :
 $PdC \geq I_{cc tri}$, ce qui correspond à la zone c de la **Figure G6**.

[2] Les deux désignations sont couramment employées dans les normes.

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G6: Courants du circuit nécessaires à la détermination du calibre de la protection (fusible ou disjoncteur) (selon NF C 15-100)



1.3.2 Applications

Protection par disjoncteur

Critère de choix d'un disjoncteur :

$I_B \leq I_n \leq I_Z$ et $PdC \geq I_{CC\ tri}$.

De par sa plus grande précision, le courant I_2 est toujours inférieur à $1.45 I_n$ (ou $1.45 I_r$) et la deuxième condition (zone b) est automatiquement respectée.

● Cas particulier

Si le disjoncteur n'assure pas lui-même la protection contre les surcharges, il est nécessaire de s'assurer que le court-circuit le plus faible entraîne l'ouverture du dispositif de protection (voir [Calcul du courant de court-circuit minimal présumé](#)).

Protection par fusible

Critère de choix d'un fusible :

$I_B \leq I_n \leq I_Z/k_3$ et $PdC \geq I_{CC\ tri}$.

Au contraire, la condition $I_2 \leq 1.45 I_Z$ est la plus contraignante, où I_2 est le courant de fusion du fusible qui vaut k_2 fois I_n (k_2 va de 1,6 à 1,9 selon les fusibles).

Le courant nominal I_n du fusible est déterminé par : $I_2 = k_2 \times I_n$

Un autre facteur a été introduit ($k_3 = \frac{k_2}{1.45}$) tel que $I_2 \leq 1.45 I_Z$ sera valide si $I_n \leq I_Z/k_3$.

Pour les fusibles de type gG :

- $I_n < 16\ A \rightarrow k_3 = 1.31$
- $I_n \geq 16\ A \rightarrow k_3 = 1.10$

Il faut d'autre part s'assurer que le pouvoir de coupure est supérieur à $I_{cc\ tri}$.

$PdC \geq I_{cc\ tri}$

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Association de dispositifs de protection

L'utilisation d'un appareil de protection possédant un pouvoir de coupure inférieur au courant de court-circuit au point où il est installé est autorisée par la norme CEI 60364 et par la norme NF C 15-100 aux conditions suivantes :

- il existe en amont un autre dispositif ayant au moins le pouvoir de coupure nécessaire,
- l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont est inférieure à celle que peut supporter sans dommage l'appareil aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.

Cette possibilité est mise en œuvre :

- dans les associations disjoncteurs / fusibles,
- dans la technique de filiation, qui utilise le fort pouvoir de limitation de certains disjoncteurs.

Les associations possibles, résultant d'essais réels effectués en laboratoire, sont données dans les catalogues des constructeurs (voir [Coordination entre les disjoncteurs](#)).

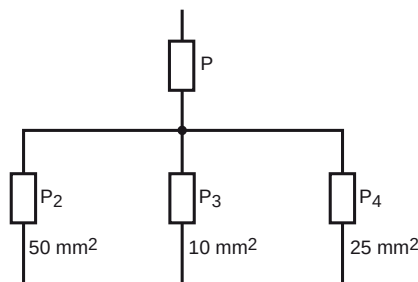
1.4 Emplacement des protections

1.4.1 Règle générale

(cf. Fig. G7a)

Un appareil de protection doit être installé à l'origine de chaque dérivation avec diminution de l'intensité admissible (changement de section, des conditions de pose, d'environnement).

Fig. G7a
Emplacement des protections - Règle générale



1.4.2 Dérogation pour déplacement du dispositif de protection

(cf. Fig. G7b)

Le dispositif de protection peut être placé sur le parcours de la dérivation :

- si AB n'est pas à proximité de matériau combustible,
- et si aucune dérivation ni prise de courant n'est placée sur AB.

Trois cas pratiques :

soit (cas 1)

- $AB \leq 3$ m et,
- AB renforcé pour réduire au minimum les risques de court-circuit (pose sous conduit par exemple).

soit (cas 2)

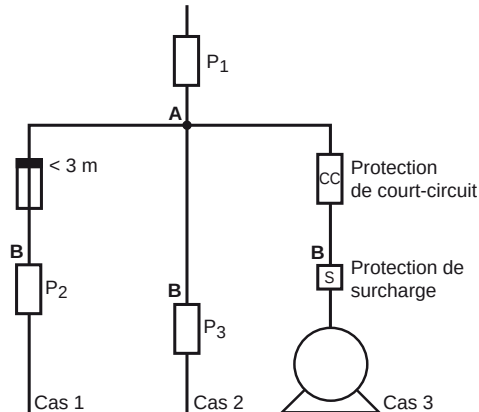
- le dispositif P1 en amont protège contre les courts-circuits la longueur AB conformément au chapitre [Calcul du courant de court-circuit minimal présumé](#).

soit (cas 3)

- la protection de surcharge (S) est incorporée ou placée à proximité du récepteur. Cette disposition peut être notamment utilisée pour les départs moteurs : le dispositif (S) constitue l'organe de commande et protection de surcharge du moteur ; le dispositif (CC) est : soit un fusible aM, soit un disjoncteur (spécial pour départ moteur).
- la protection de court-circuit (CC) placée à l'origine de la dérivation assure cette protection jusqu'au récepteur conformément à la page [Calcul du courant de court-circuit minimal présumé](#).

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

Fig. G7b
Emplacement des protections - Dérogation

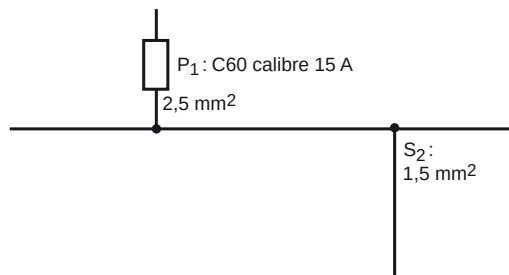


1.4.3 Dispense totale de dispositif de protection

(cf. Fig. G7c)

- Soit le dispositif de protection amont P1 est calibré pour protéger contre les surcharges et les courts-circuits, un câble de section S2.
- Soit la coupure d'un circuit présente un risque important :
 - circuits d'excitation des machines tournantes,
 - induits des machines à courant alternatif,
 - alimentation d'électro-aimant de levage ou de manutention,
 - secondaire des transformateurs de courant.

Fig. G7c
Dispense totale de dispositif de protection



1.4.4 Nombre de conducteurs chargés dans un circuit

De manière générale le nombre de conducteurs chargés dans un circuit est de trois (cf. norme CEI 60364-5-52 § 523.6.1). En présence de taux en courant harmonique de rang 3 élevé (>15%) sur le réseau, le conducteur neutre peut être considéré comme chargé et des facteurs de correction sont à appliquer aux canalisations.

L'étude détaillée du dimensionnement des circuits en présence de courants harmoniques de rang 3 est réalisée :

- au paragraphe 7.5 suivant la norme CEI 60364-5-52,
- au paragraphe 7.6 suivant la norme NF C 15-100.

1.5 Conducteurs en parallèle

Des conducteurs de même section, de même longueur et de même nature peuvent être connectés en parallèle.

Le courant maximum admissible I_z de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation I_B en tenant compte des effets d'échauffement mutuel, de la symétrie, de la méthode d'installation, etc, soit :

$$I_z \geq \frac{I_B}{n \cdot f \cdot s}$$

avec

- n = nombre de câbles en parallèle,
- f = effets d'échauffement,

1 Dimensionnement des conducteurs et protection

- f_s = facteur de symétrie.

Note : le nombre de câbles en parallèle ne doit pas dépasser quatre. Au-delà, il y a lieu de préférer la mise en œuvre de canalisations préfabriquées.

La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à un seul câble parcouru par la même intensité I_B .

Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit sur les câbles en parallèle :

- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne sont jamais à proximité de matériaux combustibles.

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Généralités

La norme internationale de référence pour l'étude des canalisations est la norme CEI 60364-5 52 : "Installations électriques des bâtiments – Partie 5-52 : Choix et mise en œuvre des matériels électriques – Canalisations"

Un résumé de cette norme est présenté ci-après, avec des exemples des méthodes de calcul des installations les plus couramment utilisées. Les courants admissibles des conducteurs sont donnés en annexe A de la norme. Une méthode simplifiée de l'utilisation des tableaux de l'annexe A est proposée dans l'annexe informative B de la norme.

2.1 Méthode générale de dimensionnement des canalisations

2.1.1 Mode de pose en fonction des différents types de câbles ou de canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la **Figure G8** en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

G12

Fig. G8
Choix des canalisations
(tableau A.52.1 de la CEI 60364-5-52)

Conducteurs et câbles		Mode de pose							
		Sans fixation	Fixation directe	Système de conduits	Systèmes de goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Systèmes de conduits profilés	Echelles, chemins de câbles, tablettes, corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		-	-	-	-	-	-	+	-
Conducteurs isolés ^[b]		-	-	+	+[a]	+	-	+	-
Câbles sous gaine (y compris câbles armés et conducteur à isolant minéral)	Multi-conducteur	+	+	+	+	+	+	0	+
	Mono-conducteur	0	+	+	+	+	+	0	+

+ : Admis.

- : Non admis.

0 : Non applicable, ou non utilisé en pratique.

[a] Les conducteurs isolés sont admis, si le système de goulottes possède au moins un degré de protection IP4X ou IPXXD et si le capot ne peut être ôté qu'au moyen d'un outil ou par une action délibérée.

[b] Les conducteurs isolés utilisés comme conducteur de protection ou de liaison équipotentielle peuvent employer indifféremment chacun des modes de pose et ne nécessitent pas d'être posés dans un système de conduits, conduits profilés ou goulottes.

2.1.2 Mode de pose en fonction des différentes situations

Différents modes de pose peuvent être mis en œuvre dans différentes situations. Les combinaisons admises sont indiquées dans le tableau de la **Figure G9**.

Les nombres présents dans les cases sont des numéros de référence du mode de pose (voir le tableau de la **Figure G10**).

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G9
Mise en œuvre des
canalisations (tableau
A.52.2 de la
CEI60364-5-52)

Situations		Méthode d'installation							
		Sans fixation	Fixation directe	Système de conduits	Systèmes de goulottes (y compris plinthes et profilés au niveau du sol)	Systèmes de conduits profilés	Echelles, chemins de câbles, tablettes, corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Vide de construction	Accessible	40	33	41, 42	6, 7, 8, 9, 12	43, 44	30, 31, 32, 33, 34	-	0
	Non accessible	40	0	41, 42	0	43	0	0	0
Caniveau		56	56	54, 55	0		30, 31, 32, 34	-	-
Enterrés		72, 73	0	70, 71	-	70, 71	0	-	-
Encastré dans les structures		57, 58	3	1, 2, 59, 60	50, 51, 52, 53	46, 45	0	-	-
Apparent		-	20, 21, 22, 23, 33	4, 5	6, 7, 8, 9, 12	6, 7, 8, 9	30, 31, 32, 34	36	-
Ligne aérienne (à l'air libre)		-	33	0	10, 11	10, 11	30, 31, 32, 34	36	35
Huisseries de fenêtre		16	0	16	0	0	0	-	-
Huisseries de porte		15	0	15	0	0	0	-	-
Immergé 1		+	+	+	-	+	0	-	-

- : Non admis.

0 : Non applicable, ou non utilisé en pratique.

+ : Selon les instructions du fabricant.

2.1.3 Exemples de modes de pose de canalisations et leur méthode de référence

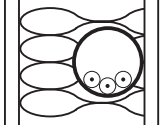
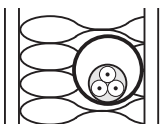
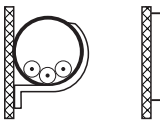
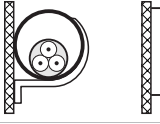
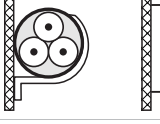
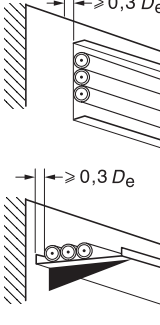
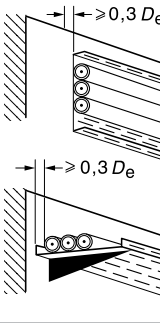
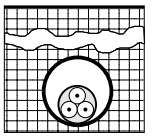
Le tableau de la **Figure G10** illustre quelques modes de pose des différents types de canalisations parmi les nombreux modes qui existent.

Les modes de pose sont regroupés par référence (un code lettre de A à G) : pour les modes de pose qui ont les mêmes caractéristiques pour le calcul des courants admissibles des canalisations, la même méthode de calcul est utilisée.

G13

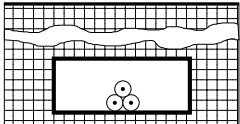
2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G10
Exemples de modes de pose (partie du tableau A.52.3 de la norme CEEI 60364-5-52)

Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
1	 Pièce	Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A1
2	 Pièce	Câbles multiconducteurs dans des conduits encastrés dans une paroi thermiquement isolante	A2
4		Conducteurs isolés ou câbles monoconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B1
5		Câbles multiconducteurs dans des conduits sur une paroi en bois ou en maçonnerie et espacés d'une distance inférieure à 0,3 fois le diamètre du conduit	B2
20		Câbles mono ou multiconducteurs fixés sur une paroi en bois ou espacés de moins de 0,3 fois le diamètre du câble	C
30		Sur des chemins de câbles non perforés	C
31		Sur des chemins de câbles perforés	E ou F
36		Conducteurs nus ou isolés sur isolateurs	G
70		Câbles multiconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D1

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G10 (suite): Exemples de modes de pose (partie du tableau A.52.3 de la norme CEI 60364-5-52)

Repère	Mode de pose	Description	Référence du mode de pose à utiliser pour les courants admissibles (méthode de référence)
71		Câbles monoconducteurs dans des conduits enterrés profilés ou non profilés	D1

2.1.4 Température maximale de fonctionnement

Les courants admissibles indiqués dans les tableaux suivants ont été déterminés de telle sorte que la température maximale de l'isolant ne soit jamais dépassée pendant des périodes prolongées.

Pour différents matériaux isolants, la température maximale admissible est indiquée dans le tableau de la **Figure G11**.

Fig. G11

Température maximale de fonctionnement selon les types d'isolant (tableau 52.1 de la norme CEI 60364-5-52)

Type d'isolant	Température limite °C
Polychlorure de vinyle (PVC)	70 au conducteur
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90 au conducteur
Minéral (avec gaine en PVC ou nu et accessible)	70 à la gaine
Minéral (nu et inaccessible et non en contact avec des matériaux combustibles)	105 à la gaine

2.1.5 Facteurs de correction

Des facteurs de correction ont été définis pour prendre en compte les conditions spéciales d'installation ou d'environnement.

La section des câbles est déterminée en utilisant le courant d'emploi I_B divisé par différents facteurs de correction, $k_1, k_2, \dots$:

$$I' = \frac{I_B}{k_1 \cdot k_2 \cdot \dots}$$

I' est le courant d'emploi corrigé à comparer au courant admissible de la canalisation.

Température ambiante

Le courant admissible des câbles dans l'air est défini pour une température moyenne de l'air égal à 30°C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G12** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE (polyéthylène réticulé).

Ce facteur de correction est désigné par k_1 .

Fig. G12

Valeurs du facteur de correction k_1 pour des températures ambiantes différentes de 30°C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles à l'air libre (à partir du tableau B.52.14 de la norme CEI 60364-5-52)

Température ambiante °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
30	1	1
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	-	0,65
70	-	0,58
75	-	0,50
80	-	0,41

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Le courant admissible des câbles enterrés est défini pour une température dans le sol de 20°C. Pour les autres températures, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G13** pour des isolants en PVC, en EPR ou en XLPE. Ce facteur de correction est désigné par k_2 .

Fig. G13

Valeurs du facteur de correction k_2 pour des températures ambiantes du sol différentes de 20°C à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour des câbles dans des conduits enterrés (à partir du tableau B.52.15 de la norme CEI 60364-5-52)

Température du sol °C	Isolation	
	PVC	XLPE et EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1	1
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,71	0,80
50	0,63	0,76
55	0,55	0,71
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Résistivité thermique du sol

Le courant admissible dans des câbles enterrés est basé sur une résistivité thermique du sol égale à 2,5 K.m / W. Pour des valeurs différentes, les facteurs de correction sont indiqués dans le tableau de la **Figure G14**.

Ce facteur de correction est désigné par k_3 .

Fig. G14

Facteurs de correction pour des câbles directement dans le sol dans des sols de résistivité différentes de 2,5 K.m / W à appliquer aux valeurs de courants admissibles pour la méthode de référence D (tableau B.52.16 de la norme CEI 60364-5-52)

Résistivité thermique, K.m/W	0,5	0,7	1	1,5	2	2,5	3
Facteur de correction pour câbles dans des conduits	1,28	1,20	1,18	1,1	1,05	1	0,96
Facteurs de correction pour câbles directement dans le sol	1,88	1,62	1,5	1,28	1,12	1	0,90

Note 1 : La précision des facteurs de correction est de $\pm 5\%$.

Note 2 : Les facteurs de correction sont applicables à des câbles dans des fourreaux enterrés. Pour des câbles directement enterrés, les facteurs de correction pour des résistivités thermiques inférieures à 2,5 K.m / W seront plus élevés. Si des valeurs plus précises sont nécessaires, elles peuvent être calculées par les méthodes de la série CEI 60287.

Note 3 : Les facteurs de correction sont applicables aux conduits enterrés jusqu'à une profondeur de 0,8 m.

Note 4 : Il est supposé que les propriétés du sol sont uniformes. Aucune hypothèse n'a été émise quant à la possibilité de moisissure se développant localement et pouvant provoquer un échauffement local autour du câble. Si un assèchement partiel du sol est prévisible, il convient d'obtenir le courant admissible à partir des méthodes indiquées dans les séries CEI 60287.

Par expérience, une relation peut être établie entre la nature du sol et sa résistivité. De ce fait, des valeurs empiriques du facteur de correction k_3 sont proposées dans le tableau de la **Figure G15** dépendant de la nature du sol.

Fig. G15

Valeurs du facteur de correction k_3 suivant la nature du sol

Nature du sol	k_3
Sol extrêmement mouillé (saturé)	1,21
Sol mouillé	1,13
Sol humide	1,05
Sol sec	1,00
Sol très sec	0,86

Groupement de conducteurs et de câbles

Les courants admissibles indiqués dans le tableau de la **Figure G20** sont relatifs à un circuit simple constitué des conducteurs chargés suivants :

- deux conducteurs isolés ou deux câbles monoconducteurs, ou un câble à deux conducteurs (pour des circuits monophasés),

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

● trois conducteurs isolés ou trois câbles monoconducteurs, ou un câble à trois conducteurs (pour les circuits triphasés).

Si davantage de conducteurs isolés ou de câbles sont installés dans un même groupement, un facteur de réduction pour groupement doit être appliqué. Ce facteur de correction est désigné par k_4 .

Des exemples sont indiqués dans les tableaux des **Figures G16 à G18** pour différentes configurations (modes de pose, en aérien ou enterrées).

Le tableau de la **Figure G16** présente les valeurs du facteur de correction k_4 pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs.

Fig. G16
Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (tableau B.52.17 de la CEI 60364-5-52)

Disposition des câbles jointifs	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs												Méthodes de référence
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20	
Groupés dans l'air sur une surface, noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	Méthode de A à F
Simple couche sur paroi, plancher ou tablette non perforée	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de neuf circuits ou câbles multiconducteurs			Method C
Simple couche fixée sous plafond en bois	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
Simple couche sur tablette perforée horizontale ou verticale	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				Méthode E et F
Simple couche sur échelle, corbeau, etc	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Le tableau de la **Figure G17** présente les valeurs du facteur de correction k_4 , pour différentes configurations de câbles ou conducteurs non enterrés, pour des groupements de plusieurs câbles monoconducteurs posés à l'air libre.

G17

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G17

Valeurs du facteur de correction k_4 pour le groupement de plusieurs câbles multiconducteurs à appliquer aux valeurs des courants admissibles pour câbles monoconducteurs posés à l'air libre – Mode de pose F (à partir du tableau B.52.21 de la norme CEI 60364-5-52)

Mode de pose		Nombre de tablettes	Nombre de circuits triphasés			A utiliser pour
			1	2	3	
Tablettes perforées	31	Jointifs	1	0,98	0,91	Trois câbles en nappe horizontale
			2	0,96	0,87	
			3	0,95	0,85	
Tablettes verticales perforées	31	Jointifs	1	0,96	0,86	Trois câbles en nappe verticale
			2	0,95	0,84	
			3			
Echelles à câbles, corbeaux, etc.	32 33 34	Jointifs	1	1,00	0,97	Trois câbles en nappe horizontale
			2	0,98	0,93	
			3	0,97	0,90	
Tablettes perforées	31	Jointifs	1	1,00	0,98	Trois câbles en tréfle
			2	0,97	0,93	
			3	0,96	0,92	
Tablettes verticales perforées	31	Non Jointifs	1	1,00	0,91	
			2	1,00	0,90	
Echelle à câbles corbeaux, etc.	32 33 34	Non Jointifs	1	1,00	1,00	
			2	0,97	0,95	
			3	0,96	0,94	

Le tableau de la **Figure G18** présente les valeurs du facteur de correction k_4 , pour différentes configurations de câbles ou conducteurs directement enterrés dans le sol.

Fig. G18

Facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits, câbles directement enterrés, multi- ou monoconducteurs. Méthode d'installation D. (tableau B.52.18 de la norme CEI 60364-5-52)

	Nombre de circuits	Distance entre câbles (a)				
		Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
a : câbles multi-conducteurs	2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
	3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
a : câbles mono-conducteurs	4	0,60	0,60	0,70	0,75	0,80
	5	0,55	0,55	0,65	0,70	0,80
	6	0,50	0,55	0,60	0,70	0,80
	7	0,45	0,51	0,59	0,67	0,76
	8	0,43	0,48	0,57	0,65	0,75
	9	0,41	0,46	0,55	0,63	0,74
	12	0,36	0,42	0,51	0,59	0,71
	16	0,32	0,38	0,47	0,56	0,68
	20	0,29	0,35	0,44	0,53	0,66

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Courant Harmonique

Le courant admissible d'un circuit triphasé à quatre ou cinq conducteurs est basé sur l'hypothèse que seulement trois conducteurs sont pleinement chargés (voir [Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation](#)). Toutefois, lorsque des courants harmoniques sont en circulation, le courant de neutre peut être significatif, voire supérieur à celui des phases. Cela est dû au fait que les courants harmoniques de rang 3 des phases ne s'annulent pas les uns les autres, mais s'ajoutent dans le conducteur neutre. Ceci affecte évidemment la capacité de transport de courant du câble, un facteur de correction k_5 doit alors être appliqué.

Le tableau de la **Figure G19** présente les valeurs du facteur de correction k_5 en fonction des courants harmoniques de rang 3.

Fig. G19
Valeurs du facteur de réduction k_5 pour les courants harmoniques dans les câbles à quatre et cinq conducteurs (à partir du tableau E.52.1 de la norme CEI 60364-5-52)

Harmonique trois dans le courant de phase %	Facteur de réduction	
	Choix basé sur le courant de phase	Choix basé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	
15 - 33	0,86	
33 - 45		0,86
> 45		1,0 ^[a]

[a] Si le courant de neutre est supérieur à 135% du courant de phase et la section du câble est choisie sur la base du courant de neutre, les trois conducteurs de phase ne seront pas entièrement chargés. La réduction des pertes générées par les conducteurs de phase compense les pertes générées par le conducteur neutre. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'appliquer un facteur de réduction à la capacité de transport de courant pour trois conducteurs chargés.

G19

2.1.6 Courant admissible en fonction de la section des conducteurs

La norme CEI 60364-5-52 présente les informations sous forme de tableau et précise la valeur des courants admissibles des canalisations en fonction de la section des conducteurs. De nombreux paramètres sont pris en compte, tels que le mode de pose, le type d'isolant, la nature des conducteurs, le nombre de conducteurs chargés.

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure G20** présente les valeurs de courant admissible dans une canalisation constituée de câbles isolés au PVC de trois conducteurs en cuivre ou en aluminium chargés en fonction de leur section et pour différents modes de poses dans l'air ou enterrés.

Fig. G20
Courants admissibles, en ampères, pour différents modes de pose – et pour différentes sections de câbles isolés au PVC, trois conducteurs chargés, cuivre ou aluminium.

Section nominale des conducteurs (mm ²)	Mode de pose						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
1	2	3	4	5	6	7	8
Cuivre							
1,5	13,5	13	15,5	15	17,5	18	19
2,5	18	17,5	21	20	24	24	24
4	24	23	28	27	32	30	33
6	31	29	36	34	41	38	41
10	42	39	50	46	57	50	54
16	56	52	68	62	76	64	70
25	73	68	89	80	96	82	92
35	89	83	110	99	119	98	110
50	108	99	134	118	144	116	130
70	136	125	171	149	184	143	162
95	164	150	207	179	223	169	193
120	188	172	239	206	259	192	220
150	216	196	262	225	299	217	246
185	245	223	296	255	341	243	278
240	286	261	346	297	403	280	320
300	328	298	394	339	464	316	359
Aluminium							
2,5	14	13,5	16,5	15,5	18,5	18,5	
4	18,5	17,5	22	21	25	24	
6	24	23	28	27	32	30	

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G20 (suite): Courants admissibles, en ampères, pour différents modes de pose – et pour différentes sections de câbles isolés au PVC, trois conducteurs chargés, cuivre ou aluminium.

Section nominale des conducteurs (mm ²)	Mode de pose						
	A1	A2	B1	B2	C	D1	D2
10	32	31	39	36	44	39	
16	43	41	53	48	59	50	53
25	57	53	70	62	73	64	69
35	70	65	86	77	90	77	83
50	84	78	104	92	110	91	99
70	107	98	133	116	140	112	122
95	129	118	161	139	170	132	148
120	149	135	186	160	197	150	169
150	170	155	204	176	227	169	189
185	194	176	230	199	259	190	214
240	227	207	269	232	305	218	250
300	261	237	306	265	351	247	282

Avec comme paramètres de température, température de l'âme : 70°C, température ambiante : 30°C dans l'air, 20°C dans le sol (à partir du tableau B.52.4 de la norme CEI 60364-5-52)

2.2 Approche simplifiée du choix des canalisations

Afin de faciliter le choix des canalisations, deux tableaux simplifiés sont proposés pour des câbles non enterrés et enterrés.

Ces tableaux synthétisent les configurations les souvent utilisées et donnent un accès plus facile aux informations.

2.2.1 Câbles non enterrés

Fig. G21a

Intensités admissibles en ampères (à partir du tableau C.52.1 de la norme CEI 60364-5-52)

Mode de pose	Nombre de conducteurs chargés et nature d'isolation											
A1		2 PVC	3 PVC		3 XLPE	2 XLPE						
A2	3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE							
B1				3 PVC	2 PVC		3 XLPE		2 XLPE			
B2			3 PVC	2 PVC		3 XLPE	2 XLPE					
C					3 PVC	2 PVC	3 XLPE			2 XLPE		
E						3 PVC		2 PVC	3 XLPE		2 XLPE	
F							3 PVC		2 PVC	3XLPE		2 XLPE
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Section (mm ²)												
cuivre												
1,5	13	13,5	14,5	15,5	17	18,5	19,5	22	23	24	26	-
2,5	17,5	18	19,5	21	23	25	27	30	31	33	36	-
4	23	24	26	28	31	34	36	40	42	45	49	-
6	29	31	34	36	40	43	46	51	54	58	63	-
10	39	42	46	50	54	60	63	70	75	80	86	-
16	52	56	61	68	73	80	85	94	100	107	115	-
25	68	73	80	89	95	101	110	119	127	135	149	161
35	-	-	-	110	117	126	137	147	158	169	185	200
50	-	-	-	134	141	153	167	179	192	207	225	242
70	-	-	-	171	179	196	213	229	246	268	289	310
95	-	-	-	207	216	238	258	278	298	328	352	377
120	-	-	-	239	249	276	299	322	346	382	410	437
150	-	-	-	-	285	318	344	371	395	441	473	504
185	-	-	-	-	324	362	392	424	450	506	542	575
240	-	-	-	-	380	424	461	500	538	599	641	679
Aluminium												
2,5	13,5	14	15	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	-
4	17,5	18,5	20	22	25	26	28	31	32	35	38	-
6	23	24	26	28	32	33	36	39	42	45	49	-
10	31	32	36	39	44	46	49	54	58	62	67	-
16	41	43	48	53	58	61	66	73	77	84	91	-
25	53	57	63	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	-	-	-	86	90	96	103	112	120	126	135	150

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Fig. G21a (suite): Intensités admissibles en ampères (à partir du tableau C.52.1 de la norme CEI 60364-5-52)

Mode de pose	Nombre de conducteurs chargés et nature d'isolation											
50	-	-	-	104	110	117	125	136	146	154	164	184
70	-	-	-	133	140	150	160	174	187	198	211	237
95	-	-	-	161	170	183	195	211	227	241	257	289
120	-	-	-	186	197	212	226	245	263	280	300	337
150	-	-	-	-	226	245	261	283	304	324	346	389
185	-	-	-	-	256	280	298	323	347	371	397	447
240	-	-	-	-	300	330	352	382	409	439	470	530

Le tableau de la **Figure G21b** présente les valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs :

Fig. G21b

Valeurs du facteur de correction pour le groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs (à partir du tableau B.52-3 de la norme CEI 60364-5-52)

Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs								
	1	2	3	4	6	9	12	16	20
Noyés ou enfermés	1,00	0,80	0,70	0,70	0,55	0,50	0,45	0,40	0,40
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70	-	-	-
Simple couche au plafond	0,95	0,80	0,70	0,70	0,65	0,60	-	-	-
Simple couche sur des tablettes perforées horizontales ou verticales	1,00	0,90	0,80	0,75	0,75	0,70	-	-	-
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc	1,00	0,85	0,80	0,80	0,80	0,80	-	-	-

G21

2.2.2 Câbles enterrés

Fig. G22

Courants admissibles, en ampères (à partir du tableau B.52-1 de la norme CEI 60364-5-52) pour des câbles enterrés (mode de pose D)

Méthode d'installation	Section mm ²	Nombre de conducteurs chargés et type d'isolation			
		PVC 2	PVC 3	XLPE 2	XLPE 3
D1/D2	Cuivre				
	1,5	22	18	26	22
	2,5	29	24	34	29
	4	38	31	44	37
	6	47	39	56	46
	10	63	52	73	61
	16	81	67	95	79
	25	104	86	121	101
	35	125	103	146	122
	50	148	122	173	144
	70	183	151	213	178
	95	216	179	252	211
	120	246	203	287	240
	150	278	230	324	271
	185	312	258	363	304
	240	361	297	419	351
	300	408	336	474	396
D1/D2	Aluminium				
	2,5	22	18,5	26	22
	4	29	24	34	29
	6	36	30	42	36
	10	48	40	56	47
	16	62	52	73	61
	25	80	66	93	78
	35	96	80	112	94
	50	113	94	132	112
	70	140	117	163	138
	95	166	138	193	164
	120	189	157	220	186
	150	213	178	249	210
	185	240	200	279	236
	240	277	230	322	272
	300	313	260	364	308

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

2.3 Canalisations électriques préfabriquées

Le choix des canalisations préfabriquées est très simple, en utilisant les tableaux de données fournis par les constructeurs. Cependant pour cette technologie, mode de pose, nature de l'isolant et facteurs de correction pour groupement, ne sont pas des paramètres pertinents.

Aussi, la section d'une canalisation quel que soit son type, est déterminée par le constructeur à partir :

- du courant nominal,
- d'une température de l'air ambiant égale à 35°C,
- de trois conducteurs chargés.

2.3.1 Courant nominal

Le courant nominal peut être calculé en tenant compte :

- de la configuration de la canalisation,
- du courant absorbé par toutes les différentes charges connectées à la canalisation.

2.3.2 Température de l'air ambiant

Un facteur de correction doit être appliqué pour une température d'air ambiant supérieure à 35°C. La **Figure G23a** présente les valeurs du facteur de correction applicable à des gammes de canalisations de moyenne ou forte puissance (jusqu'à 4000 A).

Fig. G23a

Facteur de correction pour une température d'air ambiant supérieure à 35 °C

°C	35	40	45	50	55
Facteur de correction	1	0,97	0,93	0,90	0,86

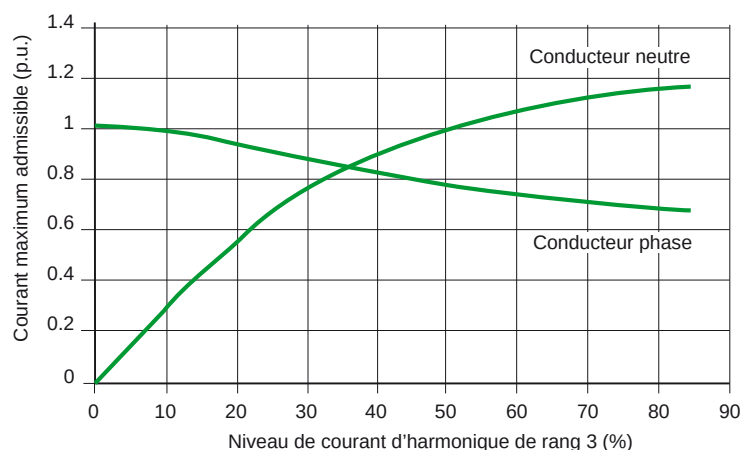
2.3.3 Courant dans le conducteur neutre

Comme expliqué précédemment pour les câbles, la présence de courants harmoniques de rang 3 surcharge les conducteurs et particulièrement le neutre. Ce phénomène doit aussi être considéré dans les canalisations préfabriquées.

La **Figure G23b** représente les courants maximaux phase et neutre admissibles (par unité) dans une canalisation préfabriquée de forte puissance en fonction du niveau d'harmonique de rang 3.

Fig. G23b

Courants maximaux admissibles (p.u.) dans une canalisation préfabriquée en fonction du niveau de courant harmonique de rang 3



L'installation des canalisations préfabriquées dépend de la position des charges (machines, radiateurs, ...), de l'emplacement de la source d'alimentation et de leur fixation, en général :

- une seule ligne de distribution dessert une surface de 4 à 6 m²,
- les dispositifs de protection sont installés dans les prises raccordées directement aux points d'utilisation,
- un seul départ peut alimenter des charges de différentes puissances.

Une fois l'installation des canalisations préfabriquées définie, il est possible de calculer le courant I_n absorbé sur la ligne de distribution.

Le courant I_n est égal à la somme des courants absorbés I_B par chacune des charges :

$$I_n = \sum I_B$$

2 Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation

Dans la distribution électrique il est possible d'utiliser un coefficient de simultanéité k_S d'où $I_n = \sum (I_B \cdot k_S)$ car les charges ne fonctionnent pas toutes en même temps et ne sont pas en permanence à pleine puissance.

Fig. G24
Coefficient k_S de simultanéité suivant le nombre de consommateurs de courant

Application	Nombre de consommateurs de courant	Coefficient k_S
Eclairage , chauffage		1
Distribution (atelier)	2...3	0,9
	4...5	0,8
	6...9	0,7
	10...40	0,6
	40 et plus	0,5

Nota : Pour des installations industrielles, ne pas oublier les extensions des équipements de base.

Pour un tableau, une marge de 20% est recommandée :

$I_B \leq I_{B0} \times k_S \times 1,2$.

L'impédance d'une canalisation est faible mais non nulle : lorsqu'elle est traversée par le courant d'emploi, il y a chute de tension entre son origine et son extrémité.

Or le bon fonctionnement d'un récepteur (moteur, éclairage) est conditionné par la valeur de la tension à ses bornes. Il est donc nécessaire de limiter les chutes de tension en ligne par un dimensionnement correct des canalisations d'alimentation.

Cette section permet de déterminer les chutes de tension en ligne afin de vérifier qu'elles soient :

- conformes aux normes et règlements en vigueur,
- acceptables par le récepteur,
- adaptées aux impératifs d'exploitation.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

3.1 Limite maximale de la chute de tension

La limite maximale de la chute de tension varie d'un pays à un autre. Les valeurs typiques pour des installations BT sont données dans le tableau de la **Figure G25**.

La norme NF C 15-100 impose que la chute de tension entre l'origine de l'installation BT et tout point d'utilisation n'excède pas les valeurs de ce même tableau.

Fig. G25

Limite maximale de la chute de tension

Type d'installations	Eclairage	Autres usages (force motrice)
Alimentation par le réseau BT de distribution publique	3%	5%
Alimentation par poste privé MT/BT	6%	8%

Lorsque les canalisations principales de l'installation ont une longueur supérieure à 100 m, ces chutes de tension peuvent être augmentées de 0,005 % par mètre de canalisation au-delà de 100 m, sans toutefois que ce supplément soit supérieur à 0,5 %.

Cette chute de tension s'entend en service normal (en dehors des appels de courant au démarrage des moteurs par exemple) et lorsque les appareils susceptibles de fonctionner simultanément sont alimentés (voir [facteur de simultanéité](#)).

Lorsque la chute de tension est supérieure aux valeurs du tableau de la Figure G25, il sera nécessaire d'augmenter la section de certains circuits jusqu'à ce que l'on arrive à des valeurs inférieures à ces limites.

3.1.1 Circuits alimentant des moteurs

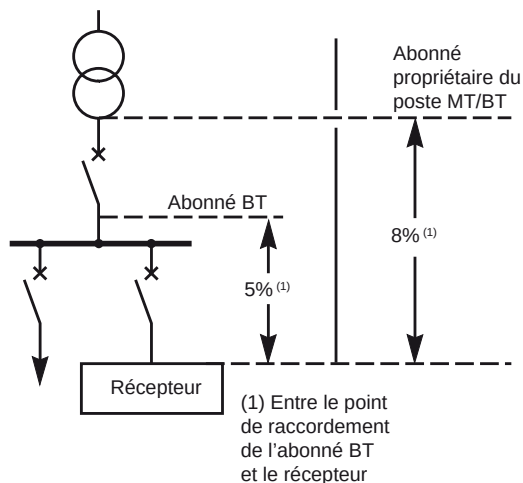
La valeur de 8%, bien que permise, peut entraîner des problèmes pour les charges de type moteur; par exemple :

- en général, des performances moteur satisfaisantes nécessitent une tension autour de $\pm 5\%$ de sa valeur nominale en régime permanent,
- le courant de démarrage d'un moteur peut être de 5 à 7 fois sa valeur à pleine charge (ou même davantage). Si une chute de tension de 8% se produit avec le courant à pleine charge, une chute de 40% ou plus aura lieu pendant le démarrage. Dans ces conditions, le moteur risque de :
 - caler (c'est-à-dire ne pas démarrer en raison de couple insuffisant pour vaincre le couple de charge) avec pour conséquence un échauffement et un éventuel déclenchement,
 - ou accélérer très lentement, de sorte que le courant de charge élevé (avec effets de chute de tension éventuellement indésirable sur d'autres équipements) continuera au-delà de la période de démarrage normal.
- enfin, une chute de tension de 8% signifie des pertes de puissance permanentes qui, pour des charges continues représente une perte d'énergie mesurée importante.

Pour ces raisons, il est recommandé que la valeur maximale de 8% en régime permanent ne soit pas atteinte sur des circuits qui sont sensibles aux problèmes de sous-tension (voir **Fig. G26**).

Fig. G26

Limite maximale de la chute de tension (d'après tableau 52 W de la NF C 15-100)



G25

3.2 Calcul de la chute de tension en ligne en régime permanent

3.2.1 Calcul par les formules

La **Figure G27** ci-après donne les formules usuelles qui permettent de calculer la chute de tension dans un circuit donné par km de longueur.

Si :

- I_B : courant d'emploi en ampère
- L : longueur du câble en km
- R : résistance linéique d'un conducteur en Ω/km
- S : section en mm^2

$$R = \frac{23,7 \Omega \text{ mm}^2 / \text{km}}{S} \text{ pour le cuivre}^{[3]}$$

$$R = \frac{37,6 \Omega \text{ mm}^2 / \text{km}}{S} \text{ pour l'aluminium}^{[3]}$$

Nota : R est négligeable au-delà d'une section de 500 mm^2

- réactance linéique d'un conducteur en Ω/km ; X est négligeable pour les câbles de section inférieure à 50 mm^2 .

En l'absence d'autre indication on prendra $X = 0,08 \Omega/\text{km}$.

- φ : déphasage du courant sur la tension dans le circuit considéré ; généralement :
 - éclairage : $\cos \varphi = 1$
 - force motrice : en démarrage : $\cos \varphi = 0,35$, en service normal : $\cos \varphi = 0,8$.

- U_n : tension nominale entre phases

- V_n : tension nominale entre phase et neutre

Pour les canalisations préfabriquées, la résistance R et la réactance X sont indiquées par le constructeur.

Fig. G27

Formules de calcul de la chute de tension

Circuit	Chute de tension (ΔU)	
	en volts	en %
Monophasé : deux phases	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$
Monophasé : phase et neutre	$\Delta U = 2 I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{V_n}$
Triphasé équilibré : trois phases (avec ou sans neutre)	$\Delta U = \sqrt{3} I_B (R \cos \varphi + X \sin \varphi) L$	$\frac{100 \Delta U}{U_n}$

3.2.2 Tableau simplifié

Plus simplement, la **Figure G28** ci-après donne, avec une bonne approximation, la chute de tension par km de câble pour un courant de 1 A en fonction :

[3] Valeurs selon CEI 60909-0 et Cenelec TR50480. Voir Fig. Gf1

3 Détermination de la chute de tension

- du type d'utilisation : force motrice avec $\cos \phi$ voisin de 0,93 ou éclairage avec $\cos \phi$ voisin de 1,
- du type de câble monophasé ou triphasé.

La chute de tension dans un circuit s'écrit alors :

$$\Delta U \text{ (volts)} = K \times I_B \times L$$

- K : donné par le tableau,
- I_B : courant d'emploi en ampères,
- L : longueur du câble en km.

La colonne "force motrice $\cos \phi = 0,35$ " de la **Figure G28** permet si nécessaire de faire un calcul de la chute de tension lors d'un démarrage de moteur (voir exemple 1).

Fig. G28: Chute de tension ΔU en volts par ampère et par km dans un circuit

Câbles cuivre							Câbles aluminium						
section en mm ²	Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré			section en mm ²	Circuit monophasé			Circuit triphasé équilibré		
	puissance moteur		Eclairage	puissance moteur		Eclairage		puissance moteur		Eclairage	puissance moteur		Eclairage
	service normal	démarrage		service normal	démarrage			service normal	démarrage		service normal	démarrage	
	$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,35$	$\cos \phi = 1$	$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,35$	$\cos \phi = 1$		$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,35$	$\cos \phi = 1$	$\cos \phi = 0,8$	$\cos \phi = 0,35$	$\cos \phi = 1$
1,5	25,4	11,2	32	22	9,7	27							
2,5	15,3	6,8	19	13,2	5,9	16							
4	9,6	4,3	11,9	8,3	3,7	10,3	6	10,1	4,5	12,5	8,8	3,9	10,9
6	6,4	2,9	7,9	5,6	2,5	6,8	10	6,1	2,8	7,5	5,3	2,4	6,5
10	3,9	1,8	4,7	3,4	1,6	4,1	16	3,9	1,8	4,7	3,3	1,6	4,1
16	2,5	1,2	3	2,1	1	2,6	25	2,50	1,2	3	2,2	1	2,6
25	1,6	0,81	1,9	1,4	0,70	1,6	35	1,8	0,90	2,1	1,6	0,78	1,9
35	1,18	0,62	1,35	1	0,54	1,2	50	1,4	0,70	1,6	1,18	0,61	1,37
50	0,89	0,50	1,00	0,77	0,43	0,86	70	0,96	0,53	1,07	0,83	0,46	0,93
70	0,64	0,39	0,68	0,55	0,34	0,59	120	0,60	0,37	0,63	0,52	0,32	0,54
95	0,50	0,32	0,50	0,43	0,28	0,43	150	0,50	0,33	0,50	0,43	0,28	0,43
120	0,41	0,29	0,40	0,36	0,25	0,34	185	0,42	0,29	0,41	0,36	0,25	0,35
150	0,35	0,26	0,32	0,30	0,23	0,27	240	0,35	0,26	0,31	0,30	0,22	0,27
185	0,30	0,24	0,26	0,26	0,21	0,22	300	0,30	0,24	0,25	0,26	0,21	0,22
240	0,25	0,22	0,20	0,22	0,19	0,17	400	0,25	0,22	0,19	0,21	0,19	0,16
300	0,22	0,21	0,16	0,19	0,18	0,14	500	0,22	0,20	0,15	0,19	0,18	0,13

3.2.3 Exemples

Exemple 1

(cf. Fig. G29)

Un câble triphasé cuivre de 35 mm², 50 m alimente un moteur 400 V consommant :

- 100 A sous $\cos \phi = 0,8$ en régime permanent,
- 500 A (5 In) sous $\cos \phi = 0,35$ au démarrage.

La chute de tension à l'origine de la ligne est en régime normal (consommation totale distribuée par le tableau : 1000 A) de 10 V entre phases.

Quelle est la chute de tension aux bornes du moteur :

- en service normal ?
- au démarrage ?

Solution :

- chute de tension en régime normal :

$$\Delta U\% = 100 \frac{\Delta U}{U_n}$$

Le tableau G28 indique 1 V / A.km :

$$\Delta U \text{ câble} = 1 \times 100 \times 0,05 = 5 \text{ V}$$

$$\Delta U \text{ total} = 10 + 5 = 15 \text{ V}$$

soit :

$$\frac{15}{400} \times 100 = 3,75\%$$

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (8%).

3 Détermination de la chute de tension

- chute de tension au démarrage :

$$\Delta U_{\text{câble}} = 0,52 \times 500 \times 0,05 = 13 \text{ V}$$

La chute de tension au niveau du tableau de distribution est supérieure à 10 V du fait du courant de démarrage du moteur.

En supposant que le courant dans la ligne d'alimentation du tableau est pendant le démarrage du moteur de : $900 + 500 = 1400 \text{ A}$, la chute de tension au niveau du tableau vaudra

$$\Delta U_{\text{tableau}} = 10 \times \frac{1400}{1000} = 14 \text{ V}$$

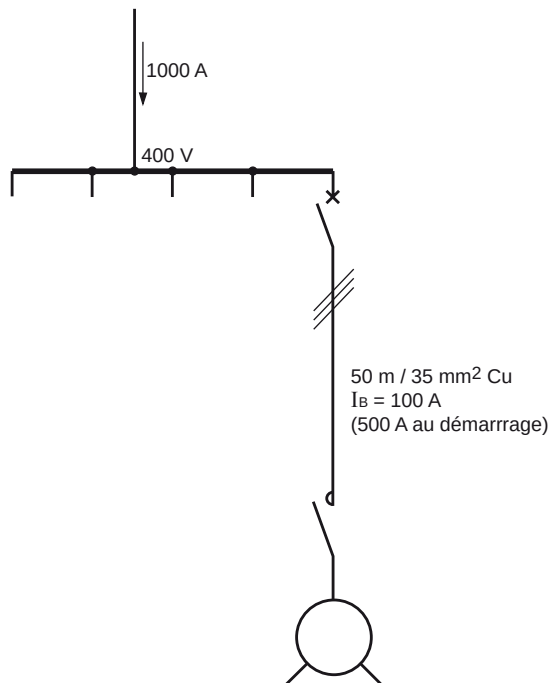
$$\Delta U_{\text{total}} = 13 + 14 = 27 \text{ V}$$

soit :

$$\frac{27 \text{ V}}{400 \text{ V}} = 6,75\%$$

ce qui est tout à fait acceptable pendant un démarrage.

Fig. G29
Exemple 1



G27

Exemple 2

(cf. Fig. G30)

Soit une ligne (triphasée avec neutre) de 50 m, de section 70 mm^2 , et parcourue par 150 A. Elle alimente, entre autres, 3 circuits "lumière" monophasés (de 20 m en $2,5 \text{ mm}^2$) parcourus chacun par 20 A en régime normal.

On suppose que la ligne triphasée est équilibrée et que les départs sont raccordés au même point.

Quelle est la chute de tension à l'extrémité des lignes d'éclairage ?

Solution :

- chute de tension dans la ligne :

$$\Delta U\% = 100 \frac{\Delta U}{U_n}$$

La Figure G28 indique $0,55 \text{ V/A/km}$

$$\Delta U_{\text{câble}} = 0,55 \times 150 \times 0,05 = 4,125 \text{ V entre phases}$$

soit :

$$\frac{4,125 \text{ V}}{\sqrt{3}} = 2,38 \text{ V entre phases et neutre.}$$

- chute de tension dans un quelconque des câbles mono :

$$\Delta U_{\text{câble mono}} = 18 \times 20 \times 0,02 = 7,2 \text{ V}$$

La chute de tension totale est donc de

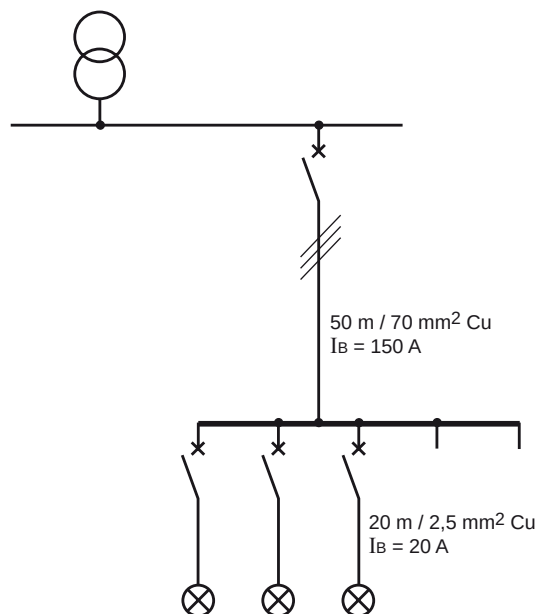
3 Détermination de la chute de tension

$$7,2 + 2,38 = 9,6 \text{ V}$$

$$\frac{4,6 \text{ V}}{230 \text{ V}} = 2\%$$

valeur inférieure au maximum autorisé par la norme (6%).

Fig. G30
Exemple 2



G28



La connaissance des intensités de court-circuit (I_{cc}) aux différents points d'une installation est indispensable pour sa conception.

La connaissance des intensités de court-circuit (I_{cc}) aux différents points d'une installation est indispensable pour la conception d'un réseau.

- Le calcul du courant de court-circuit triphasé maximal est utilisé pour :
 - la vérification du pouvoir de coupure du dispositif de protection,
 - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur.
- Le calcul du courant de court-circuit triphasé minimal (voir [Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit](#)) est utilisé pour :
 - la vérification du seuil de déclenchement en cas de court-circuit lorsque le dispositif de protection est un disjoncteur,
 - la vérification des contraintes thermiques des conducteurs lorsque le dispositif de protection est un fusible.
- Le calcul du courant de court-circuit phase-terre minimal (en schéma TN et IT) est utilisé pour la vérification de la protection des personnes (voir [Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit](#)).

Note : les facteurs influençant le calcul de la valeur du courant de court-circuit pour un circuit donné sont :

- la résistivité ρ du conducteur en fonction de la température (voir tableau de la **Figure G35a**),
- le seuil de déclenchement de la protection.

Les courants de court-circuit pouvant apparaître sur un réseau alimenté par un générateur ou sur un réseau à courant continu sont traités dans le chapitre N.

Les recommandations et les calculs indiqués dans ce sous chapitre sont conformes à la norme NF C 15-100.

Les règles pratiques et calculs simplifiés ci-après sont une approximation suffisante pour le calcul de I_{cc} dans la grande majorité des cas.

G29

4.1 Courant de court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur MT/BT

4.1.1 Cas d'un seul transformateur

- En première approximation (on suppose que le réseau amont a une puissance infinie), on peut écrire :

$$I_{cc} = \frac{I_n \times 100}{U_{cc}} \quad \text{avec} \quad I_n = \frac{P \times 10^3}{U_{20} \sqrt{3}} \quad \text{et}$$

- P = puissance du transformateur en kVA,
- U_{20} = tension phase-phase secondaire à vide en volts,
- I_n = intensité nominale en ampères,
- I_{cc} = intensité du courant de court-circuit en ampères,
- U_{cc} = tension de court-circuit en %.

Le tableau de la **Figure G31** indique les valeurs typiques de U_{cc} .

Fig. G31

Valeurs typiques de U_{cc} pour différentes puissances de transformateur (kVA) à enroulement primaire ≤ 20 kV

Puissance du transformateur (kVA)	Ucc en %	
	Type immergé dans un diélectrique liquide	Type sec enrobé
50 à 750	4	6
800 à 3,200	6	6

Exemple

Transformateur de 400 kVA 420 V à vide

$U_{cc} = 4\%$

$$I_n = \frac{400 \times 10^3}{420 \times \sqrt{3}} = 550 \text{ A}$$

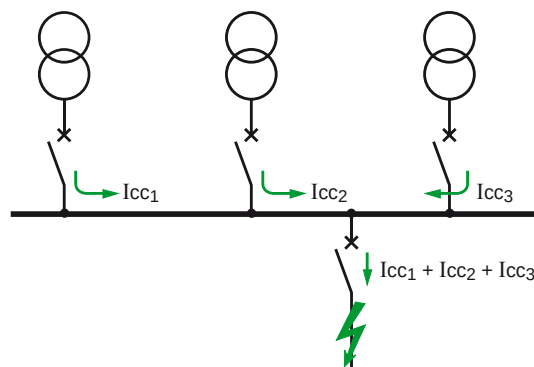
$$I_{cc} = \frac{550 \times 100}{4} = 13,7 \text{ kA}$$

4.1.2 Cas de plusieurs transformateurs en parallèle sur un jeu de barres

La valeur du courant de court-circuit apparaissant sur un départ juste en aval du jeu de barres (cf. **Fig. G32**) peut être estimée à la somme des I_{cc} des transformateurs en parallèle. Il est supposé que tous les transformateurs sont alimentés par le même réseau MT, dans ce cas la somme des intensités obtenues à partir des valeurs d' U_{cc} du tableau de la Figure G31 est légèrement supérieure à la valeur du courant de court-circuit réel.

Bien que d'autres facteurs n'aient pas été pris en compte tels que les impédances du jeu de barres et des disjoncteurs, cette valeur de courant de court-circuit est cependant suffisamment précise pour des estimations de base dans un calcul d'installation. Le choix des disjoncteurs et de leur déclencheur est décrit à la page [Choix d'un disjoncteur](#).

Fig. G32
Cas de plusieurs transformateurs en parallèle



4.2 Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT

Dans une installation triphasée, I_{cc} tri en un point du réseau est donnée par la formule :

$$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3}Z_T} \text{ (en A)}$$

- U_{20} = tension entre phases à vide au secondaire d'un transformateur HT / BT (en V),
- Z_T = impédance totale par phase du réseau en amont du défaut (en Ω).

4.2.1 Méthode de calcul de Z_T

Chaque constituant d'un réseau (réseau HT, transformateur, câble, disjoncteur, barres...) se caractérise par une impédance Z composée d'un élément résistif (R) et d'un élément inductif (X) appelé réactance. Il faut noter que les réactances capacitives sont négligeables pour le calcul du courant de court-circuit. X , R et Z s'expriment en ohms, et sont représentés par les cotés d'un triangle rectangle comme le montre le diagramme des impédances de la **Figure G33**. La méthode consiste à décomposer le réseau en tronçons et à calculer, pour chacun d'eux les R et X .

- Si les constituants d'un réseau sont raccordés en série dans le réseau, tous les éléments résistifs de chaque constituant s'additionnent arithmétiquement, et de même pour les réactances, pour donner R_T et X_T .
L'impédance (Z_T) de tous les constituants du réseau connectés ensemble est donnée par :

$$Z_T = \sqrt{R_T^2 + X_T^2}$$

- Si deux constituants du réseau, tous les deux de type résistance ou de type réactance, sont raccordés en parallèle : ils peuvent être remplacés par un constituant équivalent unique soit une résistance soit une inductance ayant pour impédance :

- résistance R_1 en parallèle avec R_2 :

$$R_3 = \frac{R_1 \times R_2}{R_1 + R_2}$$

- réactance X_1 en parallèle avec X_2 :

$$X_3 = \frac{X_1 \times X_2}{X_1 + X_2}$$

Il faut noter que le calcul de X_3 ne concerne que le cas de circuits séparés sans inductance mutuelle. Si les réactances en parallèle sont proches l'une de l'autre, la valeur de X_3 sera notablement plus élevée.

4.2.2 Détermination des impédances d'un réseau

Réseau amont d'un transformateur MT/BT

(cf. **Fig. G34**)

Le courant de court-circuit triphasé (en kA) du réseau amont est indiqué en puissance de court-circuit P_{cc} (en MVA)^[4] par le distributeur d'énergie. De cette valeur est déduite l'impédance équivalente Z_s du réseau amont.

La formule à utiliser pour transformer l'impédance MT en impédance équivalente BT est :

$$Z_s = \frac{U_o^2}{P_{cc}}$$

- Z_s = impédance triphasée du réseau amont exprimée en milliohm,
- U_o = tension BT phase-phase à vide en volt,
- P_{cc} = puissance de court-circuit triphasée du réseau amont exprimée en kVA.

La résistance R_a peut être considérée comme négligeable devant la réactance X_a (qui peut donc être confondue avec Z_a).

Si un calcul exact est nécessaire on peut prendre, $X_a = 0,995 Z_a$ et $R_a = 0,1 X_a$.

Le tableau de la Figure G34 donne les valeurs de R_a et de X_a pour des puissances de court-circuit les plus fréquentes (250 et 500 MVA).

Fig. G34

Impédance du réseau MT rapportée au secondaire BT du transformateur MT/BT

Pcc	Uo (V)	Ra (mΩ)	Xa (mΩ)
250 MVA	420	0,07	0,7
500 MVA	420	0,035	0,351

G31

Transformateurs

(cf. Fig. G35)

Impédance Z_{tr}

L'impédance Z_{tr} d'un transformateur, vue au secondaire, est donnée par la relation :

$$Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{sc}}{100}$$

avec :

- U_{20} = tension entre phases, à vide au secondaire
- P_n = puissance du transformateur (en kVA)
- U_{sc} = tension de court-circuit en %

Résistance R_{tr}

La valeur de la résistance R_{tr} des enroulements du transformateur peut être déduite des pertes totales comme suit :

$$P_{cu} = 3I_n^2 \times R_{tr}$$

donc

$$R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3I_n^2} \text{ en m}\Omega$$

avec

- P_{cu} = pertes totales en watt,
- I_n = courant nominal en ampère,
- R_{tr} = résistance par phase du transformateur en milliohm (R_{tr} représente la résistance équivalente des enroulements primaire MT et secondaire BT par phase).
- Il ressort que R_{tr} a une valeur négligeable devant la valeur de Z_{tr} pour un transformateur MT/BT standard de distribution (voir le tableau de la Figure G35).

Réactance X_{tr}

$$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$$

De la constatation précédente, on peut déduire que :

$$X_{tr} \approx Z_{tr}$$

[4] jusqu'à 36 kV

Fig. G35

Valeurs des résistances, des réactances et des impédances pour un transformateur MT/BT standard de distribution 400 V avec primaire ≤ 20 kV

Puissance (kVA)	Type immergé dans un diélectrique liquide				Type sec enrobé dans résine			
	Usc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)	Usc (%)	Rtr (mΩ)	Xtr (mΩ)	Ztr (mΩ)
100	4	37,9	59,5	70,6	6	37,0	99,1	105,8
160	4	16,2	41,0	44,1	6	18,6	63,5	66,2
200	4	11,9	33,2	35,3	6	14,1	51,0	52,9
250	4	9,2	26,7	28,2	6	10,7	41,0	42,3
315	4	6,2	21,5	22,4	6	8,0	32,6	33,6
400	4	5,1	16,9	17,6	6	6,1	25,8	26,5
500	4	3,8	13,6	14,1	6	4,6	20,7	21,2
630	4	2,9	10,8	11,2	6	3,5	16,4	16,8
800	6	2,9	12,9	13,2	6	2,6	13,0	13,2
1,000	6	2,3	10,3	10,6	6	1,9	10,4	10,6
1,250	6	1,8	8,3	8,5	6	1,5	8,3	8,5
1,600	6	1,4	6,5	6,6	6	1,1	6,5	6,6
2,000	6	1,1	5,2	5,3	6	0,9	5,2	5,3

G32

Disjoncteurs

L'impédance d'un disjoncteur ne doit être prise en compte que pour les appareils en amont de celui qui doit ouvrir sur le court-circuit envisagé. Sa réactance est prise égale à 0,15 mΩ^[5] et sa résistance négligée.

Jeu de barres

La résistance d'un jeu de barres est généralement négligeable, de ce fait l'impédance est pratiquement égale à la réactance. La valeur linéique typique d'un jeu de barres est approximativement 0,15 mΩ / mètre (doubler l'espacement entre les barres équivaut à accroître la réactance de seulement 10%).

Canalisations

La résistance se calcule à l'aide de la formule :

$$R_c = \rho \frac{L}{S}$$

avec

- ρ = résistivité des conducteurs à la température normale de fonctionnement :
- 22,5 mΩ.mm²/m pour le cuivre,
- 36 mΩ.mm²/m pour l'aluminium.

En France, le guide UTE 15-105 donne les valeurs de ρ à prendre en compte (voir tableau de la Figure Gf1).

Fig. Gf1

Résistivité des conducteurs à prendre en compte en fonction de l'utilisation

Règle	Résistivité	Valeur de la résistivité des conducteurs (mΩ.mm ² /m)		Commentaires
		Cuivre	Aluminium	
Courant de court-circuit maximal	$\rho = \rho_0$	18,51	29,4	Hypothèse retenue pour maximal les calculs du tableau G41.
Courant de court-circuit minimal	disjoncteur $\rho_1 = 1,25 \times \rho_0$	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux G51, G52, G53, G54.
Courant de défaut en schéma TN et IT	fusible $\rho_2 = 1,5 \times \rho_0$	28	44	Hypothèse retenue pour le calcul de Lmax : ● tableaux du Chapitre F, ● tableaux G47, G48, G49 et G50.
Courant de défaut en schémas TN et IT	$\rho = 1,25 \times \rho_0$	23	37	Hypothèse retenue pour les calculs des tableaux du chapitre F

La réactance des câbles peut être donnée avec précision par les fabricants. Pour des sections inférieures à 50 mm², on pourra toujours la négliger.

En l'absence d'autres renseignements, on pourra prendre : $X_c = 0,08$ mΩ/m

Pour les canalisations préfabriquées, consulter les fabricants ou se reporter au guide C 15-107.

Moteurs

Lors d'un court-circuit, un moteur se comporte comme un générateur débitant sur le défaut. On peut donc en général négliger son influence en BT.

Cependant, si la puissance totale des moteurs fonctionnant simultanément est supérieure à 25% de la puissance totale des transformateurs, l'influence des moteurs doit être prise en compte de la façon suivante :

[5] pour un réseau 50 Hz, mais 0,18 mΩ / mètre à 60 Hz

$I_{cc \text{ mot.}} = 3,5 I_n$ où

I_n = somme des intensités nominales des moteurs susceptibles de fonctionner simultanément.

Il suffit ensuite d'ajouter $I_{cc \text{ mot.}}$ à l' I_{cc} calculée au point de défaut considéré.

Résistance de l'arc de défaut

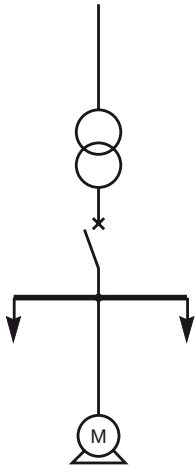
Lors d'un court-circuit, un arc peut prendre naissance, ce qui a pour effet de réduire l'intensité de court-circuit : l'arc se comporte comme une résistance.

Cette réduction ne peut être déterminée a priori. Néanmoins, l'expérience montre qu'il est possible d'envisager une réduction d'environ 20% (en tenir compte seulement au niveau du disjoncteur qui s'ouvre sur court-circuit et jamais pour le pouvoir de fermeture).

Tableau récapitulatif

(cf. Fig. G36)

Fig. G36
Récapitulation des impédances des différents éléments d'un réseau BT

Éléments considérés	Résistance R	Réactance X
 Réseau amont Figure G34	$\frac{R_a}{X_a} = 0.1$ R peut donc être négligé par rapport à X	$X_a = 0,995 Z_a$ $Z_a = \frac{U_{20}^2}{P_{sc}}$
Transformateur Figure G35	$R_{tr} = \frac{P_{cu} \times 10^3}{3 I_n^2}$ où $I_n = \frac{S_n \times 10^3}{U_{20} \sqrt{3}}$ Rtr = peut souvent être négligée devant XTR pour transformateur de puissance > 100 kVA	$X_{tr} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2}$ avec $Z_{tr} = \frac{U_{20}^2}{P_n} \times \frac{U_{sc}}{100}$
Disjoncteur	Négligé en pratique	
Jeu de barres	Négligeable pour $S > 200 \text{ mm}^2$, en dessous : $R = \rho \frac{L^{[a]}}{S}$	$X_B = 0.15 \text{ m}\Omega/\text{m}$
Canalisations ^[b]	$R = \rho \frac{L^{[a]}}{S}$	Câbles : $X_c = 0,08 \text{ m}\Omega/\text{m}$
Moteurs Courant de court-circuit triphasé max.	Voir § "moteurs" (souvent négligeable en BT) $I_{sc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + X_T^2}}$	

U_{20} : Tension entre phases à vide au secondaire du transformateur MT/BT (en volts).

P_{cc} : puissance de court-circuit triphasée aux bornes MT du transformateur (en kVA),

P_{cu} : Pertes triphasées totales du transformateur MT / BT (en watt),

P_n : Puissance nominale du transformateur MT / BT (en kVA),

U_{cc} : Tension de court-circuit en %.

R_T : Résistance totale, X_T : réactance totale.

^[a] ρ = résistivité à 20°C

^[b] S'il y a plusieurs conducteurs en parallèle par phase, diviser la résistance d'un conducteur par le nombre de conducteurs. La réactance n'est pratiquement pas modifiée.

Exemple de calculs des courants de court-circuit

(cf. Fig. G37)

G33

Fig. G37

Exemple de calculs des courants de court-circuit d'une installation MT / BT de 1000 kVA / 400 V

LV installation	R (mΩ)	X (mΩ)	RT (mΩ)	XT (mΩ)	$I_{sc} = \frac{420}{\sqrt{3\sqrt{R_T^2 + X_T^2}}}$
Réseau amont Psc = 500 MVA	0,035	0,351			
Transformateur 20 kV/420 V Pn = 1000 kVA Ucc = 5% Pcu = 13,3 x 10 ³ W	2,35	8,5			
Câble unipolaire 5 m cuivre 4 x 240 mm ² /phase	$R_c = \frac{18,51}{4} \times \frac{5}{240} = 0,10$	Xc = 0,08 x 5 = 0,40	2,48	9,25	Isc1 = 25 kA
Disjoncteur général	Non pris en compte en pratique (négligeable)				
Jeu de barres 10 m	Non pris en compte en pratique (négligeable)				
Câble tripolaire 100 m 95 mm ² cuivre	$R_c = 18,51 \times \frac{100}{95} = 19,5$	Xc = 100 x 0,08 = 8	22	17,3	Isc3 = 8,7 kA
Câble tripolaire 20 m 10 mm ² cuivre circuits terminaux	$R_c = 18,51 \times \frac{20}{10} = 37$	Xc = 20 x 0,08 = 1,6	59	18,9	Isc4 = 3,9 kA

4.3 Tableaux simplifiés du calcul de l'icc en aval d'une canalisation

Le schéma de la **Figure G38** représente une application typique pour l'application de [la méthode de composition](#) au moyen des tableaux de la **Figure G39**. Ces tableaux indiquent rapidement et avec une précision suffisante la valeur du courant de court-circuit en un point de l'installation en connaissant :

- l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du point d'installation concerné,
- la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.

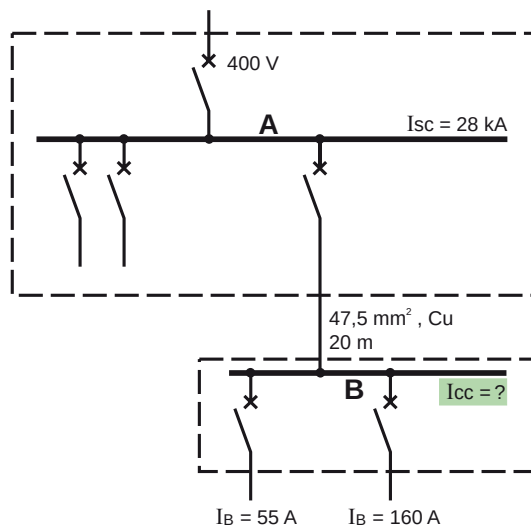
Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur ou un appareillage à fusible dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Si l'on désire obtenir des valeurs plus précises, il est possible de réaliser un calcul détaillé ([Courant de court-circuit triphasé en tout point d'une installation BT](#)) ou d'utiliser un logiciel comme le logiciel My Ecodial L. Dans un tel cas, pour une protection par disjoncteur, la technique de la filiation peut être mise en œuvre et le choix optimisé des disjoncteurs est directement donné par le logiciel.

Note : (voir [Coordination entre les disjoncteurs](#)) La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour limiter l'intensité du courant de court-circuit. Ce qui permet d'installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres.

Fig. G38

Evaluation de l'I_{cc} aval en fonction de l'I_{cc} amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée à partir des tableaux de la Figure G39



G35

4.3.1 Utilisation de la méthode de composition

La méthode de composition est réalisée au moyen d'une table partagée horizontalement en trois parties (voir la Figure G39) :

- les deux parties supérieure et inférieure permettent la sélection de la section des conducteurs et la longueur de la canalisation suivant la nature des conducteurs (cuivre en haut, aluminium en bas),
- la partie centrale indique le courant de court-circuit aval en fonction du courant de court-circuit en amont et des sélections précédemment effectuées dans les tableaux extrêmes.

L'exemple suivant traite le calcul de I_{cc} au point B du schéma de la Figure G38 à partir de l'I_{cc} du point A en utilisant la méthode de composition.

- Sélectionner la section des conducteurs dans la colonne des conducteurs (cuivre ou aluminium selon le besoin). Dans cet exemple les conducteurs sont en cuivre (tableau du haut) et ont une section de 47,5 mm². Chercher sur la ligne de la section sélectionnée la valeur par défaut de la longueur de la canalisation.

Dans cet exemple, la longueur des câbles est de 20 m.

- Descendre (conducteur en cuivre) dans la colonne sélectionnée par la longueur jusqu'à la ligne du tableau central correspondant à la valeur par excès du courant de court-circuit du point amont. La valeur du courant de court-circuit en aval est à l'intersection de cette ligne et cette colonne. Dans cet exemple, l'intensité du courant de court-circuit en amont retenue est 30 kA (≥ 28 kA) d'où la valeur par excès du courant de court-circuit en B : 14,7 kA).

En conséquence :

- pour le départ 55 A, un disjoncteur modulaire sur rail DIN de calibre I_n = 63 A et de pouvoir de coupure I_{cn} = 25 kA peut être choisi,
- pour le départ 160 A, un disjoncteur Compact NSX160 B de courant assigné I_r = 160 A et de pouvoir de coupure I_{cu} = 25 kA peut être choisi.

Fig. G39: Evaluation de l'I_{cc} aval en fonction de l'I_{cc} amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée

Cuivre pour 230 V / 400 V																				
Section des conducteurs de phase (mm ²)	Longueur de la canalisation (en m)																			
1,5																				
2,5																				
4																				
6																				
10																				
16																				
25																				
35																				
47,5																				

4 Courant de court-circuit

Fig. G39 (suite): Evaluation de l'Icc aval en fonction de l'Icc amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée

Cuivre pour 230 V / 400 V																							
Section des conducteurs de phase (mm ²)	Longueur de la canalisation (en m)																						
70					2,7	3,8	5,3	7,5	10,7	15,1	21	30	43	60	85	120	170	240	340				
95				2,6	3,6	5,1	7,2	10,2	14,5	20	29	41	58	82	115	163	231	326	461				
120		1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	291	412					
150	1,2	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	19,8	28	40	56	79	112	159	224	317	448					
185	1,5	2,1	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	374	529					
240	1,8	2,6	3,7	5,2	7,3	10,3	14,6	21	29	41	58	83	117	165	233	330	466	659					
300	2,2	3,1	4,4	6,2	8,8	12,4	17,6	25	35	50	70	99	140	198	280	396	561						
2x120	2,3	3,2	4,6	6,5	9,1	12,9	18,3	26	37	52	73	103	146	206	292	412	583						
2x150	2,5	3,5	5,0	7,0	9,9	14,0	20	28	40	56	79	112	159	224	317	448	634						
2x185	2,9	4,2	5,9	8,3	11,7	16,6	23	33	47	66	94	133	187	265	375	530	749						
3x120	3,4	4,9	6,9	9,7	13,7	19,4	27	39	55	77	110	155	219	309	438	619							
3x150	3,7	5,3	7,5	10,5	14,9	21	30	42	60	84	119	168	238	336	476	672							
3x185	4,4	6,2	8,8	12,5	17,6	25	35	50	70	100	141	199	281	398	562								
Icc amont (en kA)	Icc aval (en kA)																						
100	93	90	87	82	77	70	62	54	45	37	29	22	17,0	12,6	9,3	6,7	4,9	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9	
90	84	82	79	75	71	65	58	51	43	35	28	22	16,7	12,5	9,2	6,7	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9	
80	75	74	71	68	64	59	54	47	40	34	27	21	16,3	12,2	9,1	6,6	4,8	3,5	2,5	1,8	1,3	0,9	
70	66	65	63	61	58	54	49	44	38	32	26	20	15,8	12,0	8,9	6,6	4,8	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9	
60	57	56	55	53	51	48	44	39	35	29	24	20	15,2	11,6	8,7	6,5	4,7	3,4	2,5	1,8	1,3	0,9	
50	48	47	46	45	43	41	38	35	31	27	22	18,3	14,5	11,2	8,5	6,3	4,6	3,4	2,4	1,7	1,2	0,9	
40	39	38	38	37	36	34	32	30	27	24	20	16,8	13,5	10,6	8,1	6,1	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9	
35	34	34	33	33	32	30	29	27	24	22	18,8	15,8	12,9	10,2	7,9	6,0	4,5	3,3	2,4	1,7	1,2	0,9	
30	29	29	29	28	27	27	25	24	22	20	17,3	14,7	12,2	9,8	7,6	5,8	4,4	3,2	2,4	1,7	1,2	0,9	
25	25	24	24	24	23	23	22	21	19,1	17,4	15,5	13,4	11,2	9,2	7,3	5,6	4,2	3,2	2,3	1,7	1,2	0,9	
20	20	20	19,4	19,2	18,8	18,4	17,8	17,0	16,1	14,9	13,4	11,8	10,1	8,4	6,8	5,3	4,1	3,1	2,3	1,7	1,2	0,9	
15	14,8	14,8	14,7	14,5	14,3	14,1	13,7	13,3	12,7	11,9	11,0	9,9	8,7	7,4	6,1	4,9	3,8	2,9	2,2	1,6	1,2	0,9	
10	9,9	9,9	9,8	9,8	9,7	9,6	9,4	9,2	8,9	8,5	8,0	7,4	6,7	5,9	5,1	4,2	3,4	2,7	2,0	1,5	1,1	0,8	
7	7,0	6,9	6,9	6,9	6,9	6,8	6,7	6,6	6,4	6,2	6,0	5,6	5,2	4,7	4,2	3,6	3,0	2,4	1,9	1,4	1,1	0,8	
5	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,3	4,0	3,7	3,4	3,0	2,5	2,1	1,7	1,3	1,0	0,8	
4	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,9	3,9	3,9	3,8	3,7	3,6	3,5	3,3	3,1	2,9	2,6	2,2	1,9	1,6	1,2	1,0	0,7	
3	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,1	1,9	1,6	1,4	1,1	0,9	0,7	
2	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	12,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3	1,1	1,0	0,8	0,6	
1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,7	0,6	0,6	0,5	
Aluminium pour 230 V / 400 V																							
Section des conducteurs de phase (mm ²)	Longueur de la canalisation (en m)																						
2,5														1,4	1,9	2,7	3,8	5,4	7,6	10,8	15,3	22	
4												1,1	1,5	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	35	
6												1,6	2,3	3,2	4,6	6,5	9,2	13,0	18,3	26	37	52	
10											1,9	2,7	3,8	5,4	7,7	10,8	15,3	22	31	43	61	86	
16									2,2	3,1	4,3	6,1	8,7	12,2	17,3	24	35	49	69	98	138		
25							17,1	2,4	3,4	4,8	6,8	9,6	13,5	19,1	27	38	54	76	108	153	216		
35						1,7	2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	18,9	27	38	54	76	107	151	214	302		
47,5					1,6	2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	148	205	290	410		
70					2,4	3,4	4,7	6,7	9,5	13,4	19,0	27	38	54	76	1,7	151	214	303	428			
95				2,3	3,2	4,6	6,4	9,1	12,9	18,2	26	36	51	73	103	145	205	290	411				
120				2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	32	46	65	92	130	184	259	367					
150				3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	199	282	399					
185			2,6	3,7	5,2	7,4	10,4	14,8	21	30	42	59	83	118	167	236	333	471					
240	1,2	1,6	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	73	104	147	208	294	415					
300	1,4	2,0	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	15,6	22	31	44	62	88	125	177	250	353	499					
2x120	1,4	2,0	2,9	4,1	5,8	8,1	11,5	16,3	23	33	46	65	92	130	184	260	367	519					
2x150	1,6	2,2	3,1	4,4	6,3	8,8	12,5	17,7	25	35	50	71	100	141	200	280	399						
2x185	1,9	2,6	2,7	5,2	7,4	10,5	14,8	21	13	42	59	83	118	167	236	334	472						
2x240	2,3	3,3	4,6	6,5	9,2	13,0	18,4	26	37	52	74	104	147	208	294	415	587						
3x120	2,2	3,1	4,3	6,1	8,6	12,2	17,3	24	34	49	69	97	138	195	275	389	551						

Fig. G39 (suite): Evaluation de l'Icc aval en fonction de l'Icc amont, de la longueur et de la section de la canalisation, et pour une tension de 400 V triphasée

Cuivre pour 230 V / 400 V																				
Section des conducteurs de phase (mm ²)	Longueur de la canalisation (en m)																			
3x150	2,3	3,3	4,7	6,6	9,4	13,3	18,8	27	37	53	75	106	150	212	299	423	598			
3x185	2,8	3,9	5,5	7,8	11,1	13,7	22	31	44	63	89	125	177	250	354	500	707			
3x240	3,5	4,9	6,9	9,8	13,8	19,5	28	39	55	78	110	156	220	312	441	623				

Note : pour une tension triphasée de 230 V entre phases, diviser les longueurs ci-dessus par $\sqrt{3} = 1,732$.

4.4 Courant de court-circuit d'un générateur ou d'une ASI

Courant de court-circuit d'un générateur ou d'une ASI : Se reporter au chapitre [Les alimentations et récepteurs particuliers](#)

- section [La protection des circuits alimentés par un alternateur](#)
- section [Les alimentations sans interruption ASI](#)

G37

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

5.1 Calcul du courant de court-circuit minimal présumé

Si le dispositif de protection de la canalisation n'assure que la protection contre les courts-circuits, il est nécessaire de s'assurer que le plus petit courant de court-circuit possible ($I_{cc\ mini}$) entraîne son fonctionnement.

Dans le cas général, dans les circuits BT, un seul disjoncteur assure la protection d'une canalisation pour toute valeur du courant, du seuil de réglage de sa protection Long retard (ou protection thermique) jusqu'à son pouvoir de court-circuit.

On peut cependant être amené dans certaines configurations de circuit, à séparer les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits et à les confier à 2 appareils distincts.

5.1.1 Exemples de telles configurations

Les **Figures G40 à G42** indiquent certaines configurations où les fonctions de protection contre les surcharges et protection contre les courts-circuits sont confiées à deux appareils distincts.

G38

Fig. G40
Circuit protégé par fusible aM

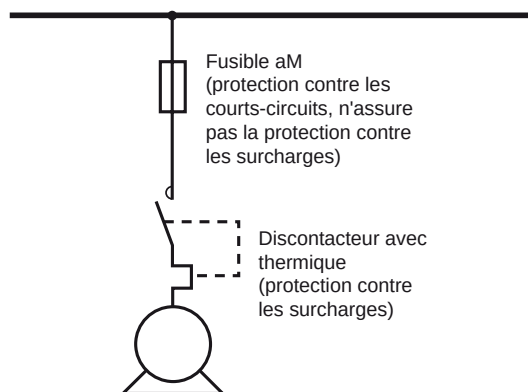
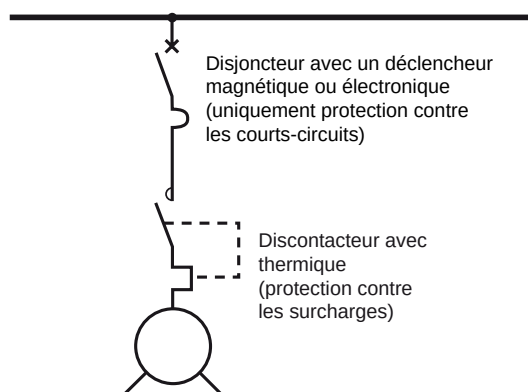


Fig. G41
Circuit protégé par disjoncteur sans thermique (Compact type MA)



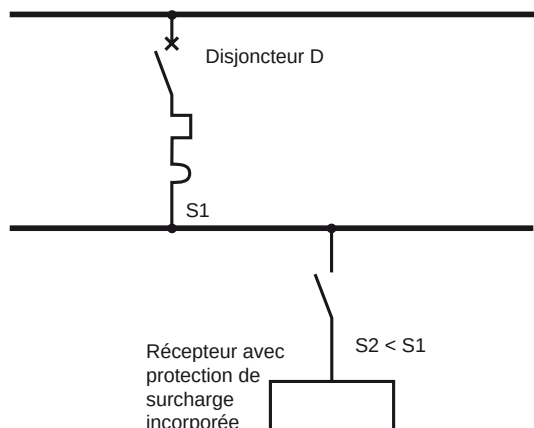
Les départs moteurs sont les circuits qui sont le plus couramment commandés et protégés par des appareillages séparés.

Le cas de la **Figure G42a** constitue une dérogation aux règles de protection. Il est notamment utilisé dans le cas d'une distribution par canalisations préfabriquées, rails d'éclairage, etc.

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Fig. G42a

Le disjoncteur D assure la protection de court-circuit jusqu'au récepteur



Variateur de vitesse

Le tableau de la **Figure G42b** permet de connaître les fonctions de protection remplies par le variateur, et si nécessaire de les compléter par des dispositifs extérieurs au variateur tels que disjoncteur, relais de surcharge, et DDR.

Fig. G42b

Protection à mettre en œuvre avec des variateurs de vitesse

Protection à assurer	Protection généralement assurée par le variateur de vitesse	Protection additionnelle, si elle n'est pas déjà fournie par le variateur de vitesse
Surcharge câble	Oui	Disjoncteurs/Relais thermique
Surcharge moteur	Oui	Disjoncteurs/Relais thermique
Court-circuit aval	Oui	
Surcharge variateur	Oui	
Sur-tension	Oui	
Sous-tension	Oui	
Coupure phase	Oui	
Court-circuit amont		disjoncteur (déclenchement court-circuit)
Défaut interne		disjoncteur (déclenchement court-circuit et surcharge)
Défaut terre aval (contact indirect)	(autoprotection)	DDR ≥ 300 mA
Défaut contact direct		DDR ≤ 30 mA

5.1.2 Conditions à respecter

Il faut que le dispositif de protection vérifie :

- $I_m < I_{cc\min}$ pour une protection par disjoncteur,
- $I_a < I_{sc\min}$ pour une protection par fusibles.

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit alors satisfaire aux deux conditions suivantes :

- son pouvoir de coupure doit être supérieur au courant de court-circuit triphasé I_{cc} en son point d'installation,
- assurer l'élimination du courant minimum de court-circuit pouvant se développer dans le circuit protégé en un temps t_c compatible avec les contraintes thermiques des conducteurs soit :

$$t_c \leq \frac{k^2 S^2}{I_{cc\min}^2} (t_c < 5s)$$

La comparaison des courbes de fonctionnement (ou de fusion) des dispositifs de protection contre les courts-circuits et des courbes limites de contrainte thermique d'un conducteur montre que cette condition est vérifiée si :

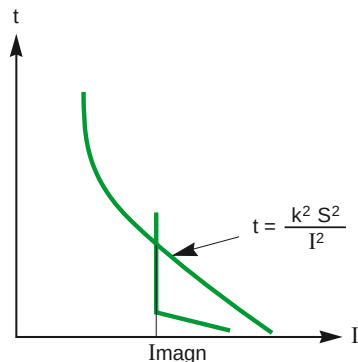
- $I_{cc}(\min) > I_m$ (ou I_{sd}) ou I_i (I_m : seuil de la protection contre les courants de courts-circuits, I_i : seuil de la protection Instantané) (cf. **Fig. G43**),
- $I_{cc}(\min) > I_a$ pour la protection par fusibles, la valeur de courant I_a correspondant au croisement des courbes de protection et de contrainte admissible du câble

(cf. **Fig. G44** et **G45**).

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Fig. G43

Protection par disjoncteur



G40

Fig. G44

Protection par fusible aM

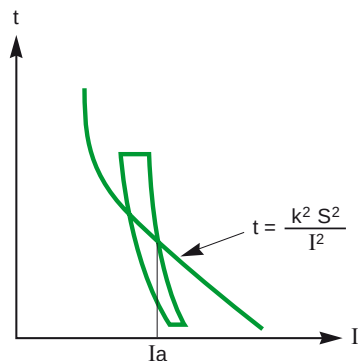
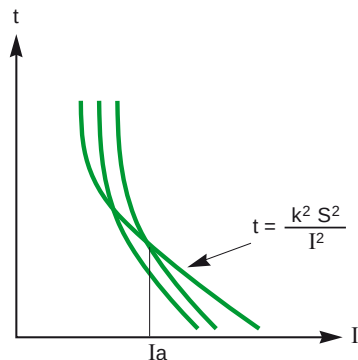


Fig. G45

Protection par fusible gl



5.1.3 Détermination pratique de la longueur Lmax

La validation du réglage d'une protection contre les courts-circuits se résume à vérifier que la longueur du câble ainsi protégée est inférieure à :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U \times S_{ph}}{2\rho I_m}$$

La méthode pour calculer la longueur maximale de la canalisation autorisée est présentée aux pages [Schéma TN - Protection contre les contacts indirects](#) et [Schéma IT - Protection contre les contacts indirects](#) dans le cadre de la protection des personnes contre les contacts indirects en schéma TN ou IT 2^{ème} défaut.

Deux cas sont étudiés ci-après :

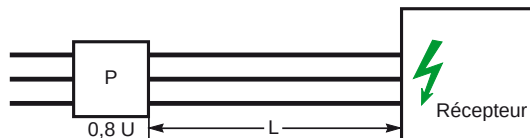
1 - Calcul de Lmax dans le cas d'un circuit triphasé sans neutre

Le courant minimum de court-circuit sur ce circuit est généré par un défaut apparaissant entre deux phases à l'extrémité du circuit (court-circuit biphasé) (cf. **Fig. G46**).

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Fig. G46

Définition de L pour un circuit triphasé sans neutre



En utilisant la "méthode conventionnelle", la tension au point P où est installée la protection est supposée égale à 80% de la tension nominale pendant la durée du court-circuit, soit :

$$0,8 \times U = I_{cc} \times Z_d$$

- Z_d = Impédance de la boucle de défaut,
- I_{cc} = Courant de court-circuit,
- U = tension nominale phase-phase.

Pour des câbles de section $\leq 120 \text{ mm}^2$, on peut négliger leur réactance et écrire:

$$Z_d = \rho \frac{2L}{S_{ph}} \quad [6]$$

- de l'inductance mutuelle (la valeur de la réactance est 0,08 mΩ/m à 50 Hz, de 0,096 mΩ/m à 60 Hz),
- de la non uniformité de la densité de courant due à l'effet de peau.

De ce fait, les valeurs d'impédance corrigées sont :

- 150 mm^2 : $Z_d + 15\%$
- 185 mm^2 : $Z_d + 20\%$
- 240 mm^2 : $Z_d + 25\%$
- 300 mm^2 : $Z_d + 30\%$

où :

- ρ = résistivité du câble à la température moyenne de court-circuit,
- S_{ph} = section d'une phase en mm^2 ,
- L = longueur en m.

La condition pour que la protection du câble soit assurée I_m (ou I_{sd}) $\leq I_{sc}$ avec I_m (I_{sd}) = seuil de la protection contre les courants de court-circuit du disjoncteur.

$$\text{Cela conduit à } I_m \leq \frac{0,8U}{Z_d} \text{ soit } L \leq \frac{0,8 U S_{ph}}{2\rho I_m}$$

Dans cette formule U et ρ sont des constantes pour des conducteurs de même nature (cuivre ou aluminium) dans un réseau triphasé de distribution standard soit avec $U = 400 \text{ V}$

$$\rho = 1,25 \times 0,018 = 0,023 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m} \quad [7] \text{ (Cu)}$$

d'où

$$L_{max} = k \frac{S_{ph}}{I_m}$$

avec

L_{max} = Longueur maximale en mètre (pour le calcul de L_{max} , la valeur retenue est la valeur du seuil $I_m + 20\%$, cas le plus défavorable).

k est défini dans le tableau ci-après en fonction de la section^[6] pour $S_{ph} > 120 \text{ mm}^2$.

Section (mm^2)	≤ 120	150	185	240	300
k ^[a] (pour 400 V)	5800	5040	4830	4640	4460

[a] k tient compte d'un seuil de déclenchement max égal à $1,2 \times I_m$.

2 - Calcul de L_{max} dans le cas d'un circuit triphasé avec neutre 400 V / 230 V (ou monophasé 230 V)

Le courant minimum de court-circuit d'un tel circuit est généré par un défaut apparaissant entre une phase et le neutre à l'extrémité du circuit (court-circuit monophasé). Son calcul est similaire au calcul précédent mais

- soit en utilisant les formules précédentes avec k calculé pour un réseau 230 V soit

[6] Pour des sections supérieures la résistance des conducteurs doit être majorée pour tenir compte

[7] la variation de la résistivité est importante (+ 25%) du fait de la très forte élévation de température de l'âme du conducteur pendant le passage du courant de court-circuit.

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Section (mm ²)	≤ 120	150	185	240	300
k (pour 230 V)	3333	2898	2777	2668	2565

- en fonction de la section S_n du conducteur neutre $S_n = m S_{ph}$

D'où les formules de calcul de la longueur maximale (pour une section ≤ 120 mm²)

- Si S_n (section du neutre) = S_{ph}

$$L_{max} = \frac{3,333 S_{ph}}{I_m}$$

- Si S_n (section du neutre) = S_{ph}/m

$$L_{max} = 6,666 \frac{S_{ph}}{I_m} \frac{1}{1+m} \quad \text{où} \quad m = \frac{S_{ph}}{S_n}$$

5.1.4 Utilisation de tableaux pour déterminer Lmax

Le tableau de la **Figure G47** indique les longueurs maximales L_{max} (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V, ou,
- monophasées sous 230 V, protégées par disjoncteurs à usage général.

Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients du **Tableau G51**.

Le calcul de la longueur L_{max} est réalisé pour la valeur maximale de la tolérance sur le réglage du seuil de déclenchement de la protection Court retard ou magnétique. En général, la valeur de seuil I_m (ou I_{sd}) est donnée avec une précision +/- 20 %.

Pour la section de 50 mm², les calculs sont effectués avec une section réelle de 47,5 mm².

Les tableaux des Figures G48 à G50 indiquent les longueurs maximales L_{max} (en mètres) des canalisations :

- triphasées avec neutre sous 400 V,
- monophasées sous 230 V,

Ces canalisations sont protégées dans les deux cas par des disjoncteurs de type domestique ou ayant des caractéristiques de déclenchement similaires.

Dans les autres cas, appliquer aux longueurs les coefficients de la **Figure G51**.

Fig. G48

Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type B

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)									
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50	
6	200	333	533	800						
10	120	200	320	480	800					
16	75	125	200	300	500	800				
20	60	100	160	240	400	640				
25	48	80	128	192	320	512	800			
32	37	62	100	150	250	400	625	875		
40	30	50	80	120	200	320	500	700		
50	24	40	64	96	160	256	400	560	760	
63	19	32	51	76	127	203	317	444	603	
80	15	25	40	60	100	160	250	350	475	
100	12	20	32	48	80	128	200	280	380	
125	10	16	26	38	64	102	160	224	304	

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

Fig. G49

Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type C

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
6	100	167	267	400	667				
10	60	100	160	240	400	640			
16	37	62	100	150	250	400	625	875	
20	30	50	80	120	200	320	500	700	
25	24	40	64	96	160	256	400	560	760
32	18,0	31	50	75	125	200	313	438	594
40	15,0	25	40	60	100	160	250	350	475
50	12,0	20	32	48	80	128	200	280	380
63	9,5	16,0	26	38	64	102	159	222	302
80	7,5	12,5	20	30	50	80	125	175	238
100	6,0	10,0	16,0	24	40	64	100	140	190
125	5,0	8,0	13,0	19,0	32	51	80	112	152

Fig. G50

Longueur maximale des canalisations (conducteurs en cuivre) en mètres, protégées par des disjoncteurs de type D

Courant assigné des disjoncteurs (en A)	Section nominale des conducteurs (en mm ²)								
	1,5	2,5	4	6	10	16	25	35	50
1	429	714							
2	214	357	571	857					
3	143	238	381	571	952				
4	107	179	286	429	714				
6	71	119	190	286	476	762			
10	43	71	114	171	286	457	714		
16	27	45	71	107	179	286	446	625	848
20	21	36	57	86	143	229	357	500	679
25	17,0	29	46	69	114	183	286	400	543
32	13,0	22	36	54	89	143	223	313	424
40	11,0	18,0	29	43	71	114	179	250	339
50	9,0	14,0	23	34	57	91	143	200	271
63	7,0	11,0	18,0	27	45	73	113	159	215
80	5,0	9,0	14,0	21	36	57	89	125	170
100	4,0	7,0	11,0	17,0	29	46	71	100	136
125	3,0	6,0	9,0	14,0	23	37	57	80	109

G43

Fig. G51

Facteur de correction à appliquer aux longueurs maximales des tableaux G47 à G50

Type de canalisation	
Tri 400 V sans neutre ou bi 400 V sans neutre	1,73
Mono 230 V (phase + neutre)	1
Tri 400 V + neutre ou bi 400 V + neutre	Sph / S neutre = 1
	Sph / S neutre = 2
	0,67

Note : La norme CEI 60898 définit une plage de réglage de la protection contre les courts-circuits de 10...50 In pour les disjoncteurs de type D. Les normes européennes, et le tableau de la Figure G50, sont basées sur une plage de 10...20 In, plage qui couvre la plupart des besoins des installations domestiques ou analogues (voir la figure Figure H31 [Pouvoir assigné de coupure en court-circuit \(Icu ou Icn\)](#)).

5.1.5 Exemples

Exemple 1

Dans une application monophasée, la protection contre les courants de court-circuit est assurée par un disjoncteur Compact NSX 80H MA de calibre 50 A avec une protection magnétique réglée à 500 A (précision de +/- 20%) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à $500 \times 1,2 = 600$ A.

La section des conducteurs est 10 mm², les conducteurs sont en cuivre.

En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne Im = 500 A et de la colonne S = 10 mm² la valeur de la longueur Lmax = 67 m. La protection de la canalisation contre les courants de court-circuit est assurée si sa longueur est inférieure à 67 mètres.

Exemple 2

Dans un réseau triphasé sans neutre 400 V, la protection contre les courants de court-circuit d'un départ est assurée par un Compact NSX 250N équipé d'un déclencheur MA de calibre 220 A avec une protection magnétique réglée à 2000 A (précision de +/- 20 %) soit dans le cas le plus défavorable, le disjoncteur déclenche à 2400 A.

La section des conducteurs est 120 mm², les conducteurs sont en cuivre.

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

En se reportant au tableau G47 (pour disjoncteur à usage général), on lit au croisement de la ligne $I_m = 2\,000\text{ A}$ et de la colonne $S = 120\text{ mm}^2$ la valeur de la longueur $L_{\max} = 200\text{ m}$. Comme il s'agit d'un circuit triphasé sans neutre, on lit dans le tableau G51 qu'il faut appliquer le coefficient 1,73.

Le disjoncteur protège donc le câble contre les courts-circuits si sa longueur n'excède pas $200 \times 1,73 = 346\text{ m}$.

5.2 Vérification de la tenue des conducteurs aux contraintes correspondant à l'Icc

5.2.1 Contrainte thermique

En général, la vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique n'est pas nécessaire, à l'exception des canalisations de faible section utilisées au voisinage direct d'un TGBT (ou directement alimentées par celui-ci).

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (de quelques dixièmes de secondes à cinq secondes au maximum), l'échauffement est considéré adiabatique, c'est-à-dire que l'on admet que la chaleur produite reste au niveau de l'âme du conducteur et n'a pas le temps de se dissiper dans les autres éléments du câble.

Pour le temps inférieur à 5 secondes, la relation : $I^2 \times t = k^2 \times S^2$ caractérise le temps t (en secondes) pendant lequel un conducteur de section S (en mm^2) peut supporter un courant I (en ampères), avant que l'échauffement de son âme soit tel qu'il entraîne une dégradation de son isolant.

k est une constante donnée par le tableau de la **Figure G52**.

Fig. G52
Valeur de la constante k
(Tableau 43A de l'IEC
60364-4-43)

	Conducteur isolant			
	PVC $\leq 300\text{ mm}^2$	PVC $> 300\text{ mm}^2$	EPR XLPE	Caoutchouc 60 °C
Température(°C) Initiale	70	70	90	60
Température(°C) Finale	160	140	250	200
Type de conducteur :				
Cuivre	115	103	143	141
Aluminium	76	68	94	93

Pratiquement, la marche à suivre consiste à vérifier que la contrainte thermique I^2t , que laisse passer le disjoncteur de protection (voir les catalogues des constructeurs) est inférieure à la contrainte thermique admissible maximale du conducteur (cf. **Figure G53**).

Fig. G53
Contrainte thermique
admissible maximale
dans les conducteurs des
câbles (en ampères² x
secondes x 10^6)

S (mm ²)	PVC		PRC	
	Cu	Al	Cu	Cu
1,5	0,0297	0,0130	0,0460	0,0199
2,5	0,0826	0,0361	0,1278	0,0552
4	0,2116	0,0924	0,3272	0,1414
6	0,4761	0,2079	0,7362	0,3181
10	1,3225	0,5776	2,0450	0,8836
16	3,3856	1,4786	5,2350	2,2620
25	8,2656	3,6100	12,7806	5,5225
35	16,2006	7,0756	25,0500	10,8241
50	29,839	13,032	46,133	19,936

Exemple

Un câble Cu/PR de section 4 mm^2 est-il protégé par un iC60N bipolaire ?

Le tableau de la **Figure G53** indique que la valeur de la contrainte thermique admissible I^2t pour le câble est $0,3272 \times 10^6$ tandis que la valeur maximale de l'énergie "traversant" le disjoncteur, indiquée dans le catalogue du constructeur, est considérablement plus faible ($< 0,1 \times 10^6\text{ A}^2\text{s}$) (voir **Fig. G53b**).

Le câble est de ce fait parfaitement protégé par le disjoncteur jusqu'à son pouvoir de coupure.

5 Cas particuliers relatifs aux courants de court-circuit

5.2.2 Contrainte électrodynamique

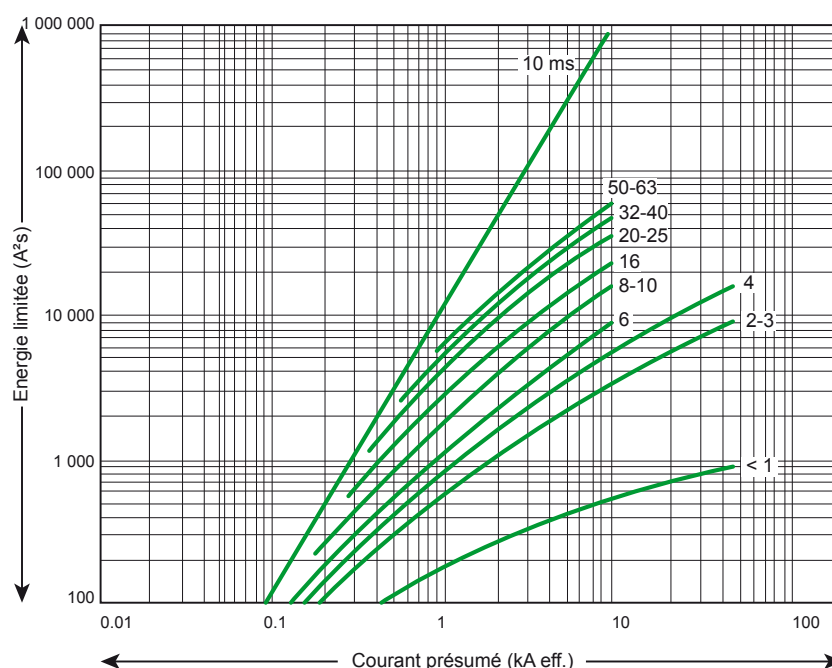
Pour tout type de canalisation (câble ou canalisation préfabriquée), il est nécessaire de prendre en compte les contraintes électrodynamiques provoquées par le courant de court-circuit.

Pour supporter ces contraintes, les conducteurs doivent être solidement fixés et les connexions fortement serrées.

Pour les canalisations préfabriquées, il est aussi nécessaire de vérifier que la performance de tenue aux contraintes électrodynamiques est suffisante dans le cas d'un courant de court-circuit. La valeur crête du courant, limitée par le disjoncteur ou le fusible de protection, doit être inférieure à la tenue de la canalisation préfabriquée. Les constructeurs fournissent généralement des tableaux de coordination garantissant une protection efficace de leurs produits.

Fig. G53b

Exemple de limitation d'énergie pour différents calibres de disjoncteurs miniatures



6.1 Raccordement et choix des conducteurs de protection

La NFC 15-100 précise comment installer, choisir et dimensionner les conducteurs de protection.

Les conducteurs de protection (symbole PE), ou conducteurs PE, assurent les liaisons équipotielles (interconnexion) entre toutes les masses des équipements d'une installation pour réaliser un réseau équipotentiel de protection. Les conducteurs PE assurent l'écoulement des courants de défaut à la terre dus à une rupture d'isolement entre une partie sous tension et une masse.

Les conducteurs PE sont raccordés à la borne principale de terre de l'installation.

La borne principale de terre est raccordée à la prise de terre au moyen du [conducteur de terre](#).

Les conducteurs PE doivent être :

- repérés par la double coloration vert-et-jaune lorsqu'ils sont isolés,
- protégés contre les risques mécaniques et chimiques.

Par ailleurs, en schémas IT et TN, il est fortement recommandé de faire cheminer le conducteur de protection dans les mêmes canalisations que les conducteurs actifs du circuit correspondant. Cette disposition garantit une valeur minimale de la réactance de la boucle de défaut à la terre. Il faut noter que cette disposition est naturellement réalisée dans le cas d'une distribution par canalisations électriques préfabriquées.

6.1.1 Connexion

Les conducteurs de protection (symbole PE) doivent :

- ne pas comporter d'appareillage ou d'organe de coupure (coupe-circuit, disjoncteur, interrupteurs, relais, etc.),
- relier les masses en parallèle et non en série (voir **Figure G54**),
- avoir une borne de connexion pour chaque conducteur PE dans les tableaux.

Fig. G54

Une mauvaise connexion série des conducteurs PE laisse tous les récepteurs en aval sans protection

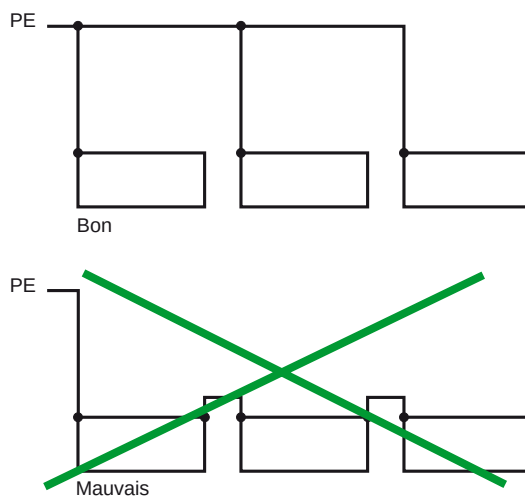


Schéma TT

Un conducteur PE peut ne pas cheminer le long des conducteurs actifs de son circuit du fait que, avec ce schéma, les courants de défauts d'isolement sont dans ce cas de faibles valeurs et les seuils des dispositifs de protection (DDR) sont de très faibles valeurs.

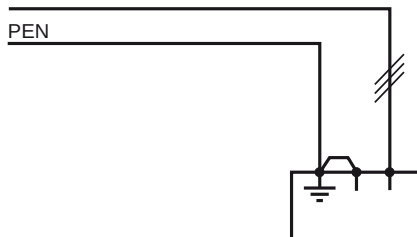
Schéma IT et TN

Les conducteurs PE ou PEN, comme il a déjà été mentionné, doivent toujours cheminer le long des conducteurs actifs du circuit correspondant sans interposition d'éléments ferromagnétiques.

- Schéma TN-C (neutre et conducteur de protection réunis en un seul conducteur : PEN), la fonction conducteur de protection PE est prioritaire et toutes les règles applicables à ce conducteur sont applicables au PEN. Un conducteur PEN doit toujours être raccordé à la borne de masse du récepteur (fonction PE) avec une boucle de connexion raccordée à la borne du neutre (cf. **Fig. G55**).

Fig. G55

Raccordement du PEN à la borne de masse du récepteur



- Passage du schéma TN-C au schéma TN-S.

Le conducteur PE est raccordé à la borne ou à la barre PEN (cf. **Fig. G56**) (généralement à l'origine de l'installation). En aval de ce point de séparation, il est interdit de raccorder de nouveau un conducteur neutre et un conducteur PE.

Fig. G56

Schéma TN-C-S



G47

6.1.2 Type de conducteurs de protection

Les éléments métalliques mentionnés dans le tableau de la **Figure G57** ci-dessous peuvent être utilisés comme conducteurs de protection, mais en respectant les conditions de mise en œuvre qui y sont précisées.

Fig. G57

Choix du conducteur de protection

Type de conducteur de protection		Schéma IT	Schéma TN	Schéma TT	Condition de mise en œuvre
Conducteur supplémentaire	Appartenant au même câble que les phases ou empruntant la même canalisation	Fortement recommandé	Fortement recommandé	Bon	Le conducteur de protection doit être isolé de la même manière que les phases
	Indépendant des conducteurs de phase	Possible ^[a]	Possible ^{[a][b]}	Bon	● Le conducteur de protection peut être nu ou isolé^[b]
Enveloppe métallique d'une canalisation préfabriquée ou d'une autre gaine préfabriquée précâblée ^[e]		Possible ^[c]	PE possible ^[c] PEN possible ^[h]	Bon	● La continuité électrique doit être assurée de façon à être protégée contre les détériorations mécaniques, chimiques et électrochimiques ● Leur conductibilité doit être suffisante
Gaine extérieure des conducteurs blindés à isolant minéral (par exemple câbles de sécurité incendie isolé au Pyroténax)		Possible ^[c]	PE possible ^[c] PEN déconseillé ^{[b][c]}	Possible	
Certains éléments conducteurs ^[f] tels que ● Charpentes ● Bâts de machines ● Conduites d'eau^[g]		Possible ^[d] PEN interdit	PE possible ^[d]	Possible	
Chemins de câbles métalliques, tels que : conduits ^[h] , gaines, canalisations, tablettes, échelles , etc.		Possible ^[d]	PE possible ^[d] PEN déconseillé ^{[b][d]}	Possible	
Sont interdits : les conduits métalliques ^[i] , les canalisations de gaz et de chauffage, les armures de câbles, les tresses de blindage des câbles ^[i] .					

[a] En schémas TN et IT, l'élimination des défauts d'isolement est généralement assurée par les dispositifs de protection contre les surintensités (disjoncteurs ou fusibles) et l'impédance des boucles de défaut doit être aussi faible que possible. Le meilleur moyen pour arriver à ce résultat est encore d'utiliser comme conducteur de protection un conducteur supplémentaire appartenant au même câble (ou empruntant la même canalisation que les phases). Cette solution minimise la réactance de la boucle et de ce fait son impédance.

[b] Le conducteur PEN est à la fois un conducteur neutre et un conducteur de protection (PE). Cela signifie qu'il peut être parcouru en permanence par des courants (en l'absence de courant de défaut). De ce fait, il est recommandé que le conducteur PEN soit isolé.

[c] Le constructeur indique les valeurs des composantes R et X des impédances nécessaires (phase/PE, phase/PEN). Cela

permet de s'assurer des conditions pour le calcul des composantes de boucle.

[d] Possible mais déconseillé car l'impédance des boucles de défaut ne peut pas être connue au moment de l'étude. Seules des mesures sur le site, une fois l'installation terminée, permettront de s'assurer de la protection des personnes

[e] Elle doit permettre le raccordement d'autres conducteurs de protection. **Attention** : ces éléments doivent comporter une indication visuelle individuelle vert-et-jaune de 15 à 100 mm de long (ou des lettres PE à moins de 15 cm de chaque extrémité).

[f] Ces éléments ne doivent pouvoir être démontés que s'il est prévu des mesures compensatrices pour assurer la continuité de protection.

[g] Sous réserve de l'accord du distributeur d'eau.

[h] Dans les canalisations préfabriquées et équipements similaires, l'enveloppe métallique peut être utilisée comme conducteur PEN, en parallèle avec la barre correspondante, ou un autre conducteur PE dans l'enveloppe (cf. guide France C15-107 Fig.1).

[i] Interdit seulement dans quelques pays. Universellement utilisé comme conducteur supplémentaire d'équipotentialité.

6.2 Section des conducteurs de protection

Le tableau de la **Figure G58** indique :

- la formule de calcul de la section d'un conducteur PE ou PEN par la méthode adiabatique,
- les valeurs de la section d'un conducteur PE ou PEN en fonction de la section des conducteurs de phase (méthode simple).

Fig. G58
Sections minimales des conducteurs de protection (d'après tableau 54-3 de la norme CEI 60364-5-54)

	Section des conducteurs de phase S_{ph} (mm ²)	Section du conducteur PE (mm ²)	Section du conducteur PEN (mm ²)	
			Cu	Al
Méthode adiabatique	Quelconque	$S_{PE/PEN} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t_{[c][d]}}}{k}$		
Méthode simple ^[a]	$S_{ph} \leq 16$	$S_{ph}^{[b]}$	$S_{ph}^{[c]}$	$S_{ph}^{[c]}$
	$16 < S_{ph} \leq 25$	16	16	25
	$25 < S_{ph} \leq 35$			
	$35 < S_{ph} \leq 50$	$S_{ph} / 2$	$S_{ph} / 2$	$S_{ph} / 2$
	$S_{ph} > 50$			

[a] Valeurs dans le cas où le conducteur de protection est du même métal que celui des phases. Sinon un facteur de correction doit être appliqué.

[b] Lorsque le conducteur PE ne fait pas partie de la canalisation d'alimentation, les valeurs minimales suivantes doivent être respectées :

- 2,5 mm² si le PE a une protection mécanique,
- 4 mm² si le PE n'a pas de protection mécanique.

[c] Pour des raisons de tenue mécanique, un conducteur PEN doit avoir une section toujours ≥ 10 mm² en cuivre ou ≥ 16 mm² en aluminium.

[d] Voir le tableau de la Figure G53 pour l'utilisation de cette formule.

Deux méthodes peuvent être utilisées :

- méthode adiabatique (qui correspond avec celle décrite dans la norme CEI 60724 et NF C 15-100)

Cette méthode, bien qu'étant économique assure la qualité de la protection mais conduit à des sections minimales en général faibles par rapport à la section des phases. Ce résultat est souvent incompatible avec la nécessité en schéma IT ou TN de rendre aussi faibles que possibles les impédances des boucles de défaut, pour permettre un déclenchement sûr (instantané) des dispositifs de protection contre les surintensités. Cette méthode est en revanche couramment utilisée en schéma TT pour le calcul des sections des conducteurs de terre^[8].

- méthode simplifiée

Cette méthode est basée sur une section du conducteur PE rapportée à celles des conducteurs de phase du circuit correspondant, en faisant l'hypothèse que les conducteurs utilisés sont de même nature :

D'où la section du conducteur PE S_{PE} en fonction de la section des conducteurs de phase S_{ph} :

$S_{ph} \leq 16$ mm ²	$S_{PE} = S_{ph}$
$16 < S_{ph} \leq 35$ mm ²	$S_{PE} = 16$ mm ²
$S_{ph} > 35$ mm ²	$S_{ph} / 2$

Note : si dans un schéma TT, les prises de terre des utilisateurs sont en dehors de la zone d'influence de la prise de terre de la source (voir [Réalisation et mesure des prises de terre](#)), la section du conducteur de protection peut être limitée à 25 mm² (Cu) ou 35 mm² (Al).

Le neutre et le conducteur de protection ne peuvent être confondus que si la section du conducteur PEN est ≥ 10 mm² (Cu) ou ≥ 16 mm² (Al). Un conducteur PEN est également interdit en câble souple.

La section du PEN ne peut être inférieure à celle des phases que si :

- la puissance des récepteurs monophasés ne dépasse pas 10% de la puissance totale,
- I_{max} susceptible de parcourir le neutre en service normal est $< I$ admissible.

D'autre part, dans le cas d'un conducteur PEN, la protection doit être assurée obligatoirement par les dispositifs de protection contre les surintensités des conducteurs de phase (voir [Protection du conducteur neutre](#)).

6.2.1 Valeurs du coefficient k à retenir dans les formules

De nombreuses normes nationales y compris la NF-C 15-100 ont adopté les valeurs définies dans la CEI 60724 (dont l'objet est "Limites de température de court-circuit des câbles électriques de tensions assignées de 1 kV") pour :

- les valeurs du coefficient k,
- les limites de température admissibles pour les différentes natures d'isolants.

Les données du tableau de la **Figure G59** sont celles les plus couramment retenues pour la conception des installations BT.

Fig. G59

Valeurs du coefficient k pour les conducteurs BT les plus couramment utilisés dans les normes nationales conformes à la norme CEI 60724 (à partir des tableaux A.54-2 à -5 de la norme CEI 60364-5-54 repris pour la France dans les tableaux A.54B à F de la NF C 15-100)

	Nature de l'isolant	
	Polychlorure de vinyle (PVC)	Polyéthylène réticulé (PR) Éthylène propylène (EPR)
Température finale (°C)	160	250
Température initiale (°C)	30	30
Valeur de k		
Conducteurs isolés non incorporés aux câbles ou nus en contact avec le revêtement des câbles	Cuivre	143
	Aluminium	95
	Acier	52
Conducteurs constitutifs d'un câble multiconducteurs	Cuivre	115
	Aluminium	76

6.3 Conducteur de protection entre le transformateur MT/BT et le TGBT

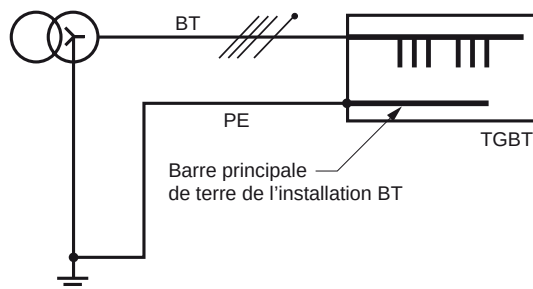
Les conducteurs de phase et de neutre en amont du disjoncteur général d'arrivée du TGBT sont protégés au primaire du transformateur par les dispositifs de protection MT. Ces conducteurs ainsi que le conducteur PE, doivent être dimensionnés en conséquence.

Le dimensionnement des conducteurs de phase et de neutre à partir du transformateur est analysé dans l'exemple ([circuit C1](#) du schéma de la **Figure G64**).

Le tableau de la **Figure G61** indique les sections recommandées pour des conducteurs de protection PE nus et isolés entre le point neutre du transformateur et le TGBT (voir **Figure G60**). La puissance à considérer est la somme des puissances de tous les transformateurs (s'il y en a plusieurs) connectés au TGBT.

Fig. G60

Conducteur PE entre la mise à la terre du point neutre du transformateur et la borne principale de terre dans le TGBT



Le tableau de la **Figure G61** indique la section du conducteur de protection PE en fonction :

- de la puissance nominale des transformateurs MT/BT (P en kVA),

- du temps d'élimination du courant de court-circuit par la protection moyenne tension (t en secondes),
- de l'isolation et de la nature du métal des conducteurs.

Si la protection est assurée par fusible MT, on utilise les colonnes 0,2 s.

En schéma IT, un dispositif de protection contre les surtensions est installé entre le point neutre du transformateur et la terre. Les connexions à ce dispositif doivent être dimensionnées de la même manière que le conducteur PE (décrite ci-dessus).

En effet en cas de mise en court-circuit du dispositif et d'un défaut sur une phase, il est parcouru par le même courant de défaut que le conducteur PE (analogue à un défaut phase-terre en schéma TN).

Fig. G61

Section des conducteurs de protection entre transformateur MT / BT et TGBT en fonction de la puissance du transformateur et du temps de fonctionnement de la protection

Transformateur puissance en kVA secondaire (400 V - 230 V)	Nature des conducteurs	Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PCV			Conducteurs isolés au PR		
	Cuivre t(s)	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-
	Aluminium t(s)	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5	-	0,2	0,5
≤ 100	section des conducteurs de protection SPE (mm ²)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
160		25	25	35	25	25	50	25	25	35
200		25	35	50	25	35	50	25	25	50
250		25	35	70	35	50	70	25	35	50
315		35	50	70	35	50	95	35	50	70
400		50	70	95	50	70	95	35	50	95
500		50	70	120	70	95	120	50	70	95
630		70	95	150	70	95	150	70	95	120
800		70	120	150	95	120	185	70	95	150
1,000		95	120	185	95	120	185	70	120	150
1,250		95	150	185	120	150	240	95	120	185

6.4 Conducteur d'équipotentialité

6.4.1 Conducteur d'équipotentialité principale

Sa section doit être au moins égale à la moitié de la section du plus gros des conducteurs de protection PE en général mais :

- ne doit pas dépasser 25 mm² (cuivre) ou 35 mm² (aluminium),
- doit toujours être supérieure à 6 mm² (cuivre) ou 10 mm² (aluminium).

6.4.2 Conducteur d'équipotentialité supplémentaire

Il permet de raccorder un élément conducteur éloigné du conducteur d'équipotentialité principal à un conducteur de protection proche. Sa section sera au moins la moitié de celle de ce dernier.

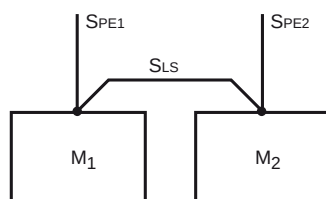
S'il raccorde deux masses entre elles, sa section est au moins égale à celle du PE le plus petit (M1 et M2 dans **Figure G62**). Les conducteurs non incorporés dans un câble doivent être mécaniquement protégés par des conduits, des gaines, etc.

Une autre caractéristique importante des conducteurs d'équipotentialité est de réduire l'impédance de la boucle de défaut (par diminution de l'impédance des masses) ce qui est particulièrement intéressant pour assurer la protection contre les contacts indirects dans les installations BT en [schémas TN](#) et [IT](#) et dans les emplacements à risque électrique.

Fig. G62

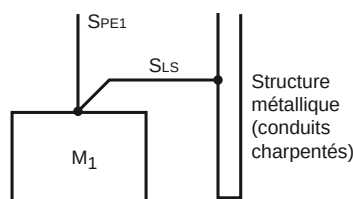
Conducteur d'équipotentialité supplémentaire (LS)

Entre deux masses
Si $SPE1 \leq SPE2$
 $SLS = SPE1$



Entre une masse et une structure métallique

$$SLS = \frac{SPE}{2}$$





Les normes CEI 60364-5-52 et -5-54 indiquent les prescriptions de dimensionnement et de protection du conducteur neutre pour un cas général (avec un TH 3 faible $\leq 15\%$) et indiquent en -5-54 Annexe D (informative) les mesures à prendre suivant le niveau du courant harmonique de rang 3 considéré.

La section et la protection du conducteur neutre, outre l'intensité à véhiculer, dépendent de plusieurs facteurs :

- schéma des liaisons à la terre,
- taux d'harmonique de rang 3 (TH3) et multiple de 3 en courant,
- mode de protection contre les contacts indirects selon les modalités décrites ci-après.

Les prescriptions de la NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54, globalement en accord avec les normes internationales correspondantes, sont plus précises et légèrement différentes : l'étude de dimensionnement et de protection du conducteur neutre suivant la NF C 15-100 est développée au paragraphe 7.6.

La couleur du conducteur neutre est statutairement bleu clair. Le conducteur PEN quand il est isolé, doit être marqué :

- vert-et-jaune sur toute sa longueur avec un marquage bleu aux extrémités,
- ou
- bleu sur toute sa longueur avec un marquage vert-et-jaune aux extrémités.

G51

7.1 Dimensionnement du conducteur neutre

7.1.1 Règle générale

La norme CEI 60364 § 524.2 et § 524.3 définit les critères de choix de la section du conducteur neutre.

Cette règle générale ne considère qu'une faible circulation de courant harmonique de rang 3 dans le réseau^[9].

- Dans les circuits monophasés et dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section au plus égale à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium, le conducteur neutre éventuel doit avoir la même section que les conducteurs de phase.
- Dans les circuits triphasés dont les conducteurs de phase ont une section supérieure à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium, le conducteur neutre peut avoir :
 - soit la même section que les conducteurs de phase^[10],
 - soit une section inférieure à celle des conducteurs de phase si les conditions suivantes sont simultanément remplies :
 - le courant maximal, y compris les harmoniques éventuels, susceptible de parcourir le conducteur neutre en service normal, n'est pas supérieur au courant admissible I_z correspondant à la section réduite du conducteur neutre. Pour cela, il suffit que la charge alimentée par le circuit en service normal soit pratiquement équilibrée entre les phases^[11],
 - le conducteur neutre est protégé contre les surintensités (voir [Protection du conducteur neutre](#)),
 - la section du conducteur neutre est au moins égale à 16 mm^2 en cuivre ou 25 mm^2 en aluminium.

7.1.2 Influence du schéma des liaisons à la terre

Schéma TN-C

Le schéma TN-C est fortement déconseillé pour une distribution BT avec un risque de circulation de courants harmoniques de rang 3 et le conducteur neutre ne doit pas être coupé, de ce fait il est dimensionné comme un conducteur de protection PE (voir le [tableau de la Figure G58](#) : colonne "Section du conducteur PEN").

Schéma IT

Il est, en général, déconseillé de distribuer le neutre, c'est-à-dire un schéma triphasé sans neutre est recommandé.

Dans les autres schémas TT, TN-S et IT avec neutre distribué, la règle générale ci-dessus s'applique.

7.2 Protection, coupure et sectionnement du conducteur neutre

7.2.1 Protection du conducteur neutre

(cf. **Fig. G63**)

[9] Le taux harmonique de rang 3 en courant est inférieur à 15%.

[10] La norme CEI 60364 ne considère pas la possibilité d'un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (voir ci-après).

[11] 10% de puissance nominale est la valeur de déséquilibre de charge admise.

7 Le conducteur neutre

Protection contre les courants de surcharge

Si le conducteur neutre est dimensionné en fonction des prescriptions énoncées au paragraphe 7.1, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

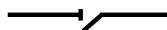
Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de surcharge du conducteur neutre doit être installée.



Protection contre les courants de court-circuit

Si la section du conducteur neutre est égale à celle des phases, aucune protection spécifique n'est requise : la protection est assurée par les dispositifs de protection des conducteurs de phase.

Si la section du conducteur neutre est inférieure à celle des phases, une protection contre les courants de court-circuit du conducteur neutre doit être installée.



7.2.2 Coupure du conducteur neutre

(cf. Fig. G63)

La nécessité de couper le conducteur neutre est relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.



En schéma TN-C

Le conducteur neutre (PEN) ne doit jamais être coupé car il est prioritairement un conducteur de protection PE.

En schéma TT, TN-S et IT

Quand le conducteur neutre est coupé, il doit l'être en même temps que les conducteurs de phase. L'appareillage de coupure doit donc être à coupure omnipolaire.

Note : quand le conducteur neutre est spécifiquement protégé (par exemple, en schéma IT à neutre distribué),

- par un disjoncteur, la simultanéité de la coupure est naturelle car la coupure du disjoncteur est omnipolaire,
- par un appareillage à fusible, la fusion du fusible protégeant le conducteur neutre doit entraîner la coupure simultanée des phases : en pratique, le fusible sur le pôle neutre de l'appareillage est muni d'un percuteur qui commande le dispositif d'ouverture des pôles des phases.

7.2.3 Sectionnement du conducteur neutre

(cf. Fig. G63)

Le conducteur neutre est un câble actif. De ce fait, le conducteur neutre d'un circuit peut être porté à un potentiel dangereux même si les conducteurs de phase sont ouverts-sectionnés.

7 Le conducteur neutre



Pour des raisons sécuritaires, il est recommandé de sectionner le conducteur neutre en même temps que les conducteurs de phase.

7.2.4 Tableau de synthèse



Le tableau ci-dessous a été établi en conformité avec les prescriptions de la NF C 15-100 § 4.431.2.

Fig. G63

Tableau de choix relatif à la protection du conducteur neutre (d'après CEI 60364-4-2, -4-43 et 5-52)

	TT	TN-C	TN-S	IT
Monophasé P-N				
Monophasé 2P				
Triphasé avec neutre 4 fils $S_n \geq S_{ph}$				
Triphasé avec neutre 4 fils $S_n < S_{ph}$				

[a] En schéma TT et TN :

- si $S_n \geq S_{ph}$, la détection de surintensité dans le conducteur neutre n'est pas nécessaire.
- si $S_n \leq S_{ph}$, la détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire.

Schéma TN : les dispositifs de protection doivent pouvoir couper sur un pôle, sous la tension entre phase et neutre, le courant par défaut.

[b] En schéma IT :

La détection de surintensité dans le conducteur neutre est nécessaire. Le dispositif de protection doit couper les conducteurs de phase et neutre. La détection de surintensité n'est pas nécessaire.

Le circuit considéré fait partie d'un ensemble de circuits terminaux :

- les caractéristiques des circuits terminaux doivent être identiques :
 - canalisations de même nature admettant le même courant,
 - conducteurs de même section,
 - dispositifs de protection de même courant assigné et de même courbe de déclenchement (types B, C, D).
- l'ensemble étant protégé en amont par un dispositif à courant différentiel résiduel dont la sensibilité est au plus égale à 15% du courant admissible. Il doit avoir un pouvoir de coupure suffisant pour tous les pôles, dont le neutre.

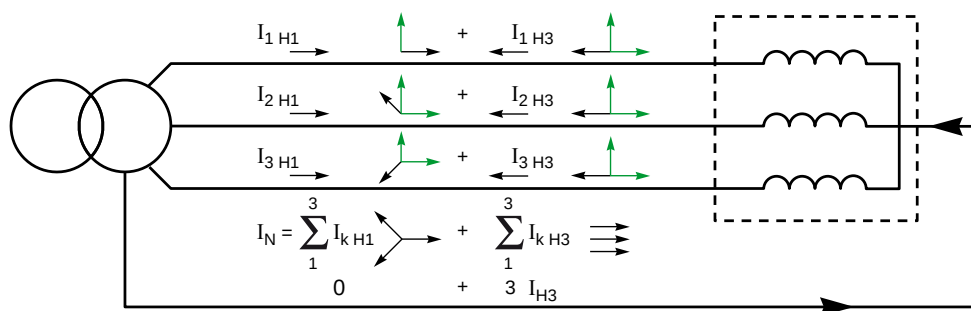
7.3 Influence des courants harmoniques

7.3.1 Effets des harmoniques de rang 3

Les courants harmoniques sont générés par des charges non-linéaires (plus exactement à impédance non-linéaire) alimentées par le réseau telles que ordinateur, éclairage fluorescent, redresseur, variateur de vitesse, etc. Ces charges peuvent produire d'importants courants harmoniques de rang 3 et multiple de 3 qui s'additionnent dans le conducteur neutre (voir le schéma de la **Figure G63a**).

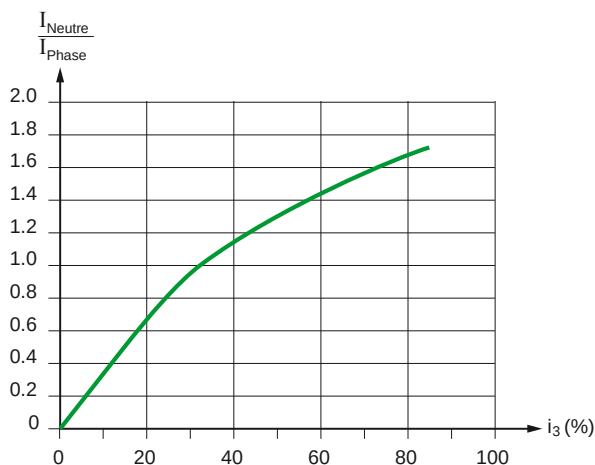
- Les courants fondamentaux des trois phases sont déphasés de $2\pi/3$ et donc leur somme vectorielle est nulle (si la charge est équilibrée).

Fig. G63a
Les courants harmoniques de rang 3 s'additionnent dans le conducteur neutre



- Les courants harmoniques de rang 3 des trois phases sont en phase et de ce fait s'additionnent dans le conducteur neutre. Le graphe de la **Figure G63b** montre le facteur de charge du conducteur neutre $I_{\text{neutre}}/I_{\text{phase}}$ en fonction du taux d'harmonique de rang 3. Le facteur de charge a une valeur maximale de $\sqrt{3}$.

Fig. G63b
Facteur de charge d'un conducteur neutre en fonction du taux de courant harmonique de rang 3



7.3.2 Dimensionnement du circuit en fonction du taux de courant harmonique de rang 3, suivant l'annexe D de la norme CEI 60364-5-54

Les calculs de base pour le choix de la section d'une canalisation sont réalisés en ne considérant que trois conducteurs chargés c'est à dire :

- en cas de charge équilibrée, il n'y a pas de courant dans le conducteur neutre,
- en cas de charge déséquilibrée, le courant de déséquilibre dans le conducteur est compensé par la diminution du courant phase.

Or le courant harmonique de rang 3 circulant dans le conducteur neutre n'est pas compensé par une diminution des courants de phase. De ce fait, suivant son niveau (exprimé en % par rapport au courant phase ou TH3), il est nécessaire de considérer une canalisation à quatre conducteurs chargés ce qui entraîne, de facto, une condition d'échauffement plus contraignante (voir [Méthode générale de dimensionnement des canalisations](#)).

L'annexe D de la norme CEI 60364-5-54 considère 4 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la **Figure G63c**). Les règles de dimensionnement s'appuient sur deux critères : Facteur de correction et le Courant d'emploi I_B du circuit.

7.3.3 Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé)

Dans le cas d'un conducteur neutre chargé, un facteur de réduction pour le dimensionnement des conducteurs est nécessaire pour tenir compte d'un niveau de courant harmonique de rang 3 non négligeable circulant dans le conducteur neutre : la valeur de ce facteur est 0,86.

Ce facteur de réduction appliqué au courant admissible dans un câble à trois conducteurs chargés donne le courant admissible du câble à quatre conducteurs chargés.

7.3.4 Courant d'emploi I_B du circuit

Le dimensionnement d'un circuit est fait dans le cas général suivant la valeur du courant d'emploi de la charge, c'est-à-dire du courant de charge des conducteurs de phase I_B .

En présence de courants harmonique de rang 3 importants, les courants dans le conducteur neutre peuvent être supérieurs aux courants dans les conducteurs de phase : dans ce cas, le courant de charge du circuit à considérer est le courant de charge du conducteur neutre (voir le tableau **Figure G63c**).

Note : l'annexe D de la norme CEI 60364 -5-54 ne considère que des câbles multiconducteurs ($S_{\text{phase}} = S_{\text{neutre}}$)

Harmonique de rang 3 dans le courant de phase (%)	Facteur de réduction	
	Choix fondé sur le courant de phase	Choix fondé sur le courant de neutre
0 - 15	1,0	-
15 - 33	0,86	-
33 - 45	-	0,86
> 45	-	1,0

Fig. G63c
Facteur de réduction en cas de courant harmonique de rang 3 dans un réseau triphasé avec neutre (d'après tableau D.52.1 de la CEI 60364-5-52)

Mise en œuvre de ces critères

- Courant harmonique de rang 3 < 15% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.
- 15 % ≤ courant harmonique de rang 3 < 33% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.
- 33 % ≤ courant harmonique de rang 3 < 45% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte
 - le courant de charge du conducteur neutre $I_{B_{\text{neutre}}}$,
 - un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,86.
- Courant harmonique rang 3 ≥ 45 % :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre $I_{B_{\text{neutre}}}$.

Note : Comme le courant dans le conducteur neutre est supérieur à 135% (TH 3 > 45%) de celui des conducteurs de phase, le câble est dimensionné sur la base du conducteur neutre. De ce fait les trois conducteurs de phase ne sont pas complètement chargés : l'échauffement supplémentaire dû au courant dans le conducteur neutre est compensé par la diminution d'échauffement dû à un courant réduit dans les conducteurs de phase. En conséquence, il n'est pas nécessaire de mettre en œuvre un facteur de correction.

7.3.5 Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.

Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants dans le câble (phases ou neutre).

7.3.6 Sectionnement du conducteur neutre

Les prescriptions des paragraphes 7.3 et 7.4 s'appliquent.

7.3.7 Exemples

Soit un circuit triphasé chargé ($I = 37$ A) alimenté par un câble à quatre conducteurs, isolé au PVC, fixé à une paroi, mode de pose C à mettre en œuvre. A partir du tableau de la **Figure G21a**, un câble de 6 mm² à conducteurs en cuivre présente un courant admissible de 40 A et est approprié en cas d'absence d'harmoniques dans le circuit.

En cas de présence de 20% de courant harmonique de rang 3

(voir le tableau de la **Figure G63**)

- le choix se fonde sur le courant de phase 37 A,
- le taux en courant harmonique de rang 3 est $> 15\%$ donc un facteur de réduction de 0,86 est appliqué.
 - Le courant admissible devient : $37/0,86 = 43$ A.
 - Pour ce circuit, un câble de 10 mm^2 est nécessaire.

En cas de présence de 40% de courant harmonique de rang 3

(voir le tableau de la **Figure G63**)

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : $37 \times 0,4 \times 3 = 44,4$ A,
- le taux en courant harmonique de rang 3 est $< 45\%$ donc un facteur de réduction de 0,86 est appliqué.
 - Le courant admissible devient : $44,4/0,86 = 51,6$ A.
 - Pour ce circuit, un câble de 10 mm^2 est nécessaire.

En cas de présence de 50% de courant harmonique de rang 3

(voir le tableau de la **Figure G63**)

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : $37 \times 0,5 \times 3 = 55,5$ A,
- le taux en courant harmonique de rang 3 est $> 45\%$ donc aucun facteur de réduction ($=1$) n'est appliqué.
 - Le courant admissible est 55,5 A.
 - Pour ce circuit, un câble de 16 mm^2 est nécessaire.

Disjoncteur Compact NSX



G57

7.4 Le conducteur neutre suivant la norme française d'installation

La norme française NF C 15-100 parties 5-52 et 5-54 précise ou modifie les règles énoncées précédemment concernant les points ci-après.

7.4.1 Dimensionnement du conducteur neutre

Règle générale

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 introduit dans la règle générale :

- la possibilité de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants dans le réseau,
- la possibilité d'avoir un conducteur neutre de section supérieure à celle des conducteurs de phase (pour des $TH3 > 33\%$),
- la détermination de la section et de la protection dans le cas de circulation de courants harmoniques de rang 3 importants.

Les autres prescriptions sont inchangées.

7.4.2 Influence du schéma des liaisons à la terre

Les mêmes prescriptions s'appliquent.

7.4.3 Influence des courants harmoniques

Le paragraphe § 524.2 de la norme NF C 15-100 considère 3 niveaux significatifs pour le dimensionnement du circuit (voir le tableau de la **Figure Gf2**).

Les règles de dimensionnement s'appuient sur les deux critères introduits au chapitre [Influence des courants harmoniques](#) mais modifiés comme suit.

- Facteur de correction (pour conducteur neutre chargé) :
la valeur de ce facteur de correction est 0,84.
- Courant d'emploi I_B du circuit :
dans le cas de courants harmoniques de rang 3 importants ($TH3 > 33\%$), le courant de charge du circuit à considérer est :
 - pour un circuit constitué d'un câble multiconducteur : le courant de charge du conducteur neutre $I_{B\text{neutre}}$ égal arbitrairement à $1,45 I_B$ de la charge (voir le tableau Figure Gf2),
 - pour un circuit constitué de câbles monoconducteurs :

- le courant de charge du conducteur neutre $I_{B\text{neutre}}$ égal arbitrairement à 1,45 I_B de la charge,
- le courant de charge sous conditions^[12] des conducteurs de phase (voir le tableau Figure Gf2).

Fig. Gf2

Tableau de synthèse :
facteur de réduction et
courant de charge en cas
de courant harmonique
de rang 3 dans un réseau
triphasé avec neutre
(d'après tableau 52 V de
la norme NF C 15-100)

	0 < TH3 ≤ 15 %	15 % < TH3 ≤ 33 % ^[a]	TH3 > 33 % ^[b]
Circuits monophasés	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires $S_{\text{phase}} \leq 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $S_{\text{phase}} \leq 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Neutre déterminante $I_{B\text{neutre}} = 1,45 I_B \text{ phase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles multipolaires $S_{\text{phase}} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $S_{\text{phase}} > 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}/2$ admis Neutre protégé	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Neutre déterminante $I_{B\text{neutre}} = 1,45 I_B \text{ phase}$ Facteur 0,84
Circuits triphasés + neutre Câbles unipolaires $S_{\text{phase}} > 16 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ou $S_{\text{phase}} > 25 \text{ mm}^2 \text{ Alu}$	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}/2$ admis Neutre protégé	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Facteur 0,84	$S_{\text{neutre}} = S_{\text{phase}}$ Neutre déterminante $I_{B\text{neutre}} = 1,45 I_B \text{ phase}$ Facteur 0,84

[a] A défaut d'information des constructeurs, circuits d'éclairage alimentant des lampes à décharge dont les tubes fluorescents dans des bureaux, ateliers, grandes surfaces, etc.

[b] A défaut d'information des constructeurs, circuits dédiés à la bureautique, l'informatique, appareils électroniques dans des immeubles de bureaux, centres de calcul, banques, salles de marché, magasins spécialisés, etc.

Dans le cas de circuits triphasés avec neutre et lorsque le taux de courant harmonique de rang 3 n'est défini ni par l'utilisateur ni par l'application, il est recommandé que le concepteur applique au moins les règles suivantes :

- prévoir une section du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase (avec un facteur de correction = 0,84),
- protéger le conducteur neutre contre les surintensités,
- ne pas utiliser de conducteur PEN.

7.4.4 Mise en œuvre de ces critères

- Courant harmonique de rang 3 (TH3) < 15% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général.
- 15 % ≤ courant harmonique de rang 3 (TH3) < 33% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé comme pour le cas général en appliquant un facteur de correction supplémentaire (pour neutre chargé) de 0,84.
- Courant harmonique de rang 3 (TH3) ≥ 33% :
Le dimensionnement du circuit est réalisé en prenant en compte le courant de charge du neutre soit $I_{B\text{neutre}}$ arbitrairement égal à 1,45 $I_B \text{ phase}$.
Deux cas d'utilisation sont possibles :
 - circuit constitué d'un câble multiconducteur (soit $S_{\text{phase}} = S_{\text{neutre}}$) : le câble est dimensionné pour le courant de charge du conducteur neutre,
 - circuit constitué de câbles monoconducteurs : tous les câbles peuvent être dimensionnés pour leur courant de charge sous conditions.

Dans les deux cas, le facteur de correction de 0,84 est à appliquer

Exemple

Soit un circuit triphasé chargé ($I_B = 146 \text{ A}$) et alimenté par quatre conducteurs, isolé au PVC à mettre en œuvre (lettre de sélection E). En absence de courant harmonique de rang 3 dans le circuit, le facteur de correction a été calculé égal à 0,74.

1) Le circuit est protégé par un disjoncteur standard (avec une protection du conducteur neutre égale à celle des conducteurs de phase) ou sans protection du conducteur neutre.

Le réglage de la protection Long retard I_r est de 160 A.

En cas de présence de 50 % de courant harmonique de rang 3 :

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : $160 (I_r) \times 1,45 = 232 \text{ A}$,
- un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :

$$I'z = 232 / (0,74 \times 0,84) = 373 \text{ A}$$

Pour ce circuit, quatre câbles de 150 mm^2 sont nécessaires (pour les conducteurs neutre et de phase).

[12] Dans ce cas la protection doit être assurée par des dispositifs spécifiques (par exemple disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur OSN). Cela peut représenter un gain économique réel pour des câbles de section importante ($\geq 70 \text{ mm}^2$) voir exemple ci-après.

2) Le circuit est protégé par un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 5 (réglage de la protection Long retard (Ir) par pas de 1 A et protection OSN -Over Sized Neutral- intégré).

En cas de présence de 50% courant harmonique de rang 3 :

- le choix se base sur le courant de neutre qui est : $146 (Ir) \times 1,45 = 212 \text{ A}$,
- les conducteurs de phases sont dimensionnés pour leur courant de charge soit 146 A.
- Un facteur de réduction supplémentaire est à appliquer : 0,84.

Le courant admissible est de ce fait :

$$I'z \text{ neutre} = 212 / (0,74 \times 0,84) = 340 \text{ A},$$

$$I'z \text{ phase} = 146 / (0,74 \times 0,84) = 234 \text{ A}$$

Pour ce circuit,

- un câble de 120 mm^2 est nécessaire pour le conducteur neutre,
- trois câbles de 70 mm^2 sont nécessaires pour les conducteurs de phase.

Donc le choix de la protection OSN procure un gain économique substantiel.

7.4.5 Protection du conducteur neutre

Les prescriptions du paragraphe 7.2 s'appliquent en considérant le circuit dimensionné comme ci-dessus.

Afin de protéger les câbles, les fusibles ou les disjoncteurs doivent être dimensionnés en prenant la plus grande des valeurs des courants transitant dans les conducteurs (phases et neutre) ou, si la protection le permet, spécifiquement pour chaque conducteur selon le courant qui le parcourt (voir l'exemple ci-dessus).

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

8.1 NF C 15-100 et UTE C 15-100 - Généralités

Le [logigramme](#) en Figure G1 définit la procédure à suivre pour déterminer la section des conducteurs de phase.

La démarche pas à pas se fait de la manière suivante :

- canalisations non enterrées :
 - détermination de la lettre de sélection du mode de pose,
 - détermination des différents facteurs de correction : mode de pose, température ambiante, groupement, etc,
 - détermination du courant I_z et de la section de la canalisation.
- canalisations enterrées :

La même démarche est à suivre.

Voir [Le dimensionnement du conducteur neutre chargé](#).

8.2 Choix des canalisations

Les différents modes de pose possibles sont indiqués dans le tableau de la **Figure Gf3** en fonction des différents types de conducteurs ou de câbles.

Fig. Gf3
Tableau de choix des canalisations (d'après 52B de la NF C 15-100)

Conducteurs et câbles	Mode de pose	Sans fixation	Fixation directe	Systèmes de conduits	Goulottes	Chemins de câbles, échelles, tablettes, corbeaux	Sur isolateurs	Câble porteur
Conducteurs nus		N	N	N	N	N	A	N
Conducteurs isolés		N	N	A*	A*	N	A	N
Câbles (y compris câbles armés)	Monoconducteurs	0	A	A	A	A	0	A
	Multiconducteurs	A	A	A	A	A	0	A

A : Admis

A* : Les conducteurs isolés ne sont admis que si le conduit, conduit-profilé ou goulotte possède le degré de protection IP4X ou IPXXD et que les couvercles de la goulotte nécessitent l'emploi d'un outil pour être retirés.

N : Non admis

0 : Non applicable ou non utilisé en pratique.

8.3 Détermination de la section des canalisations non enterrées

8.3.1 Détermination de la lettre de sélection

La lettre de sélection (de B à F) dépend du conducteur utilisé et de son mode de pose.

Les modes de pose sont très nombreux. La NF C 15-100 les a :

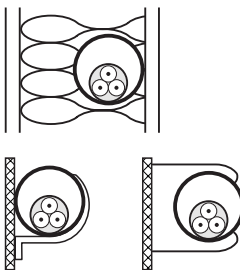
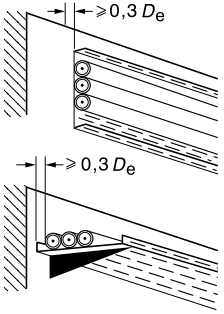
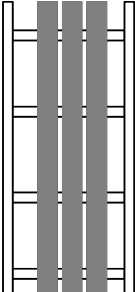
- numérotés,
- répertoriés dans les tableaux 52C et 52G de la partie 5-52 ;
- et regroupés sous une lettre de sélection de B à F.

Le tableau de la **Figure Gf4** présente le regroupement des numéros de références et la lettre de sélection correspondante en fonction des modes de pose.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf4

Lettre de sélection et numéro de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur (d'après tableau 52C et 52G de la norme NF C 15-100)

Exemple	Mode de pose(description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
Conducteur et câble multiconducteurs 	- sous conduit profilé ou goulotte, en apparent ou encastré - sous vide de construction, faux plafond - sous caniveau, moulure, plinthe, chambranle - en apparent contre mur ou plafond - sur chemin de câble ou tablettes non perforées	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 11, 11A, 12, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33, 33A, 34, 34A, 41, 42, 43, 71, 73, 74 11, 11A, 12, 18	B C
Câble multiconducteur 	- sur échelles, corbeaux, chemin de câble perforé - fixés en apparent, espacés de la paroi - câbles suspendus	13, 14, 16, 17	E
Câble monoconducteur 		13, 14, 16, 17	F

8.3.2 Détermination du facteur de correction K

Le facteur de correction K caractérise l'influence des différentes conditions de l'installation.

Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K1, K2 et K3.

Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf5 à Gf10** ci-après.

Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :

- facteur f_s de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (**Figure Gf22**),
- facteur k_n pour un conducteur neutre chargé.

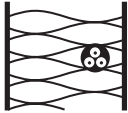
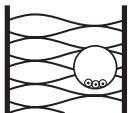
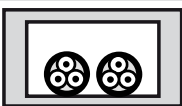
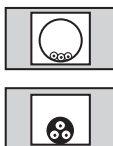
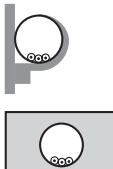
Facteur de correction K1 (mode de pose)

Le facteur de correction K1 mesure l'influence du mode de pose.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf5

Valeurs du facteur de correction K1 lié aux principaux modes de pose

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	Exemple	K1	Numéro de référence du mode de pose
B	Câbles dans des conduits noyés directement dans des matériaux thermiquement isolants		0,70	2
	Conduits noyés dans des matériaux thermiquement isolants		0,77	1
	Câbles mono- ou multiconducteurs dans les conduits-profilés dans ces vides de construction		0,87	22A, 23A, 24A
	câbles multiconducteurs		0,90	3A, 4A, 5A, 31A, 32A, 33A, 34A, 73A, 24A
	Vides de construction et caniveaux		0,95	21,22, 23, 24, 25, 41
C	Pose sous plafond		0,95	11A, 18
B, C, E, F	Autres cas		1	Tous les autres

Facteur de correction K2 (groupement)

Le facteur K2 mesure l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte. Une pose est jointive lorsque L, distance entre deux conducteurs, est inférieure au double du diamètre d'un conducteur.

Le tableau de la **Figure Gf6** indique le facteur de correction pour des circuits ou des câbles disposés sur une seule couche.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf6

Valeurs du facteur de correction K2 pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles multiconducteurs en une couche (d'après le tableau 52N de la norme NF C 15-100)

Disposition de circuits ou de câbles Jointifs	Facteurs de correction												Lettres de sélection	Numéro de référence Modes de pose	
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20			
Enfermés	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	B,C	1, 2, 3, 3A, 4, 4A, 5, 5A, 21, 22, 22A, 23, 23A, 24, 24A, 25, 31,31A, 32, 32A, 33, 33A,34, 34A, 41, 42, 43,71	
Simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles			C	11,12	
Simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64					11A	
Simple couche sur des tablettes perforées	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72					E, F	13
Simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, treillis soudés etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78					14,16,17	

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, il faut appliquer en plus le facteur de correction suivant (facteur multiplicatif de K2)

Fig. Gf7

Facteurs multiplicatifs de K2 pour pose en plusieurs couches (d'après le tableau 52O de la norme NF C 15-100)

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Coefficient	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

Lorsque des conduits ou des fourreaux sont groupés de façon jointive, les courants admissibles dans les conducteurs posés dans ces conduits ou fourreaux sont réduits en appliquant les facteurs de correction indiqués, suivant le cas, dans les tableaux des **Figures Gf8** et **Gf9**.

Fig. Gf8

Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition (d'après le tableau 52P de la norme NF C 15-100)

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,94	0,91	0,88	0,87	0,86
2	0,92	0,87	0,84	0,81	0,80	0,79
3	0,85	0,81	0,78	0,76	0,75	0,74
4	0,82	0,78	0,74	0,73	0,72	0,72
5	0,80	0,76	0,72	0,71	0,70	0,70
6	0,79	0,75	0,71	0,70	0,69	0,68

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf9

Facteurs multiplicatifs de K2 en fonction du nombre de conduits noyés dans le béton et de leur disposition (d'après le tableau 52Q de la norme NF C 15-100)

Nombre de conduits disposés verticalement	Nombre de conduits disposés horizontalement					
	1	2	3	4	5	6
1	1	0,87	0,77	0,72	0,68	0,65
2	0,87	0,71	0,62	0,57	0,53	0,50
3	0,77	0,62	0,53	0,48	0,45	0,42
4	0,72	0,57	0,48	0,44	0,40	0,38
5	0,68	0,53	0,45	0,40	0,37	0,35
6	0,65	0,50	0,42	0,38	0,35	0,32

Facteur de correction K3 (influence de la température)

Le facteur K3 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant.

Le tableau de la **Figure Gf10** indique les valeurs de K3 pour des canalisations placées dans un environnement de température ambiante différente de 30°C.

G64

Fig. Gf10

Valeurs du facteur de correction K3 pour les températures ambiantes différentes de 30 °C (d'après le tableau 52K de la norme NF C 15-100)

Température ambiante (°C)	Élastomère (Caoutchouc)	Isolation	
		PVC	PR / EPR
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71
65	-	-	0,65
70	-	-	0,58
75	-	-	0,50
80	-	-	0,41
85	-	-	-
90	-	-	-
95	-	-	-

Exemple 1

Un câble triphasé isolé en PR (Polyéthylène réticulé) est tiré sur un chemin de câbles perforé, jointif avec trois autres circuits constitués (cf. **Fig. Gf11**) :

- d'un câble triphasé (1^{er} circuit),
- de trois câbles monoconducteurs (2^{ème} circuit),
- de six câbles monoconducteurs (3^{ème} circuit) : ce dernier circuit est constitué de deux conducteurs par phase.

La température ambiante est 40°C.

Quel est le facteur de correction K ?

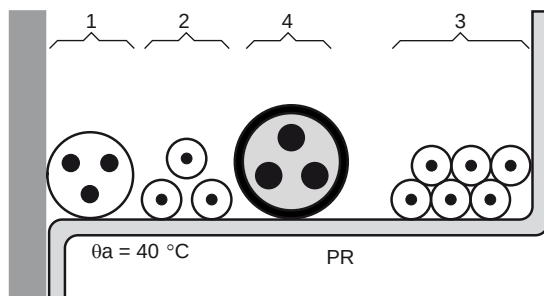
Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K1, K2 et K3 :

- mode de pose : la lettre de sélection est E,
- groupement : le nombre de circuits à considérer est 5 :
 - 1 pour le circuit concerné,
 - 1 pour le 1^{er} circuit,
 - 1 pour le 2^{ème} circuit,
 - 2 pour le 3^{ème} circuit (câbles en parallèle avec une 2^{ème} correction (plusieurs couches).
- température : la température est > 30°C.
D'où le calcul des différents facteurs de correction :
 - K1 donné par le tableau de la Figure Gf5 : K1 = 1
 - K2 donné par les tableaux des Figures Gf6 et Gf8 : K2 = 0,75
 - K3 donné par le tableau de la Figure Gf10 : K3 = 0,91
 - $K = K1 \times K2 \times K3 = 1 \times 0,75 \times 0,91 = 0,68$

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf11

Exemple de détermination de K1, K2 et K3



8.3.3 Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) $I'z$ à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation :

$$I'z = Iz/K$$

La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la **Figure Gf12** par lecture directe :

- Le choix de la colonne est réalisé à partir du mode de pose (lettre de sélection) et des caractéristiques de la canalisation (isolant, nombre de conducteurs chargés),
- Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur $\geq I'z$ dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

Fig. Gf12

Cas d'une canalisation non enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive $I'z$

		Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)											
		Caoutchouc ou PVC			Butyle ou PR ou éthylène PR								
Lettre de sélection	B	PVC3	PVC2		PR3		PR2				B	lettre de sélection	
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2			C		
	E			PVC3		PVC2	PR3		PR2		E		
	F				PVC3		PVC2	PR3		PR2	F		
Section cuivre (mm ²)	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26		1,5	section cuivre (mm ²)	
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36		2,5		
	4	28	32	34	36	40	42	45	49		4		
	6	36	41	43	48	51	54	58	63		6		
	10	50	57	60	63	70	75	80	86		10		
	16	68	76	80	85	94	100	107	115		16		
	25	89	96	101	112	119	127	138	149	161	25		
	35	110	119	126	138	147	158	169	185	200	35		
	50	134	144	153	168	179	192	207	225	242	50		
	70	171	184	196	213	229	246	268	289	310	70		
	95	207	223	238	258	278	298	328	352	377	95		
	120	239	259	276	299	322	346	382	410	437	120		
	150		299	319	344	371	395	441	473	504	150		
	185		341	364	392	424	450	506	542	575	185		
	240		403	430	461	500	538	599	641	679	240		
	300		464	497	530	576	621	693	741	783	300		
	400					656	754	825		940	400		
	500					749	868	946		1083	500		
	630					855	1005	1088		1254	630		
Section aluminium (mm ²)	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28		2,5	section aluminium (mm ²)	
	4	22	25	26	28	31	33	35	38		4		
	6	28	32	33	36	39	43	45	49		6		
	10	39	44	46	49	54	59	62	67		10		
	16	53	59	61	66	73	79	84	91		16		
	25	70	73	78	83	90	98	101	108	121	25		
	35	86	90	96	103	112	122	126	135	150	35		
	50	104	110	117	125	136	149	154	164	184	50		
	70	133	140	150	160	174	192	198	211	237	70		
	95	161	170	183	195	211	235	241	257	289	95		

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf12 (suite): Cas d'une canalisation non enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive l'z

	Isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)											
	Caoutchouc ou PVC				Butyle ou PR ou éthylène PR							
	120	186	197	212	226	245	273	280	300	337	120	
	150		227	245	261	283	316	324	346	389	150	
	185		259	280	298	323	363	371	397	447	185	
	240		305	330	352	382	430	439	470	530	240	
	300		351	381	406	440	497	508	543	613	300	
	400					526	600	663		740	400	
	500					610	694	770		856	500	
	630					711	808	899		996	630	

Exemple 2

A partir de l'exemple 1 : le courant d'emploi IB du circuit considéré est 23 A.

Solution disjoncteur

- calcul du courant admissible fictif (ou corrigé) l'z :
Le courant In considéré est In = 25 A, d'où le courant admissible Iz = 25 A,
Le courant admissible fictif est déduit de Iz et du facteur K précédemment calculé (K = 0,68) soit :
 $I'z = 25/0,68 = 36,8 \text{ A}$
- Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12) :
Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,
La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 36,8 \text{ A}$:
 - 42 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 4 mm² (lue dans la ligne),
 - 43 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne).

Solution appareillage à fusibles

- calcul du courant admissible l'z :
Le courant In considéré est In = 25 A, d'où le courant admissible Iz par application du coefficient k3 (voir [Détermination de la protection](#)), $Iz = 1,21 \times 25 = 30,3 \text{ A}$,
Le courant admissible fictif est déduit de Iz et du facteur K précédemment calculé (K = 0,68) soit :
 $I'z = 30,3/0,68 = 44,6 \text{ A}$
- Section de la canalisation (tableau de la Figure Gf12)
Le choix de la colonne se fait à partir du mode pose E et des caractéristiques de la canalisation : PR3 = isolant PR et 3 conducteurs chargés,
La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 44,6 \text{ A}$:
 - 54 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 6 mm² (lue dans la ligne),
 - 59 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne).

8.4 Détermination de la section des canalisations enterrées

La démarche de calcul est identique à celle des canalisations non enterrées.

8.4.1 Détermination de la lettre de sélection

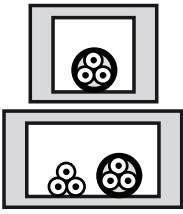
La NF C 15-100 a groupé les trois modes de pose sous la lettre de sélection D.

Le tableau de la **Figure Gf13** ci-après présente le regroupement des méthodes correspondant à la lettre de sélection D en fonction des modes de pose.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf13

Numéros de référence en fonction du mode de pose et du type de conducteur pour la lettre de sélection D (d'après tableau 52C et 52G de la norme NFC 15-100)

Exemple	Mode de pose (description)	Numéro de référence du mode de pose	Lettre de sélection
 Conducteur et câble multiconducteurs	- sous conduit, fourreaux, profilé - avec ou sans protection mécanique	61, 62, 63	D

8.4.2 Détermination du facteur de correction K

Il s'obtient en multipliant les facteurs de correction K4, K5, K6 et K7.

Les valeurs de ces divers facteurs de correction sont données dans les tableaux des **Figures Gf14 à Gf18** ci-après.

Des facteurs de correction plus spécifiques peuvent être à appliquer :

- facteur k_s de symétrie dans le cas des conducteurs en parallèle (Figure Gf22),
- facteur k_n pour conducteur neutre chargé.

Facteur de correction K4 (mode de pose)

Le facteur de correction K4 mesure l'influence du mode de pose.

Fig. Gf14

Facteur de correction K4 lié aux modes de pose

Lettre de sélection	Mode de pose (description)	K4	Numéro de référence du mode de pose
D	pose sous fourreaux, conduits ou profilés	0,80	61
	autres cas	1	62, 63

Facteur de correction K5 (groupement)

Le facteur K5 mesure l'influence mutuelle des circuits (ou des conduits) placés côte à côte.

Les tableaux des **Figures Gf15 à Gf17** indiquent les facteurs de correction (facteurs multiplicatifs de K5).

Le tableau de la Figure Gf15 indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles cheminant dans un même conduit enterré (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

Fig. Gf15

Facteurs multiplicatifs de K5 dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52T de la norme NFC 15-100)

Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
1,00	0,71	0,58	0,5	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Le tableau de la **Figure Gf16** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles d'un conduit enterré cheminant avec d'autres conduits (Mode de pose : 61, méthode de référence : D).

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf16

Facteurs multiplicatifs de K5 pour conduits enterrés disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit - mode de pose 61 - (d'après le tableau 52S de la norme NF C 15-100)

Distance entre conduits (a)				
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,87	0,93	0,95	0,97
3	0,77	0,87	0,91	0,95
4	0,72	0,84	0,89	0,94
5	0,68	0,81	0,87	0,93
6	0,65	0,79	0,86	0,93

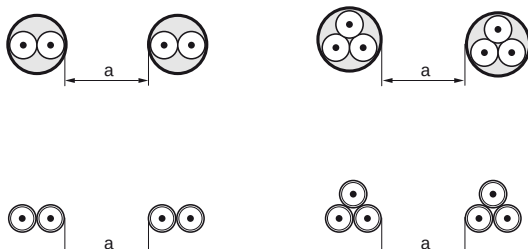
Câbles multiconducteurs :	Câbles monoconducteurs :
 	 

Le tableau de la **Figure Gf17** indique le facteur de correction à appliquer aux circuits ou câbles directement enterrés dans le sol cheminant avec d'autres circuits (Mode de pose : 62 et 63, méthode de référence : D).

Fig. Gf17

Facteurs multiplicatifs de K5 pour le groupement de plusieurs câbles directement enterrés dans le sol. Câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement – mode de pose 62 et 63 (d'après le tableau 52R de la norme NF C 15-100)

Distance entre conduits (a)					
Nombre de conduits	Nulle (Conduits jointifs)	Un diamètre de câble	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,76	0,79	0,84	0,88	0,92
3	0,64	0,67	0,74	0,79	0,85
4	0,57	0,61	0,69	0,75	0,82
5	0,52	0,56	0,65	0,71	0,80
6	0,49	0,53	0,60	0,69	0,78



Facteur de correction K6 (résistivité thermique du sol)

Les courants admissibles indiqués dans les différents tableaux pour les câbles directement enterrés correspondent à une résistivité thermique du sol de 1 K.m/W.

Dans les emplacements où la résistivité thermique du sol est différente de 1 K.m / W, les courants admissibles sont à multiplier par les facteurs de correction du tableau de la **Figure Gf18** choisis selon les caractéristiques du voisinage immédiat.

Fig. Gf18

Valeurs du facteur de correction K pour les câbles enterrés en fonction de la résistivité thermique du sol (d'après le tableau 52M de la norme NF C 15-100)

Résistivité thermique du terrain (K.m / W)	Facteur de correction	Observations		
		Humidité	Nature du terrain	
0,40	1,25	Pose immergée	Marécages Sable	
0,50	1,21	Terrains très humides		
0,70	1,13	Terrains humides		
0,85	1,05	Terrain dit normal		
1,00	1	Terrain très sec	Argile et calcaire	Cendres et mâchefer
1,20	0,94			
1,50	0,86			
2,00	0,76			
2,50	0,70			
3,00	0,65			

Facteur de correction K7 (influence de la température)

Le facteur K7 mesure l'influence de la température suivant la nature de l'isolant.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Le tableau de la **Figure Gf19** indique le facteur de correction pour des canalisations placées dans un environnement de température du sol de 20°C.

Fig. Gf19

Valeurs du facteur de correction K7 pour des températures du sol différentes de 20°C

Température du sol (°C)	Isolation	
	PVC	PR / EPR
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
25	0,95	0,96
30	0,89	0,93
35	0,84	0,89
40	0,77	0,85
45	0,79	0,80
50	0,71	0,76
55	0,63	0,71
60	0,55	0,65
65	0,45	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Exemple 3

Un circuit monophasé isolé en PVC chemine dans un conduit contenant quatre autres circuits chargés. La température du sol est 20°C (cf. **Fig. Gf20**).

Quel est le facteur de correction K ?

Pour le calcul il faut considérer pour les facteurs K4, K5, K6 et K7 :

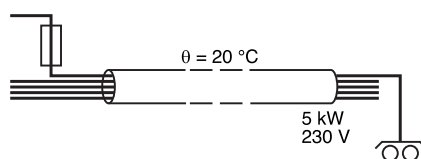
- Mode pose : le mode de pose à considérer est câbles sous conduit 61.
- Groupement : le nombre de circuit à considérer est cinq dans un seul conduit enterré.
- Nature du sol : pas d'influence (les conducteurs sont sous conduit).
- Température : la température du sol est 20°C (= température de référence).

D'où le calcul des différents facteurs de correction :

- K4 donné par le tableau de la Figure Gf14 : K4 = 0,8
- K5 donné par le tableau de la Figure Gf15 : K5 = 0,45
- K6 pas d'incidence : K6 = 1
- K7 température de référence : K7 = 1
- $K = K4 \times K5 \times K6 \times K7 = 0,8 \times 0,45 \times 1 \times 1 = 0,36$

Fig. Gf20

Exemple de détermination de K4, K5, K6 et K7



8.4.3 Détermination de la section minimale

L'exploitation du facteur de correction K permet de calculer l'intensité admissible fictive (ou corrigée) I'z à partir de l'intensité admissible Iz de la canalisation:

$$I'z = Iz/K$$

La section de la canalisation est indiquée dans le tableau de la **Figure Gf21** par lecture directe :

- Le choix de la colonne est réalisé à partir des caractéristiques de la canalisation (isolant, nombre de conducteurs chargés),
- Le choix de la ligne est réalisé à partir de la valeur $\geq I'z$ dans la colonne du tableau correspondant à la nature de l'âme du conducteur (cuivre ou aluminium).

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf21

Cas d'une canalisation enterrée - Détermination de la section minimale en fonction de la lettre de sélection, du type de conducteur et de l'intensité admissible fictive $I'z$ (d'après le tableau 52J de la norme NF C 15-100)

		Isolant et nombre de conducteurs chargés			
		Caoutchouc ou PVC		Butyle ou PR ou éthylène PR	
		3 conducteurs	2 conducteurs	3 conducteurs	2 conducteurs
Sections cuivre (mm ²)	1,5	26	32	31	37
	2,5	34	42	41	48
	4	44	54	53	63
	6	56	67	66	80
	10	74	90	87	104
	16	96	116	113	136
	25	123	148	144	173
	35	147	178	174	208
	50	174	211	206	247
	70	216	261	254	304
	95	256	308	301	360
	120	290	351	343	410
	150	328	397	387	463
	185	367	445	434	518
	240	424	514	501	598
	300	480	581	565	677
Sections aluminium (mm ²)	10	57	68	67	80
	16	74	88	87	104
	25	94	114	111	133
	35	114	137	134	160
	50	134	161	160	188
	70	167	200	197	233
	95	197	237	234	275
	120	224	270	266	314
	150	254	304	300	359
	185	285	343	337	398
	240	328	396	388	458
	300	371	447	440	520

Exemple 4

A partir de l'exemple 3 : le circuit considéré (monophasé), protégé par un disjoncteur, alimente 5 kW d'éclairage en 230 V.

Le courant d'emploi I_B du circuit est :

$$I_B = 5000 / 230 = 22 \text{ A}$$

- Calcul du courant admissible $I'z$:

Le courant I_n juste supérieur est $I_n = 25 \text{ A}$, d'où le courant admissible $I_z = 25 \text{ A}$,

Le courant admissible fictif est déduit de I_z et du facteur K précédemment calculé ($K = 0,36$) soit :

$$I'z = 25 / 0,36 = 69,4 \text{ A}$$

- Section de la canalisation (tableau de la **Figure Gf21**) :

Le choix de la colonne se fait à partir des caractéristiques de la canalisation : PVC, 2 conducteurs (PV2).

La section est déterminée par la valeur de courant dans la colonne $\geq 69,4 \text{ A}$:

- 90 A pour des conducteurs en cuivre d'où une section de 10 mm² (lue dans la ligne),
- 88 A pour des conducteurs en aluminium d'où une section de 16 mm² (lue dans la ligne).

Note : les valeurs 67 pour les conducteurs en cuivre et 68 pour les conducteurs en aluminium, bien que plus faibles, peuvent être retenues car la différence des valeurs est $< 5\%$.

8.5 Câbles en parallèle

Les conducteurs de même section, de même longueur et de même type peuvent être utilisés en parallèle. Leur nombre ne doit pas dépasser quatre. Au delà, les canalisations préfabriquées doivent être mise en œuvre.

Deux facteurs de correction doivent être pris en compte.

Facteur de symétrie : f_s

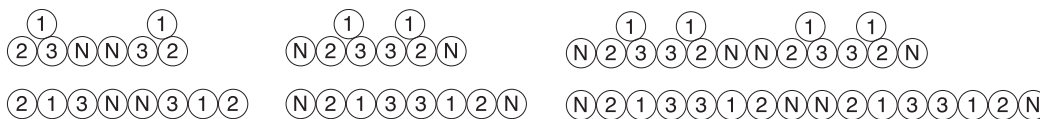
Les dispositions symétriques recommandées sont représentées dans la **Figure Gf22** pour deux câbles et quatre câbles en parallèle :

- dans ces deux cas, le facteur de symétrie est $f_s = 1$,
- dans les autres cas, le facteur de symétrie est $f_s = 0,8$.

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

Fig. Gf22

Dispositions symétriques pour deux câbles et quatre câbles par phase (avec ou sans câble neutre)



Facteur lié au nombre de câbles en parallèle

En fait il s'agit du facteur de groupement (K2 ou K5) : l'application du coefficient de symétrie f_s ne dispense pas de la prise en compte du groupement. Ainsi, lorsqu'un circuit est constitué de plusieurs câbles monoconducteurs par phase, il y a lieu de prendre en compte autant de circuits que de câbles par phase.

8.5.1 Détermination de la section

Le courant maximum admissible fictif $I'z$ de chaque conducteur est obtenu à partir du courant d'emploi de la canalisation I_z en tenant compte du facteur de symétrie et du facteur de groupement soit :

$$I'z \geq \frac{I_z}{n.f.f_s}$$

avec

- n = nombre de câbles en parallèle,
- f = effets d'échauffement,
- f_s = facteur de symétrie.

8.5.2 Détermination de la protection des câbles

La protection contre les courants de surcharge et de court-circuit est identique à celle à réaliser pour un circuit à seul câble parcouru par la même intensité I_z

Les précautions suivantes doivent être prises pour éviter le risque de court-circuit entre des câbles en parallèle :

- le renforcement de la protection mécanique et de celle contre l'humidité,
- le cheminement des câbles doit être tel que les câbles ne soient jamais à proximité de matériaux combustibles.

8.6 Détermination de la section dans le cas d'un conducteur neutre chargé

La considération d'un conducteur neutre chargé est liée à la circulation de courants harmoniques de rang 3. L'étude détaillée des effets de ces courants et de l'impact sur le conducteur neutre est réalisée au chapitre [le conducteur neutre suivant la norme française d'installation](#).

Un facteur de correction k_n est égal à 0,84 est à appliquer à partir d'un taux de courant harmonique de rang 3 en courant (TH 3) > 15%.

8.7 Informations complémentaires sur les conditions d'exploitation

8.7.1 Conditions normales d'exploitation

Le courant transporté par tout conducteur pendant des périodes prolongées en fonctionnement normal doit être tel que la température maximale de fonctionnement ne soit pas supérieure à la valeur appropriée spécifiée dans le tableau de la **Figure Gf23**.

Note : le courant admissible fictif calculé avec les facteurs de correction permet de respecter cette condition.

Fig. Gf23

Températures maximales de fonctionnement pour les isolations (d'après le tableau 52F de la norme NF C 15-100)

Type d'isolation	Température maximale de fonctionnement des conducteurs (sources : normes NF C 32-300 et NF C 32-301)
Polychlorure de vinyle (PVC)	70°C
Polyéthylène réticulé (PR) et éthylène-propylène (EPR)	90°C

8 Calcul d'une installation suivant la norme française

8.7.2 Facteurs de correction supplémentaires

Risque d'explosion

Un facteur de correction supplémentaire de 0,85 est à appliquer dans les emplacements à risque d'explosion classés dans les conditions d'influence externe BE3 : présence de matière explosive ou ayant un point d'éclair bas y compris les poussières explosives. Les emplacements concernés sont, par exemples, les raffineries, les sites de stockage d'hydrocarbure, les silos à grains.

Température ambiante

Les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10 ne tiennent pas compte de l'augmentation éventuelle de température due au rayonnement solaire.

Un facteur de correction de 0,85 est à appliquer lorsque les câbles ou conducteurs sont soumis à un tel rayonnement.

Note : lorsque des canalisations électriques sont encastrées dans des parois comportant des éléments chauffants, il est généralement nécessaire de réduire les courants admissibles en appliquant les facteurs de correction du tableau de la Figure Gf10.

8.7.3 Tolérance sur la détermination de la section des conducteurs

Une tolérance de 5% est admise sur les valeurs de courants admissibles lors du choix de la section des conducteurs.

Par exemple, dans l'exemple 3 page G59, si la température du sol est de 25°C, le courant admissible fictif devient 54,9 A. La section de 4 mm² est acceptable puisqu'elle admet un courant admissible de 54 A (écart de courant admissible < 5%).

8.7.4 Conducteurs faiblement chargés

Canalisation non enterrée

Pour l'application du tableau de la Figure Gf8, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à :

- 30% du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence B,
- 70% du courant admissible dans les conditions de pose pour les méthodes de référence C, E et F.

Canalisation enterrée (méthode de référence D)

Pour l'application du tableau de la Figure Gf15, il n'y a pas lieu de tenir compte des circuits dont le courant d'emploi n'est pas supérieur à 30% du courant admissible.

Il en est ainsi par exemple des conducteurs prévus pour transporter un courant nettement inférieur au courant admissible pour des raisons de chute de tension ou de protection contre les contacts indirects.

De même, il n'est pas tenu compte des conducteurs utilisés pour des circuits de commande, de signalisation ou analogues.

Présentation de l'installation

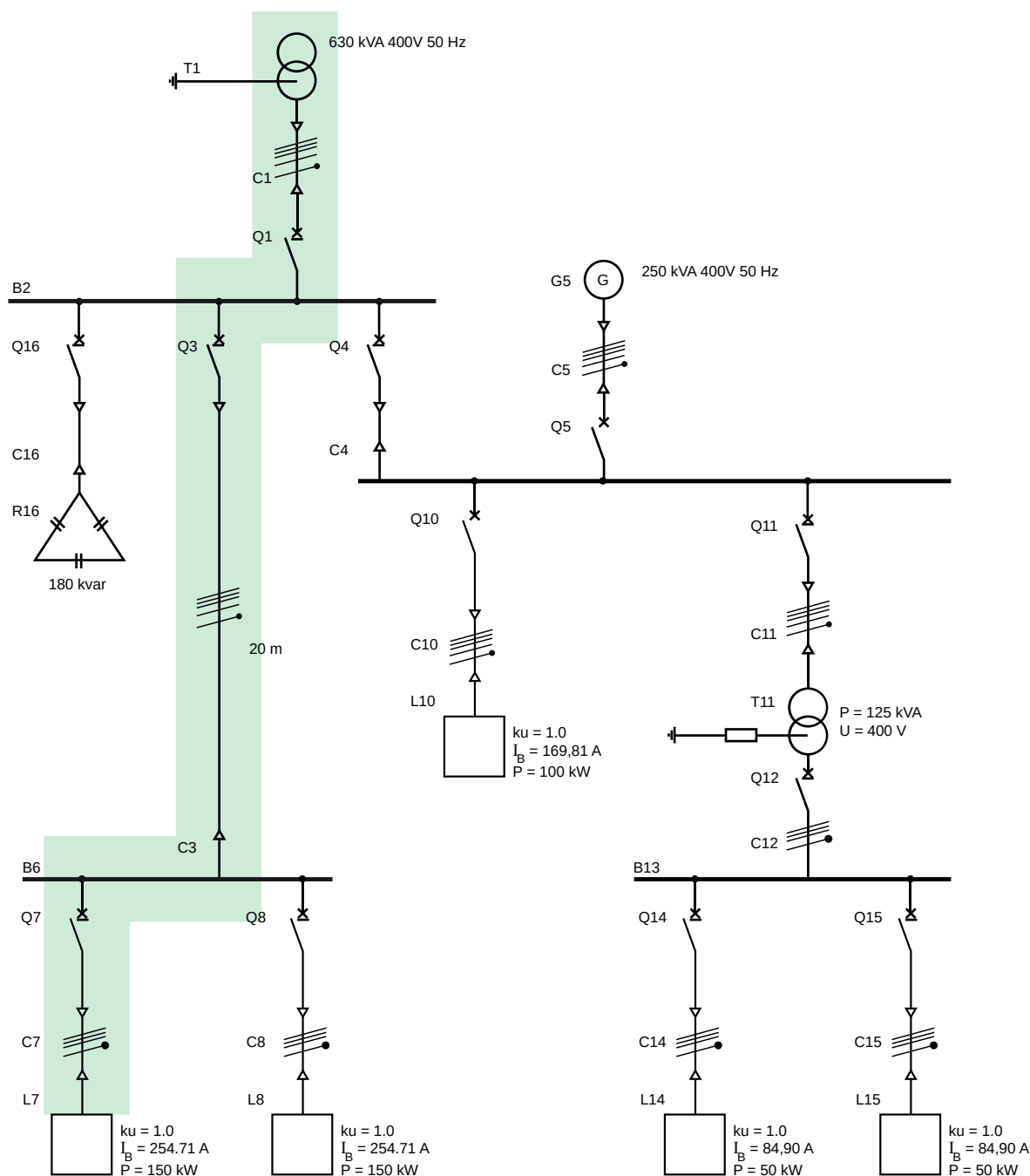
(cf. Fig. G64)

L'installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA. Le process exige un haut niveau de continuité d'alimentation en énergie et une partie de l'installation peut être alimentée par un groupe de remplacement de 250 kVA. L'exploitation est en schéma TN-S, exceptée pour les charges les plus critiques qui sont alimentées via un transformateur d'isolement et une configuration aval en schéma IT.

La **figure G64** ci-dessous représente le schéma de principe de cette installation. Le tableau de la **figure G65** donne les résultats des calculs pour le circuit à partir du transformateur T1 jusqu'au câble C7. Cette étude a été réalisée à l'aide du logiciel My Ecodial L (Schneider-Electric).

L'exemple est suivi du même calcul réalisé par la méthode simplifiée décrite dans ce guide.

Fig. G64: Schéma unifilaire de l'application



G73

9.1 Calcul de l'installation en utilisant le logiciel My Ecodial L

Fig. G65

Résultats partiels des calculs de l'installation réalisée par le logiciel My Ecodial L (Schneider Electric)

Caractéristiques générales du réseau	
Schéma de terre	TN-S
Neutre distribué	Non
Tension (V)	400
Fréquence (Hz)	50
Puissance de court-circuit amont (MVA)	500
Résistance réseau MT (mΩ)	0,0351
Réactance réseau MT (mΩ)	0,351
Transformateur 1	
Puissance (kVA)	630
Tension de court-circuit (%)	4
Résistance transformateur RT (mΩ)	3,472
Réactance du transformateur XT (mΩ)	10,64
Courant de court-circuit triphasé Ik3 (kA)	21,54
Câble C1	
Longueur (m)	5
Courant de charge maximum (A)	860
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F
Nombre de circuits à proximité	1
Section phase sélectionnée csa (mm ²)	2 x 240
Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	2 x 240
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 120
Chute de tension ΔU (%)	0,122
Courant de court-circuit triphasé Ik3 (kA)	21,5
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	15,9
Disjoncteur Q1	
Courant de charge (A)	860
Type	Compact
Référence	NS 1000N
Courant nominal (A)	1000
Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d
Déclencheur	Micrologic 5.0
Seuil de déclenchement long retard (A)	900
Seuil de déclenchement court retard (A)	9000
Temps de déclenchement (ms)	50
Jeu de barre B2	
Référence	Linergy 1250
Courant de charge (A)	1050
Disjoncteur Q3	
Courant de charge (A)	509
Type	Compact
Référence	NSX630F
Courant nominal (A)	630
Nombre de pôles et de pôles protégés	4P4d
Déclencheur	Micrologic 2,3
Seuil de déclenchement long retard (A)	510
Seuil de déclenchement court retard (A)	5100
Cable C3	
Longueur	20
Courant de charge maximum (A)	509
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F

Fig. G65 (suite): Résultats partiels des calculs de l'installation réalisée par le logiciel My Ecodial L (Schneider Electric)

Caractéristiques générales du réseau	
Section phase sélectionnée csa (mm ²)	2 x 95
Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	2 x 95
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 95
Chute de tension ΔU (%)	0,53
Chute totale de tension ΔU (%)	0,65
Courant de court circuit triphasé Ik ₃ (kA)	19,1
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	11,5
Jeu de barre B6	
Référence	Linergy 800
Courant de charge (A)	750
Disjoncteur Q7	
Courant de charge (A)	255
Type	Compact
Référence	NSX400F
Courant nominal (A)	400
Nombre de pôles et de pôles protégés	3P3d
Déclencheur	Micrologic 2.3
Seuil de déclenchement long retard (A)	258
Seuil de déclenchement court retard (A)	2576
Cable C7	
Longueur (m)	5
Courant de charge maximum (A)	255
Type d'isolant	PVC
Température ambiante (°C)	30
Nature du conducteur	Cuivre
Monoconducteur ou multiconducteur	Mono
Méthode de référence	F
Section phase sélectionnée csa (mm ²)	1 x 95
Section neutre sélectionnée csa (mm ²)	-
Conducteur de protection sélectionnée csa (mm ²)	1 x 50
Chute de tension ΔU (%)	0,14
Chute totale de tension ΔU (%)	0,79
Courant de court circuit triphasé Ik ₃ (kA)	18,0
Courant de défaut phase-terre Id (kA)	10,0

G75

9.2 Calcul de l'installation en utilisant la méthode simplifiée

9.2.1 Dimensionnement du circuit C1

Le transformateur MT/BT a une tension à vide nominale de 420 V. Le courant maximale dans le circuit C1 est de ce fait égal à :

$$I_B = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 420} = 866 \text{ A par phase}$$

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 433 A. Le tableau de la **Figure G21a** indique que pour 3 conducteurs chargés, la section requise est de 240 mm².

La résistance et la réactance, pour 2 les conducteurs en parallèle, pour une longueur de 5 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 5}{240 \times 2} = 0,23 \text{ m}\Omega \text{ (la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$$

$$X = 0,08 \times 5 = 0,4 \text{ m}\Omega \text{ (la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega / \text{m})$$

9.2.2 Dimensionnement du circuit C3

Le circuit C3 alimente 2 charges de 150 kW d'un cos φ = 0,85, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{300 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 500 \text{ A}$$

Deux câbles monoconducteurs en cuivre isolé au PVC en parallèle sont utilisés pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la **Figure G21a** indique que pour 3 conducteurs chargés, la section requise est de 95 mm².

La résistance et la réactance, pour les 2 conducteurs en parallèle, pour une longueur de 20 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 20}{95 \times 2} = 2,37 \text{ m}\Omega \text{ (la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$$

$$X = 0,08 \times 20 = 1,6 \text{ m}\Omega \text{ (la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega / \text{m})$$

9.2.3 Dimensionnement du circuit C7

Le circuit C7 alimente une charge de 150 kW avec un cos $\varphi = 0,85$, le courant total est donc de :

$$I_B = \frac{150 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,85} = 255 \text{ A}$$

Un câble monoconducteur en cuivre isolé au PVC est utilisé pour chaque phase. Ces câbles sont placés sur des tablettes perforées suivant la méthode de référence F.

Chaque conducteur a un courant de 255 A. Le tableau de la **Figure G21a** indique que pour 3 conducteurs chargés, la section requise est de 95 mm².

La résistance et la réactance pour une longueur de 20 mètres sont :

$$R = \frac{22,5 \times 5}{95 \times 2} = 1,18 \text{ m}\Omega \text{ (la résistance linéique des câbles est : } 22,5 \text{ m}\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m})$$

$$X = 0,08 \times 5 = 0,4 \text{ m}\Omega \text{ (la réactance linéique des câbles est : } 0,08 \text{ m}\Omega / \text{m})$$

9.2.4 Calcul des courants de court-circuit pour le choix des disjoncteurs Q1, Q3, Q7

(voir Fig. G66)

Fig. G66

Exemple d'évaluation des courants de court-circuit

Composants	R (mΩ)	X (mΩ)	Z (mΩ)	Ikmax (kA)
Réseau amont Puissance court-circuit 500 MVA	0,035	0,351		
Transformateur 630 kVA 4%	2,9	10,8		
Câble C1	0,23	0,4		
Sous-total	3,16	11,55	11,97	20,2
Câble C3	2,37	1,6		
Sous-total	5,53	13,15	14,26	17
Câble C7	1,18	0,4		
Sous-total	6,71	13,55	15,12	16

9.2.5 Conducteur de protection PE

En utilisant la méthode adiabatique, la section minimale pour le conducteur de protection PE peut être calculée en utilisant la formule donnée dans le tableau de la **Figure G58** :

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k}$$

Pour le circuit C1, I = 20,2 kA et k = 143.

t est le temps maximum pour la protection MT, e.g 0,5 s

cela donne :

$$S_{PE} = \frac{\sqrt{I^2 \cdot t}}{k} = \frac{20200 \times \sqrt{0,5}}{143} = 100 \text{ mm}^2$$

Un conducteur unique dimensionné à 120 mm² pour d'autres raisons (protections des personnes contre les contacts indirects) est largement suffisant.

En général, pour des circuits avec des conducteurs de phase dont la section $S_{ph} \geq 50 \text{ mm}^2$, la section minimale pour le conducteur de protection PE sera de $S_{ph} / 2$. Donc pour le circuit C3, le conducteur de protection sera de 95 mm² et pour le circuit C7, il sera de 50 mm².

9.2.6 Protection contre les contacts indirects

Pour le circuit C3 (**Fig. G64**), la formule indiquée dans le chapitre F peut être utilisée :

La longueur maxi est :

$$L_{max} = \frac{0,8 \times U_0 \times S_{ph}}{\rho \times (1 + m) \times I_a}$$

$$L_{max} = \frac{0,8 \times 2302 \times 95}{22,5 \times 10^{-3} \times (1 + 2) \times 630 \times 11} = 75 \text{ m}$$

(La valeur au dénominateur 630×11 est le niveau de courant maximal de déclenchement magnétique instantané en cas de court-circuit du disjoncteur 630 A).

9.2.7 Chute de tension

La chute de tension est calculée en utilisant les données de la **Figure G28**. Pour un circuit triphasé équilibré en service normal ($\cos\phi = 0,8$)

Les résultats sont résumés dans la **Figure G67** :

Fig. G67

Chute de tension introduite par les différents câbles

	C1	C3	C7
Section	2 x 240 mm ²	2 x 95 mm ²	1 x 95 mm ²
ΔU par conducteur (V/A/km) voir Fig. G28	0,21	0,42	0,42
Courant de charge (A)	866	509	255
Longueur (m)	5	20	5
Chute de tension (V)	0,45	2,1	0,53
Chute de tension (%)	0,11	0,53	0,13

La chute totale de tension à l'extrémité du câble C7 est de 0,77%

G77

Chapitre H

L'appareillage BT : fonctions et choix

1	Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT	H2
	1.1 Protection électrique en BT	H2
	1.2 Sectionnement en BT	H3
	1.3 La commande en BT	H4
2	L'appareillage	H6
	2.1 Les appareils simples	H6
	2.2 Les fusibles	H8
	2.3 Les appareils combinés	H12
3	Choix de l'appareillage	H15
	3.1 Fonctions réalisées	H15
	3.2 Choix du type d'appareillage	H15
4	La solution disjoncteur	H17
	4.1 Normes et description des disjoncteurs	H17
	4.2 Caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur	H20
	4.3 Autres caractéristiques d'un disjoncteur	H24
	4.4 Choix d'un disjoncteur	H27
	4.5 Coordination entre les disjoncteurs	H34
	4.6 Sélectivité MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT	H42
	4.7 Disjoncteurs pour schéma IT	H43
	4.8 Disjoncteurs ultra-rapides	H44
5	Maintenance des disjoncteurs BT	H47
	5.1 Influence de l'environnement	H47
	5.2 Maintenance préventive	H47
	5.3 Niveau de maintenance	H47
	5.4 Exemple de recommandation de maintenance pour disjoncteur de puissance (> 630 A)	H48

H1

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Le rôle de l'appareillage est d'assurer :

- la protection électrique,
- le sectionnement,
- la commande des circuits.

Les normes nationales et internationales définissent

- la manière de réaliser les circuits de distribution électrique et leurs besoins (les normes d'installation CEI 60364 principalement la partie 5-53 pour l'appareillage),
Pour la France, la norme d'installation NF C 15-100 et le décret du 14/11/88 sont à respecter.
- le rôle, les fonctions et les performances de l'appareillage (les normes produits CEI 60947 pour l'appareillage de type industriel).

Les principales fonctions sont :

- protection électrique,
- sectionnement,
- commande.

Les fonctions principales remplies par les différents appareillages électriques sont indiquées dans la **Figure H1**.

Les dispositifs de protection à basse tension sont intégrés dans les disjoncteurs au moyen de déclencheurs magnétothermiques et électroniques et/ou de dispositifs différentiels à courant résiduel (moins communément, des dispositifs voltmétriques sont acceptables mais non recommandés par la CEI).

En plus des fonctions de protection de base (comme indiquées dans le tableau de la **Figure H1**), d'autres fonctions de protection sont à assurer, entre autres :

- la protection contre les surtensions,
- la protection contre les sous tensions.

Des dispositifs spécifiques assurent ces fonctions :

- parafoudres et divers dispositifs parasurtenseurs,
- relais à manque de tension associés à des contacteurs, à des disjoncteurs télécommandés, ou à des disjoncteurs aptes au sectionnement, etc.

Fig. H1
Fonctions de base de
l'appareillage électrique
BT

Protection électrique contre	Sectionnement	Commande
• Les courants de surcharge • Les courants de court-circuit • Les défauts d'isolement	• A coupure pleinement apparente • A coupure visible	• Commande fonctionnelle • Coupure d'urgence • Arrêt d'urgence • Coupure pour entretien mécanique

1.1 Protection électrique en BT

La protection électrique est destinée à éviter tous les dangers et dégâts inhérents aux risques électriques pour les installations, les récepteurs et les personnes.

Le rôle de la protection électrique est d'éviter ou de limiter les conséquences destructives et dangereuses des surintensités ou des défauts d'isolement, et de séparer le circuit défectueux du reste de l'installation.

Une distinction est faite entre les protections :

- des éléments de l'installation ou circuits (câbles, câblages, appareillages, etc.),
- des personnes et des animaux,
- des équipements et des appareils alimentés par l'installation.

1.1.1 Les circuits

Ils doivent être protégés contre :

- les courants de surcharge : cela correspond à un courant excessif circulant dans une installation saine (sans défaut),
- les courants de court-circuit, dus, par exemple, à la rupture d'un isolant entre phases ou entre phase et neutre, ou (par exemple en schéma TN) entre phase et conducteur PE.

La protection dans ces deux cas est assurée par un disjoncteur ou un appareillage à fusible installé en amont dans le tableau de distribution. Certaines dérogations à cette règle sont autorisées dans les normes nationales pour les circuits terminaux (c'est à dire pour les circuits alimentant directement les charges) comme indiqué à la page [Emplacement des protections](#).

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

1.1.2 Les personnes

Pour éliminer les risques d'électrocution, la protection agit contre les défauts d'isolement : selon le schéma des liaisons à la terre de l'installation BT (schémas TN, TT ou IT), la protection est assurée par des fusibles ou des disjoncteurs, des dispositifs différentiels à courant résiduel et/ou des contrôleurs permanents de la résistance d'isolement de l'installation à la terre.

1.1.3 Les moteurs

Ils doivent être protégés contre :

- les défauts thermiques : sur-échauffements, dus, par exemple, à une charge entraînée trop importante, à un calage de rotor, à un fonctionnement sur deux phases. La protection est assurée par des relais thermiques spécialement conçus pour les caractéristiques particulières des **moteurs**.
Ces relais peuvent être intégrés dans certains disjoncteurs (par exemple, disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic 6 E-M).
- les courants de court-circuit : la protection est assurée soit par des fusibles type aM (accompagnement Moteur), soit par des disjoncteurs moteurs (équipés ou non d'une protection thermique).

1.2 Sectionnement en BT

La position "sectionnée" d'un appareil apte au sectionnement doit être clairement identifiée :

- soit par un indicateur visible,
- soit par la séparation visible des contacts.

H3

Son but est de séparer et d'isoler un circuit ou un appareil du reste de l'installation électrique afin de garantir la sécurité des personnes ayant à intervenir sur l'installation électrique pour entretien ou réparation.

La NF C 15-100 § 462-1 impose que tout circuit électrique d'une installation électrique puisse être sectionné.

Dans la pratique, afin d'assurer une continuité de service optimale, on installe généralement un dispositif de sectionnement à l'origine de chaque circuit.

La NF C 15-100 § 536-2 définit les conditions à respecter pour qu'un appareil remplisse la fonction de sectionnement.

Un appareil apte au sectionnement doit répondre aux exigences suivantes :

- tous les conducteurs d'un circuit y compris le conducteur neutre (hormis s'il s'agit d'un conducteur PEN) doivent être simultanément coupés^[1],
- il doit être verrouillable ou cadenassable en position "ouvert" afin d'éviter toute refermeture non intentionnelle, au moins en milieu industriel,
- Il doit être conforme aux normes de constructions internationales CEI 60947-1 et -3 et aux normes d'installation en vigueur dans le pays en particulier concernant la distance entre les contacts ouverts, les lignes de fuite, la tenue aux surtensions, etc.

Le sectionnement à coupure pleinement apparente et le sectionnement à coupure visible répondent à des définitions précises de la NF C 15-100.

D'autres exigences s'appliquent :

- vérification de l'ouverture des contacts.
Elle peut être :
 - soit visuelle pour les appareils à coupure visible (les normes nationales d'installation peuvent imposer cette condition pour un appareillage sectionneur installé à l'origine d'une installation BT alimentée directement par un transformateur MT/BT).
 - soit mécanique pour les appareils à coupure pleinement apparente comportant un indicateur reflétant la position des contacts. Dans ce dernier cas, les dispositions constructives garantissent qu'en cas de contacts soudés l'indicateur ne peut indiquer que l'appareil est ouvert.
La NF C 13-100 impose un tel dispositif de sectionnement à l'origine d'une installation BT alimentée par un poste MT / BT privé (par ex. : Visucompact, appareil débouchable).
- mesure des courants de fuite, appareil ouvert.
On vérifie, appareil ouvert, que les courants de fuite sont inférieurs à :
 - 0,5 mA pour un appareil neuf et,
 - 6,0 mA appareil en fin de vie.
- tenue aux ondes de tension de choc.

[1] L'ouverture simultanée de tous les conducteurs actifs, bien que non obligatoire, est en outre fortement recommandée pour des raisons de plus grande sécurité et de facilité de manœuvre. Selon la norme CEI 60947-1, le contact du neutre doit s'ouvrir après les contacts des phases et se refermer avant les contacts des phases.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

Elle se vérifie par la tenue du matériel en son lieu d'installation en appliquant entre contact d'entrée et de sortie une onde 1,2/50 μ s de valeur 5 ou 8 ou 10 kV selon la tension de service (cf. **Figure H2**). Le matériel doit tenir ces valeurs jusqu'à une altitude de 2000 m ; en conséquence, pour des essais de matériel effectués en bord de mer, ces valeurs sont à majorer de 23% pour prendre en compte l'influence de l'altitude. Voir les normes CEI 60947 (série) en particulier les normes CEI 60947-3 et -1.

Fig. H2

Valeur crête de la tension de choc selon la tension de service de l'équipement

Tension de service (V)	Tenue à l'onde de choc (kV)
230/400	5
400/690	8
1000	10

1.3 La commande en BT

On regroupe généralement sous le terme "commande" toutes les fonctions qui permettent à l'exploitant d'intervenir volontairement à des niveaux différents de l'installation sur des circuits en charge, par action directe ou automatique.

Les fonctions de commande permettent à l'utilisateur d'intervenir volontairement sur le fonctionnement de l'installation. Elles regroupent :

- commande fonctionnelle,
- coupure ou arrêt d'urgence,
- coupure pour entretien mécanique.

1.3.1 Commande fonctionnelle

Elle est destinée à assurer en service normal la mise "sous tension" et "hors tension" de tout ou partie de l'installation ou d'un récepteur.

Un dispositif assurant cette fonction doit être installé au minimum :

- à l'origine de toute installation,
- au niveau des récepteurs (un seul dispositif de commande pouvant mettre sous tension plusieurs récepteurs).

Le repérage doit être clair.

Par ailleurs, afin d'obtenir un maximum de souplesse en exploitation et de continuité de service (lorsque la commande et la protection sont assurées par le même dispositif), il est souhaitable d'en prévoir un à tous les étages de la distribution.

La manœuvre peut être :

- soit manuelle (par action sur la poignée du dispositif),
- soit électrique (commande à distance, délestage-relestage, ...).

Les dispositifs de commande fonctionnelle qui assurent en même temps une fonction de protection sont, en général, à coupure omnipolaire^[2].

Le dispositif général de commande d'une installation BT ainsi que ceux assurant la permutation des sources doivent être à coupure omnipolaire.

1.3.2 Coupure d'urgence-arrêt d'urgence

La coupure d'urgence est destinée à mettre hors tension un appareil ou un circuit qu'il serait dangereux de maintenir sous tension (choc électrique, incendie).

L'arrêt d'urgence est une coupure d'urgence destinée à arrêter un mouvement devenu dangereux. Dans les deux cas :

- le dispositif ou son organe de manœuvre local ou à distance (commande de type "coup de poing") doit être aisément reconnaissable, rapidement accessible et situé à proximité de tout endroit où le danger peut se produire ou être perçu,
- la coupure en une seule manœuvre (ou coupure simultanée) et en charge de tous les conducteurs actifs est exigée^{[3][4]},
- la mise "sous bris de glace" est autorisée, mais dans les installations non surveillées la remise sous tension ne doit pouvoir se faire qu'à l'aide d'une clef détenue par le responsable.

A noter que dans certains cas, l'arrêt d'urgence peut impliquer la mise en œuvre de système de freinage énergétique et le maintien des alimentations correspondantes jusqu'à l'arrêt effectif.

[2] La coupure des conducteurs phases et (si approprié) la coupure du conducteur neutre.

[3] Prendre en compte la coupure du courant de surcharge d'un moteur bloqué.

[4] En schéma TNC, le conducteur PEN ne doit cependant pas être coupé puisqu'il assure une fonction de protection.

1 Les fonctions de base de l'appareillage électrique BT

1.3.3 Coupure pour entretien mécanique

Cette fonction est destinée à assurer la mise et le maintien à l'arrêt d'une machine pendant des interventions sur les parties mécaniques, sans nécessiter sa mise hors tension. Elle est généralement assurée par un dispositif de commande fonctionnelle.

2.1 Les appareils simples

2.1.1 Sectionneur

(cf. Fig. H3)

Correspondance : CEI 60947-3 et NF EN 60947-3

C'est un appareil de connexion à commande manuelle et à deux positions stables (ouvert/fermé) qui assure la fonction de sectionnement. Ses caractéristiques sont définies par les normes CEI 60947-3. Un sectionneur n'est pas conçu pour fermer et couper un courant de charge^[5]. Aucune valeur pour ces deux manœuvres n'est indiquée dans sa norme produit.

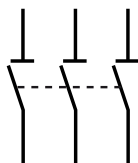
Un sectionneur doit cependant être apte à supporter le passage de courants de court-circuit et, de ce fait, possède un courant assigné de courte durée admissible, généralement pour 1 seconde, à moins d'un accord entre l'utilisateur et le constructeur. Cette caractéristique est normalement plus que suffisante pour qu'il puisse supporter des courants de surcharge normaux (d'intensité plus faible) pendant des périodes plus longues, telles que les courants de démarrage de moteurs.

D'autres caractéristiques normalisées doivent aussi être satisfaites par les appareils sectionneurs telles que l'endurance mécanique, la tenue aux surtensions et la valeur des courants de fuite.

H6

Fig. H3

Symbole d'un sectionneur



2.1.2 Interrupteur (à coupure en charge)

(cf. Fig. H4)

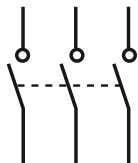
Cet appareil est généralement commandé manuellement (mais il peut être équipé d'une commande électrique pour le confort d'utilisation). C'est un appareil non automatique à deux positions (ouvert/fermé).

L'interrupteur doit être capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales du circuit, y compris éventuellement des courants de surcharge en service.

L'interrupteur n'est pas conçu pour assurer la protection des circuits qu'il commande.

Fig. H4

Symbole d'un interrupteur



Les normes CEI 60947-3 définissent :

- la fréquence du cycle de manœuvre (maximum 600 / heure),
- l'endurance mécanique et électrique (généralement inférieure à celle d'un contacteur),
- les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure dans des conditions normales et occasionnelles.

Quand un interrupteur met sous tension un circuit, il y a toujours le risque qu'un court-circuit non prévisible soit présent sur le circuit. Pour cette raison, les interrupteurs ont des courants assignés de fermeture, c'est à dire qu'ils sont capables de se fermer correctement sur un court-circuit malgré les forces électrodynamiques développées par le courant de court-circuit. Dans les pays anglo-saxons, de tels interrupteurs sont dénommés des "fault-make load-break switches".

Ce sont les dispositifs de protection en amont qui doivent éliminer ce courant de court-circuit.

- les catégories d'emploi.

Les catégories d'emploi décrites dans le tableau de la **Figure H5** ne s'appliquent pas à un appareil utilisé pour démarrer, accélérer et/ou arrêter directement un moteur.

[5] un sectionneur BT est un appareil qui peut «commander» des équipements uniquement hors tension, de part et d'autre de ses contacts, en particulier lors de la fermeture, à cause du risque d'un court-circuit non prévisible en aval. Le verrouillage avec un interrupteur ou un disjoncteur installé en amont est fréquemment utilisé.

La catégorie AC-23 permet la commande directe de moteurs. L'emploi d'un interrupteur pour la commande des batteries de condensateurs ou de lampes à filament de tungstène doit être soumis à un accord entre le constructeur et l'utilisateur.

Fig. H5

Catégories d'emploi d'un interrupteur en courant alternatif selon CEI 60947-3

Catégorie d'emploi		Applications caractéristiques	Cos φ	Pouvoir de fermeture x I_n	Pouvoir de coupure x I_n
Manœuvres fréquentes	Manœuvres non fréquentes				
AC-20A	AC-20B	Fermeture et ouverture à vide	-	-	-
AC-21A	AC-21B	Charges résistives, y compris surcharges modérées	0,95	1,5	1,5
AC-22A	AC-22B	Charges mixtes résistives et inductives, y compris surcharges modérées	0,65	3	3
AC-23A	AC-23B	Charges constituées par des moteurs ou autres charges fortement inductives	0,45 à $I \leq 100$ A 0,35 à $I > 100$ A	10	8

Exemple

Un interrupteur de calibre 100 A de catégorie d'emploi AC-23 (circuit inductif) doit :

- établir 10 I_n (1000 A) à $\cos \varphi = "0,35"$,
- couper 8 I_n (800 A) à $\cos \varphi = "0,45"$,
- et avoir une tenue aux courants de court-circuit de courte durée, l'appareil étant fermé.

H7

2.1.3 Télérupteur

(cf. Fig. H6)

Ce dispositif est de plus en plus utilisé pour la commande des circuits d'éclairage. Une simple pression sur un bouton poussoir (fonction de commande à distance) permet d'ouvrir un interrupteur fermé ou de fermer un interrupteur ouvert dans une séquence bistable.

Les applications types sont :

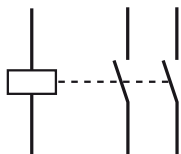
- interrupteur "va-et-vient" dans les couloirs de circulation et les escaliers des grands immeubles,
- système d'éclairage scénique,
- commande d'éclairage d'usine, etc.

Le télérupteur peut être équipé d'auxiliaires pour réaliser :

- l'indication à distance en temps réel de son état,
- le fonctionnement temporisé,
- la fonction contact maintenu.

Fig. H6

Symbole d'un télérupteur



2.1.4 Contacteur

(cf. Fig. H7)

Correspondance : CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

Le contacteur est un appareil de connexion à bobine commandée qui est généralement maintenu fermé par un courant permanent (réduit) circulant dans la bobine (bien qu'il existe des variantes à maintien mécanique pour des applications particulières). Les contacteurs sont conçus pour effectuer un nombre très important de cycles de manœuvres "fermé/ouvert" et sont généralement commandés à distance par des boutons poussoirs ou des interrupteurs. Les caractéristiques et le nombre de cycles de manœuvres sont définis dans les normes CEI 60947-4-1 :

- la durée de fonctionnement : service continu (8 h), ininterrompu, intermittent, temporaire (par exemple : 3, 10, 30, 60 ou 90 minutes),

- les catégories d'emploi : par exemple, un contacteur de la catégorie AC3 peut être utilisé pour démarrer et arrêter un moteur à cage d'écureuil,
- la fréquence des cycles de manœuvre (1 à 1 200 cycles par heure),
- l'endurance mécanique (nombre de manœuvres à vide),
- l'endurance électrique (nombre de manœuvres en charge),
- les pouvoirs assignés de fermeture et de coupure fonction de la catégorie d'emploi.

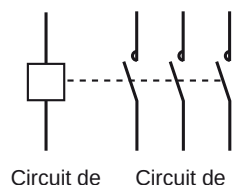
Exemple :

Un contacteur de calibre 150 A et de catégorie d'emploi AC3 doit posséder :

- un pouvoir de coupure minimal de 8 In (1 200 A),
- et un pouvoir de fermeture minimal de 10 In (1 500 A) sous $\cos \varphi = 0,35$.

Fig. H7

Symbole d'un contacteur



Circuit de Circuit de

2.1.5 Démarreur direct ou discontacteur^[6]

Un contacteur équipé d'un relais thermique pour la protection contre les courants de surcharge est appelé "discontacteur". Les discontacteurs sont de plus en plus utilisés, par exemple pour la commande à distance par bouton-poussoir des circuits d'éclairage, et peuvent être considérés comme un élément essentiel dans la commande des moteurs.

2.2 Les fusibles

Deux types de fusibles :

- à usage domestique,
- à usage industriel type gG, gM ou aM.

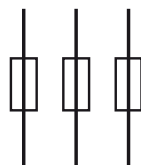
(cf. Fig. H8)

Le principe de la protection par fusibles repose sur la fusion contrôlée d'un élément fusible, fusion qui intervient après un temps donné pour un courant donné.

Les caractéristiques temps-courant de chaque type et pour chaque calibre de fusible sont présentées sous la forme de courbes de performances typiques.

Fig. H8

Symbole des fusibles



2.2.1 Caractéristiques des fusibles

Les normes définissent deux classes de fusibles

- ceux destinés à des usages domestiques, cartouche de calibre jusqu'à 100 A de type gG (CEI 60269-1 et 3),
- ceux destinés à des usages industriels, cartouche de calibre jusqu'à 1000 A de type gG, gM et/ou aM (CEI 60269-1).

[6] Ce terme n'est pas défini dans les publications CEI (en particulier dans le dictionnaire VEI, CEI 60050) mais il est d'un usage courant dans beaucoup de pays.

Les différences principales entre les fusibles de type domestique et ceux de type industriel sont

- la tension nominale et les niveaux de courant assigné,
- leur taille : plus le calibre est important, plus la taille de la cartouche est importante,
- leur pouvoir de coupure.

Correspondance : CEI 60947-4-1 et NF EN 60347-1

La première lettre indique la zone de coupure:

- élément de remplacement (fusible^[7]) "g" : élément capable de couper tous les courants,
 - élément de remplacement (fusible) "a" : élément capable de couper une partie des courants.
- La deuxième lettre indique la catégorie d'utilisation : cette lettre définit avec précision les caractéristiques temps-courant, les temps et les courants conventionnels, les balises.

Exemple

Bien qu'un fusible de type gM ait une caractéristique de protection contre les courants de surcharge, il doit aussi être associé à un relais thermique.

- "gG" désigne les fusibles pour usage général pouvant couper tous les courants,
 - "gM" désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et pouvant couper tous les courants,
 - "aM" désigne les fusibles pour la protection des circuits de moteurs et ne pouvant couper qu'une partie des courants.
- Les fusibles peuvent être prévus avec ou sans indicateur mécanique de "fusion fusible".
- Les fusibles de type gG sont souvent utilisés pour la protection des départs moteurs, ce qui est possible quand leurs caractéristiques les rendent capables de supporter le courant de démarrage du moteur sans détérioration.)
- Un développement récent a été l'adoption par la CEI d'un fusible de type gM pour la protection des moteurs, conçu pour couvrir les conditions de démarrage et de court-circuit. Ce type de fusible est fréquemment utilisé dans les pays anglo-saxons. Cependant, la protection moteur la plus largement utilisée est l'association d'un fusible aM et d'un relais thermique.)

Un fusible gM est caractérisé par deux valeurs de courant assigné : "InIch" par exemple "32M63".

- La première valeur In définit à la fois le calibre thermique du fusible et la taille du support fusible.
- La seconde valeur Ich définit la caractéristique temps-courant de type G du fusible ainsi que les balises des tableaux II, III et IV de la norme CEI 60269-1.

Ces deux calibres sont séparés par une lettre qui définit l'application.

Par exemple InMch définit un fusible destiné à être utilisé pour la protection des départs moteurs avec une caractéristique de type G.

Pour plus de détails, voir la note à la fin de ce paragraphe.

Un fusible de type aM est caractérisé par un courant In et une caractéristique temps-courant comme indiquée sur la **Figure H11**.

Note importante : des normes nationales présentent un fusible de type gl (type industriel) similaire pour toutes les principales caractéristiques au fusible de type gG.

Les fusibles de type gl ne doivent cependant jamais être utilisés dans des applications domestiques ou analogues.

2.2.2 Zones de fusion - courants conventionnels

Les conditions de fusion d'un fusible sont définies par les normes selon leur classe.

Fusibles de type G

Correspondances :

- CEI 60269-1 et NF EN 60269-1
- CEI 60929-1 et NF EN 60929-1
- CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

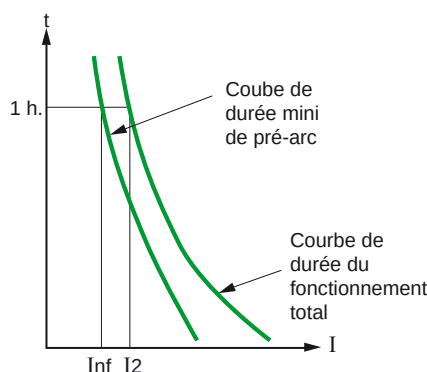
Ces fusibles permettent d'assurer la protection contre les surcharges et les courts-circuits.

Les courants conventionnels de non fusion et de fusion sont normalisés (cf. **Figure H9** et **Figure H10**).

[7] dénommé couramment cartouche fusible ou fusible.

Fig. H9

Zones de fusion et de non fusion pour fusible gG et gM



- Le courant conventionnel de non fusion I_{nf} est la valeur du courant que peut supporter l'élément fusible pendant un temps spécifié sans fondre.
Exemple : un fusible de 32 A traversé par un courant de $1,25 I_n$ (soit 40 A) ne doit pas fondre avant 1 heure.
 - Le courant conventionnel de fusion I_f est la valeur du courant qui provoque la fusion avant l'expiration du temps spécifié.
Exemple : un fusible de 32 A traversé par $1,6 I_n$ (soit 52,1 A) doit fondre avant 1 heure.
- Pour chaque calibre de fusible, les essais de la norme CEI 60929-1 imposent à la caractéristique temps-courant de fusion d'un fusible de se situer entre deux courbes limites (voir la **Figure H9**). Cela signifie que deux fusibles de même calibre et de même type peuvent avoir des temps de fusion très différents particulièrement pour des courants de surcharge de faible valeur.
- Des deux exemples de caractéristiques de courants conventionnels (précisées pour un fusible de 32 A) complétés par les informations sur les caractéristiques temps-courants exigées et vérifiées par les essais de la norme CEI 60269-1, il ressort que les fusibles ont une performance réduite de protection dans la zone des courants de surcharge de faible intensité.
 - Il est de ce fait nécessaire d'installer une canalisation dimensionnée plus largement que pour le courant d'emploi du circuit (en effet la canalisation a une tenue thermique maximale de 1,45 fois son courant nominal par rapport à une protection par fusible pouvant déclencher jusqu'à 1,6 fois son courant assigné, pour des fusibles de calibre supérieur à 16 A).
- Note :** pour un disjoncteur selon la norme CEI 60947-2, aucun surdimensionnement n'est requis car il doit déclencher entre 1,05 et 1,25 fois son courant assigné (donc $\ll 1,45 I_n$).

Fig. H10

Courants et temps conventionnels pour les fusibles de type "gG" et "gM" (Tableau 2 de la norme CEI 60269-1)

Courant assigné I_n (A) ^[a]	Courant conventionnel de non fusion I_{nf}	Courant conventionnel de fusion I_2	Temps conventionnel (h)
$I_n \leq 4$ A	$1,5 I_n$	$2,1 I_n$	1
$4 < I_n \leq 16$ A	$1,5 I_n$	$1,9 I_n$	1
$16 < I_n \leq 63$ A	$1,25 I_n$	$1,6 I_n$	1
$63 < I_n \leq 160$ A	$1,25 I_n$	$1,6 I_n$	2
$160 < I_n \leq 400$ A	$1,25 I_n$	$1,6 I_n$	3
$400 < I_n$	$1,25 I_n$	$1,6 I_n$	4

[a] Ich pour les fusibles de type gM.

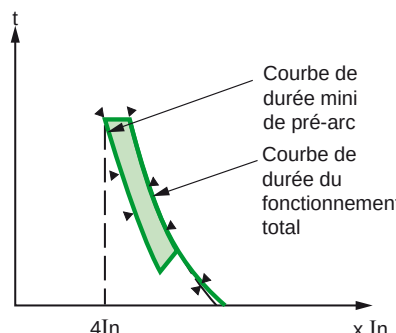
Fusibles de type aM (accompagnement moteur)

La classe aM protège contre les courts-circuits et s'utilise obligatoirement en association avec une protection contre les surcharges.

Ces fusibles n'assurent que la protection contre les courts-circuits et s'utilisent surtout en association avec d'autres appareils (discontacteurs, disjoncteurs) afin d'assurer la protection contre toute surcharge $< 4 I_n$. Ils ne sont donc pas autonomes. Les fusibles aM n'étant pas prévus pour une protection contre les faibles surcharges, les courants conventionnels de fusion ou non fusion ne sont pas fixés. Ils fonctionnent à partir de $4 I_n$ environ (cf. **Figure H11**).

Note : La norme CEI 60269-1 impose deux balises minimales et deux balises maximales qui encadrent les courbes de caractéristiques temps-courant.

Fig. H11
Zones de fusion
normalisée pour fusible
aM (tous courants
assignés)



2.2.3 Courants de court-circuit coupés normalisés

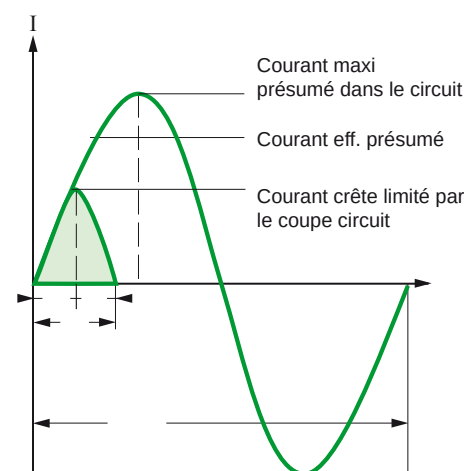
Une caractéristique des cartouches fusibles est que, dû à sa rapidité de fusion pour des courants de court-circuit de forte intensité, la coupure du courant commence avant la première pointe de courant présumée, de sorte que le courant de défaut n'atteint jamais la valeur crête présumée (cf. **Fig. H12**). Cette limitation de courant réduit significativement les contraintes thermiques et électrodynamiques qui auraient lieu sans limitation, ce qui réduit aussi les dommages et les dangers au point de défaut.

Le courant de court-circuit coupé normalisé est basé sur la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut (cas d'un courant de défaut symétrique).

Aucune valeur de courant de fermeture sur court-circuit n'est assignée à un fusible.

H11

Fig. H12
Courant limité par un
fusible



Tf : Temps de fusion (préarc)

Ta : Temps d'arc

Ttc : Temps total de coupure

Rappel

Les courants de court-circuit comportent initialement des composantes continues, dont l'amplitude et la durée dépendent du rapport XL/R de la boucle de défaut.

Pour un défaut à l'origine de l'installation, à proximité de la source (transformateur MT / BT), le rapport Icrête/Iefficace immédiatement après l'instant du défaut (< 10 ms) peut atteindre 2,5 (valeurs normalisées selon le courant présumé de défaut par les normes CEI et indiquées sur la **Figure H13**).

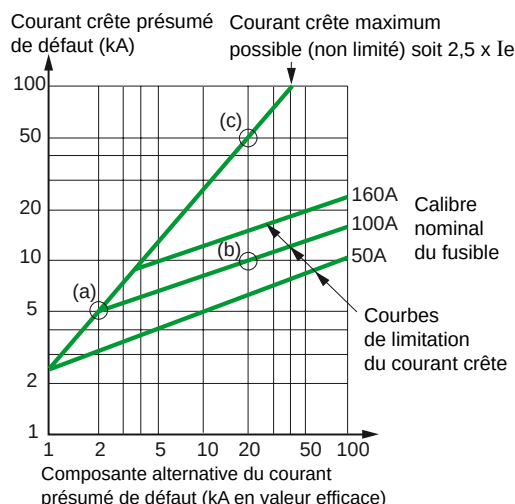
Pour un défaut en aval, éloigné de l'origine de l'installation, le rapport XL / R diminue et, en particulier, pour des défauts sur les circuits terminaux, le rapport Icrête/Iefficace $\approx 1,41$ (courant de défaut quasi symétrique)

Le phénomène de limitation du courant crête ne se produit que lorsque le courant présumé de défaut est au delà d'une certaine valeur. Par exemple sur le graphe de la **Figure H13** :

- le fusible 100 A commence à limiter la crête à partir d'un courant présumé de défaut de 2 kA efficace (a),
- le même fusible limite à 10 kA crête (b) un courant présumé de défaut de 20 kA efficace,
- sans limitation, la crête de courant atteindrait 50 kA (c) dans ce cas.

Plus la position du défaut est éloignée de la source, plus la valeur du courant de défaut est faible. De ce fait, l'amplitude du courant présumé de défaut peut être insuffisante pour atteindre le seuil de limitation.

Fig. H13
Limitation du courant crête en fonction du courant efficace présumé de défaut pour des fusibles BT



Note : sur les calibres des fusibles de type gM

Un fusible de type gM, soit InMlch, est caractérisé par deux nombres I_{ch} et I_n :

- le deuxième nombre définit la caractéristique de coupure de l'élément de type gG équivalent. La valeur I_{ch} est la valeur retenue pour réaliser les essais CEI. Mais un fusible de type gM ne peut supporter le courant I_{ch} que pendant une durée limitée (ce qui peut correspondre au courant de surcharge durant le temps de démarrage d'un moteur),
- le premier nombre définit le courant assigné I_n : c'est le dimensionnement du fusible. La dissipation thermique en service normal étant inférieure à la caractéristique de coupure, un élément de diamètre plus petit avec des parties métalliques réduites peut être utilisé.

Par exemple, la protection de moteurs de 10 à 20 A peut être réalisée par un fusible 32M63. Les courants de démarrage de durée limitée (de l'ordre de 60 A < 63 A) peuvent être supportés par le fusible et le courant du moteur en régime permanent, 10 à 20 A, est bien inférieur au courant assigné du fusible (32 A).

De plus, bien que un fusible de type gM ait une caractéristique apte à réaliser une protection contre les courants de surcharge, en pratique celle-ci n'est pas utilisée en protection moteur : un relais thermique de protection est toujours nécessaire avec la mise en œuvre d'une protection par fusible de type gM. Le seul avantage offert par un fusible de type gM, comparé à un fusible de type aM, est la réduction de sa taille physique et son coût légèrement plus faible.

2.3 Les appareils combinés

Ils permettent de réaliser les installations avec moins d'appareillage et moins d'études de compatibilité.

Les appareils simples ne réalisent pas simultanément les trois fonctions de base : protection, commande, sectionnement.

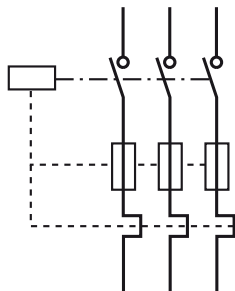
2.3.1 Combiné interrupteur fusible

Deux types sont à considérer :

- type interrupteur à déclenchement automatique : la fusion d'un (ou plusieurs) fusible(s) provoque l'ouverture de l'interrupteur. Cette fonction est réalisée par l'utilisation d'une cartouche fusible équipée d'un percuteur et, pour l'interrupteur, d'un dispositif de déclenchement à ressorts associé au mécanisme de commande manuelle (cf. **Fig. H14**),
- type interrupteur (non automatique ou automatique) : un interrupteur est associé à un jeu de fusibles dans le même coffret.

Fig. H14

Symbole d'un interrupteur-fusible automatique équipé d'un relais thermique



Dans certains pays (surtout anglo-saxons), les désignations d'interrupteur-fusible et de fusible-interrupteur ont des significations spécifiques (reconnues par la norme CEI 60947-3) :

- un interrupteur-fusible comprend un interrupteur tripolaire (généralement à double coupure par pôle) placé en amont de trois socles fixes, dans lesquels les cartouches fusibles sont insérées (cf. **Fig. H15**),

Fig. H15

Schéma d'un fusible-interrupteur non automatique

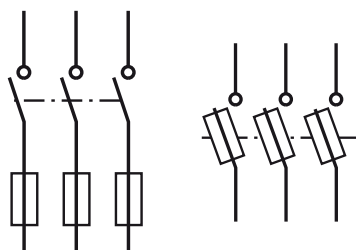


- un fusible-interrupteur consiste en trois contacts mobiles (couteaux) à double coupure par phase qui constituent les socles des fusibles. Les fusibles sont maintenus par des contacts à pression sur le contact mobile. Certains fusibles-interrupteurs n'ont seulement qu'une coupure par phase, comme l'indique le schéma de la **Figure H16**.

La plage de courants couverte par les fusibles-interrupteurs est limitée à 100 A pour une tension triphasée de 400 V, du fait que leur utilisation principale est dans les installations domestiques ou analogues.

Fig. H16

Symbole d'un interrupteur-fusible et d'un fusible-interrupteur



Sectionneur-fusible ou fusible-sectionneur + discontacteur

Interrupteur-sectionneur-fusible ou fusible-interrupteur-sectionneur + discontacteur

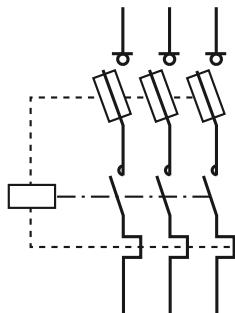
Comme mentionné précédemment, un discontacteur n'a pas de protection contre les courants de court-circuit. Il est donc nécessaire de la réaliser avec des fusibles (généralement de type aM). La combinaison est principalement utilisée pour les circuits de protection moteur, car le sectionnement de l'interrupteur-sectionneur permet des interventions en toute sécurité telles que :

- le changement des fusibles (avec sectionnement du circuit),
- l'intervention sur le circuit en aval du discontacteur (risque de fermeture à distance du discontacteur).

Un sectionneur-fusible n'a pas d'aptitude à la coupure en charge, aussi il doit être interverrouillé avec le discontacteur (cf. **Fig. H17**) afin que son ouverture et sa fermeture ne soient possibles que si le discontacteur est ouvert.

Fig. H17

Schéma d'un sectionneur-
fusible + discontacteur

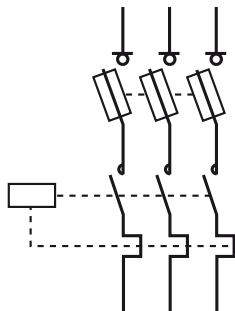


Un interrupteur-sectionneur-fusible ne nécessite pas d'être interverrouillé avec un autre appareillage (contacteur).
(cf. **Fig. H18**).

L'interrupteur doit être de classe AC22 ou AC23 si le circuit alimente un moteur.

Fig. H18

Schéma d'un interrupteur-
sectionneur-fusible+
discontacteur



Disjoncteur + contacteur

Disjoncteur + discontacteur

Ces associations sont utilisées dans les réseaux de distribution télécommandés qui ont un besoin d'un nombre de manœuvres très élevé, ou pour la commande et la protection des départs moteurs.

3.1 Fonctions réalisées

Le tableau de la **Figure H19** récapitule les aptitudes des différents appareils à remplir les fonctions de base.

Fig. H19: Fonctions remplies par les différents appareils

	Sectionnement	Commande				Protection électrique		
		Fonctionnelle	Coupeure d'urgence	Arrêt d'urgence	Coupeure pour entretien mécanique	Surcharge	Court-circuit	Différentielle
Sectionneur ^[d]	■							
Interrupteur ^[e]	■	■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■			
Interrupteur différentiel ^[e]	■	■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■			■
Interrupteur/sectionneur	■	■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■			
Contacteur		■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■	■ ^[c]		
Térupteur		■	■ ^[a]		■			
Fusibles	■					■	■	
Disjoncteur		■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■	■	■	
Disjoncteur/sectionneur et ACP ^[e]	■	■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■	■	■	
Disjoncteur différentiel ^[e]	■	■	■ ^[a]	■ ^{[a][b]}	■	■	■	■
Lieu d'installation (principe général)	A l'origine de chaque circuit	Partout où, pour, des raisons d'exploitation, il faut pouvoir interrompre l'exploitation	En général à l'origine de chaque tableau	Au niveau des circuits alimentant les machines	Au niveau des circuits alimentant les machines	A l'origine de chaque circuit	A l'origine	A l'origine des circuits avec les SLT TN-S, IT et TT
Textes réglementaires	- NF C 15-100 §462 et 536-2 - NF C 13-100 (4) - décret du 14/11/88 art. 9 - NF EN ISO 12100-2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) - règlement CNOMO (industrie automobile)	NF C 15-100 §465 et 536-5	- NF C 15-100 §463 et 536-3 - décret du 14/11/88 art. 10	- NF C 15-100 §463 - NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique)	- NF C 15-100 §464 et 536-4 - NF EN ISO 12100 - 2 (sécurité des machines - notions fondamentales) et NF EN 60204-1 (sécurité des machines - équipement électrique) - règlement CNOMO (industrie automobile)	NF C 15-100 §43	NF C 15-100 §43	NF C 15-100 §415 et 531-2

[a] Si coupeure de tous les conducteurs actifs

[b] Le maintien de l'alimentation peut être nécessaire pour assurer le freinage

[c] S'il est associé à un relais thermique (l'ensemble contacteur + relais constitue un démarreur et est souvent appelé discontacteur)

[d] La NF C 13-100 impose à l'origine des installations alimentées par un poste à comptage BT un dispositif de sectionnement à coupeure visible

[e] Certains appareils peuvent être aptes au sectionnement par conformité à leurs normes sans marquage explicite (NF C 61-410, etc.)

3.2 Choix du type d'appareillage

Les logiciels apportent une aide de plus en plus grande dans ce domaine. On procède circuit par circuit. Pour chaque circuit, on détermine la liste des fonctions nécessaires à la protection et à l'utilisation de l'installation parmi celles mentionnées dans le tableau de la **Figure H19**.

Puis, on enlève celles qui seront réalisées en amont (par exemple : protection contre les contacts indirects par DDR) et l'on teste une ou plusieurs associations d'appareils sur le plan :

- du bon fonctionnement,

3 Choix de l'appareillage

- de la compatibilité des matériels choisis entre eux, du courant assigné I_n , jusqu'au pouvoir de coupure de la protection,
- de la compatibilité avec les appareils placés en amont ou en tenant compte de leur contribution,
- de toutes les prescriptions de sécurité.

Pour déterminer le nombre de pôles de l'appareillage, on se reportera à la [Figure G64](#).

Les appareils multifonction, plus chers à l'achat, diminuent les coûts d'installation et les aléas à l'installation ou à l'usage. Ils se révèlent souvent la meilleure solution.

Le disjoncteur-sectionneur remplit toutes les fonctions de base de l'appareillage et offre de nombreuses autres possibilités grâce à des auxiliaires.

Comme le montre la **Figure H20** le disjoncteur-sectionneur est le seul appareil qui permet de satisfaire simultanément à toutes les fonctions de base nécessaires dans une installation électrique.

Il assure, en plus, un grand nombre d'autres fonctions, grâce à ses auxiliaires : par exemple, signalisation, protection contre les baisses de tension, télécommande, etc.

Cette propriété en fait l'appareil de base de toute distribution électrique.

Fig. H20
Fonctions du disjoncteur-
sectionneur

Fonctions		Mise en oeuvre	
		standard	auxiliaire électrique ou accessoire
Sectionnement		■	
Commande	Fonctionnelle	■	
	Coupure et arrêt d'urgence	□	Avec bobine de déclenchement pour commande à distance
	Coupure pour entretien mécanique	■	
Protection	Surcharge	■	
	Court-circuit	■	
	Défaut d'isolement	□	Avec relais différentiel
	Baisse de tension	□	Avec bobine à manque de tension
Télécommande		□	Avec commande électrique ou disjoncteur télécommandé
Mesure / signalisation		□	Généralement en option avec déclencheur électronique

H17

4.1 Normes et description des disjoncteurs

4.1.1 Normes

Les disjoncteurs industriels doivent être conformes aux normes CEI 60947-1 et 60947-2. Les disjoncteurs domestiques doivent être conformes aux normes CEI 60898.

Correspondances :

- CEI 60898 et NF EN 60898
- CEI 60947 et NF EN 60947

En installation industrielle, les disjoncteurs doivent être conformes aux normes CEI 60947 (série) (voir [liste des normes](#)) en particulier :

- 60947-1 : Appareillage à basse tension - Règles générales
- 60947-2 : Appareillage à basse tension - Disjoncteurs

En installation domestique et assimilée, ils doivent être conformes à la norme CEI 60898.

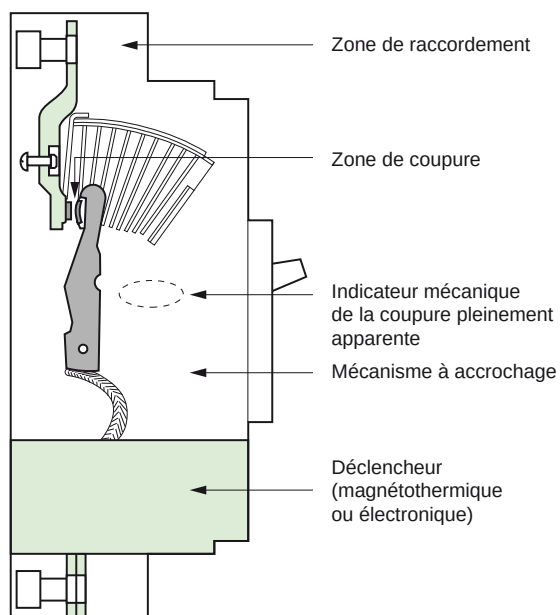
4.1.2 Description

La **Figure H21** montre schématiquement la constitution d'un disjoncteur de type industriel et ses différents composants :

- le système de coupure, avec les contacts, fixes et mobiles, et la chambre de coupure ;
- le mécanisme à accrochage qui est déverrouillé par l'action du dispositif de déclenchement en cas de détection de courants anormaux, ce mécanisme est aussi lié à la manœuvre de la poignée du disjoncteur ;
- le déclencheur agissant sur le mécanisme de coupure :
 - soit un déclencheur magnétothermique dans lequel
 - un élément "thermomécanique", généralement un bilame, détecte une condition de surcharge,
 - un circuit magnétique actionne une palette à partir d'un seuil de courant en condition de court-circuit,
 - soit électronique comprenant des capteurs (transformateurs de courants), une électronique de traitement et de commande et un actionneur,
- les plages de raccordement amont et aval.

4 La solution disjoncteur

Fig. H21
Constitution d'un
disjoncteur



H18

Correspondances :

- CEI 60898 et NF EN 60898
- CEI 60947 et NF EN 60947

Certains disjoncteurs modulaires de type domestique (cf. **Fig. H23a**), répondant à la norme CEI 60898 et aux normes nationales correspondantes, peuvent fournir une protection contre les défauts d'isolement par ajout d'un module dispositif différentiel à courant résiduel haute sensibilité (30 mA), alors que cette fonction protection différentielle est intégrée dans les disjoncteurs différentiels modulaires de type domestique répondant à la norme CEI 61009 (cf. **Fig. H23b**) et de type industriel répondant à la norme CEI 60947-2 annexe B.

Fig. H23
Exemples de disjoncteurs
de type domestique



[a] Disjoncteur assurant la protection contre les surintensités et l'isolement du circuit



[b] Disjoncteur avec une protection différentielle intégrée

En plus des protections mentionnées ci-dessus, d'autres fonctions peuvent être associées à une base disjoncteur au moyen de modules additionnels (cf. **Fig. H24**) en particulier les fonctions de commande à distance et de signalisation (ouvert-fermé-déclenché).

4 La solution disjoncteur

Fig. H24

Composants des
disjoncteurs modulaires
basse tension Acti 9



Les disjoncteurs de puissance en boîtier moulé conformes à la norme CEI 60947-2 correspondent typiquement à des calibres de 100 à 630 A et sont équipés ou équipables d'une gamme d'auxiliaires (cf. **Fig H25**) réalisant des fonctions identiques à celles décrites ci-dessus.

Fig. H25

Exemple de disjoncteurs
industriels modulaires
(Compact NSX) réalisant
de multiples fonctions



H19

Les disjoncteurs de puissance forte intensité conformes à la norme CEI 60947-2 ont des calibres plus élevés et sont généralement utilisés dans les TGBT pour assurer la protection des circuits de 630 à 6300 A (cf. **Fig. H26**).

Les déclencheurs Micrologic équipent les disjoncteurs Compact NSX et Masterpact (marque Schneider Electric). En plus des fonctions de protection, ces déclencheurs assurent des fonctions d'optimisation telles que la mesure (y compris la mesure des indicateurs de qualité de l'énergie), le diagnostic, la communication, la commande et la surveillance de la distribution électrique.

Fig. H26

Exemple de disjoncteurs
de puissance forte
intensité Masterpact
ayant de multiples
fonctions de surveillance
et de commande dans
son déclencheur
Micrologic



4.2 Caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur

Les caractéristiques fondamentales d'un disjoncteur sont :

- la tension assignée d'emploi (U_e),
 - le courant assigné d'emploi (I_n),
 - les courants de réglage des déclencheurs protection contre les courants de surcharge (I_r ou I_{rth}) et de court-circuit (I_m ou I_{sd} et I_i)^[8],
- Pour des raisons de simplification de l'exposé, la terminologie I_r , I_m et I_i est utilisée pour les seuils de réglage des différentes protections dans les applications générales.
- le pouvoir de coupure industriel ou domestique (I_{cu} ou I_{cn}).

4.2.1 Tension assignée d'emploi U_e

C'est la tension pour laquelle le disjoncteur a été conçu pour fonctionner dans des conditions normales de performances.

D'autres tensions correspondantes à des conditions limites de fonctionnement comme indiqué (voir [Autres caractéristiques d'un disjoncteur](#)) sont aussi assignées au disjoncteur.

4.2.2 Courant assigné I_n

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

C'est la valeur maximale de courant qu'un disjoncteur équipé d'un déclencheur de protection contre les surintensités spécifié peut conduire indéfiniment pour une température ambiante spécifiée par le constructeur, sans avoir un échauffement excessif (hors de limites spécifiées) des parties conductrices.

Exemple

Un disjoncteur (boîtier) de courant assigné $I_n = 125$ A est prévu pour conduire indéfiniment un courant de 125 A à une température ambiante de 40°C avec un déclencheur de protection contre les surintensité réglé à 125 A.

Ce même disjoncteur peut cependant être utilisé à une valeur plus élevée de température ambiante s'il est correctement "déclassé". Ainsi ce disjoncteur peut conduire indéfiniment 117 A à une température ambiante de 50°C, ou de même 109 A à 60°C, tout en respectant les limites de température spécifiées.

Les disjoncteurs équipés de déclencheur électronique peuvent supporter des températures ambiantes plus élevées jusqu'à 60°C (ou même 70°C).

Le déclassement du disjoncteur est réalisé simplement en réduisant le réglage de protection contre les courants de surcharge de son déclencheur.

Note : le courant assigné I_n , défini pour les disjoncteurs dans la norme CEI 60947-2, est égal au courant assigné ininterrompu I_u , défini pour l'appareillage industriel dans la norme CEI 60947-1.

4.2.3 Taille d'un disjoncteur

Lorsqu'un disjoncteur peut être équipé de plusieurs déclencheurs de courants assignés différents, la taille du disjoncteur correspond au courant assigné le plus élevé des déclencheurs qui peuvent l'équiper.

Exemple

Un disjoncteur Compact NSX630 (taille 630 A) peut recevoir plusieurs types de déclencheurs électroniques Micrologic 5.3 de calibre (courant assigné) 400 A ou 630 A et ainsi couvrir la plage de 160 A à 630 A.

4.2.4 Courant de réglage (I_{rth} ou I_r) des déclencheurs

Les disjoncteurs modulaires de type domestiques (de faibles calibres) sont très facilement interchangeables, et ont des déclencheurs intégrés. Les disjoncteurs de type industriel sont équipés de déclencheurs interchangeables. De plus, afin d'adapter un disjoncteur aux caractéristiques du circuit qu'il protège, et d'éviter le surdimensionnement des conducteurs, le déclencheur est généralement réglable. La valeur I_r ou I_{rth} (les deux désignations sont couramment utilisées) qualifie le réglage du déclencheur : elle correspond au seuil de réglage de la protection Long retard (thermique) du déclencheur et du disjoncteur associé.

Note : Pour le réglage de la protection d'une canalisation par disjoncteur, le courant I_r (ou I_{rth}) doit être plus grand que le courant maximal de charge I_b , mais inférieur au courant maximal admissible I_z dans la canalisation (voir [La commande en BT](#)), ainsi :

- la protection de la canalisation est assurée : l'utilisation d'une protection par disjoncteur ne nécessite pas un surdimensionnement des canalisations car le disjoncteur déclenche avant que la canalisation atteigne sa limite thermique,
- le fonctionnement du circuit se fait sans déclenchement intempestif de la protection.

[8] Le tableau ci après résume les désignations des différents réglages

Type de protection	Désignation pour les déclencheurs intégrés ou magnétothermiques	Désignation pour les déclencheurs électroniques
Contre les courants de surcharge	$I_r^{[a]}$ Protection thermique	$I_r^{[a]}$: Protection Long retard
Contre les courants de court-circuit	I_m Protection magnétique	$I_{sd}^{[a]}$: Protection Court retard $I_i^{[a]}$: Protection Instantanée

[a] Terminologie conforme à l'annexe K de la norme CEI 60947-2

Les déclencheurs thermiques sont généralement réglables de 0,7 à 1 fois le courant nominal I_n du déclencheur.

Les déclencheurs électroniques ont des plages de réglage de 0,4 à 1 fois le courant nominal I_n du déclencheur : c'est un avantage intéressant lorsque des évolutions importantes de l'installation sont prévues.

Exemple

(cf. Fig. H27)

Un disjoncteur Compact NSX630N (taille du boîtier) équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E de calibre 400 A réglé à 0,9 a une protection Long retard égale à :

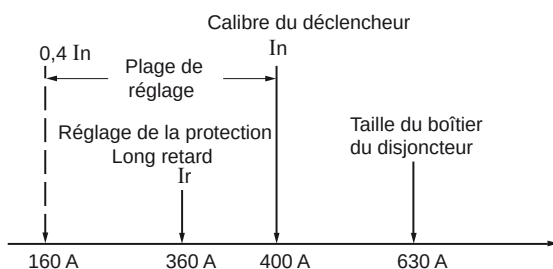
$$I_r = 400 \times 0,9 = 360 \text{ A}$$

Note : Si le disjoncteur n'est pas équipé d'un déclencheur réglable (ou intègre un dispositif de déclenchement fixe, cas général des disjoncteurs modulaires de petit calibre), $I_r = I_n$.

Exemple : pour un disjoncteur iC60N 20 A, $I_r = I_n = 20 \text{ A}$.

Fig. H27

Exemple d'un disjoncteur Compact NSX 630N équipé d'un déclencheur Micrologic 6.3 E réglé à 0,9 soit $I_r = 360 \text{ A}$



4.2.5 Courant de fonctionnement (I_m ou I_{sd}) des déclencheurs de court-circuit

Correspondances :

- CEI 60898 et NF EN 60898
- CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Le rôle des déclencheurs de court-circuit (magnétique ou Court retard) est de provoquer l'ouverture rapide du disjoncteur pour les fortes surintensités.

Leur seuil de fonctionnement I_m est :

- soit fixé par la norme pour les disjoncteurs domestiques régis par la norme CEI 60898,
- soit indiqué par le constructeur pour les disjoncteurs industriels régis par la norme CEI 60947-2.

Pour ces derniers, il existe une grande variété de déclencheurs permettant à l'utilisateur de disposer d'un appareil bien adapté aux caractéristiques du circuit à protéger, même dans les cas les plus particuliers (cf. Fig. H28, Fig. H29 et Fig. H30).

Fig. H28

Plages de réglage des protections contre les courants de surcharge et de court-circuit des déclencheurs des disjoncteurs BT

	Type de déclencheur	Protection contre les surcharges	Protection contre les courts-circuits		
Disjoncteurs domestiques CEI 60898	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$	Seuil bas type B $3 I_n \leq I_m \leq 5 I_n$	Seuil standard type C 5 $I_n \leq I_m \leq 10 I_n$	Seuil haut type D 10 $I_n \leq I_m \leq 20 I_n$ ^[a]
Disjoncteurs industriels modulaires ^[b]	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$ fixe	Seuil bas type B ou Z $3.2 I_n \leq \text{fixe} \leq 4.8 I_n$	Seuil standard type C 7 $I_n \leq \text{fixe} \leq 10 I_n$	Seuil haut type D ou K 10 $I_n \leq \text{fixe} \leq 14 I_n$
Disjoncteurs industriels CEI 60947-2 ^[b]	Magnéto-thermique	$I_r = I_n$ fixe Réglable : $0.7 I_n \leq I_r \leq I_n$	fixe: $I_m = 7 \text{ à } 10 I_n$ Réglable : ● Seuil bas : 2 à 5 I_n ● Seuil standard : 5 à 10 I_n		
	Electronique	Long retard $0.4 I_n \leq I_r \leq I_n$	Court retard (I_{sd}) réglable $I_r \leq I_{sd} \leq 10 I_r$ Instantané (I_i) fixe $I_i = 12 \text{ à } 15 I_n$		

[a] 50 I_n dans la norme CEI 60898, ce qui est considéré comme une valeur irréaliste par la plupart des constructeurs européens (produits Schneider Electric = 10 à 14 I_n).

[b] Pour un usage industriel, la norme CEI 60947-2 ne spécifie aucune valeur. Les valeurs ci-dessus sont seulement données comme étant celles les plus couramment utilisées.

H22

Fig. H29

Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur magnétothermique

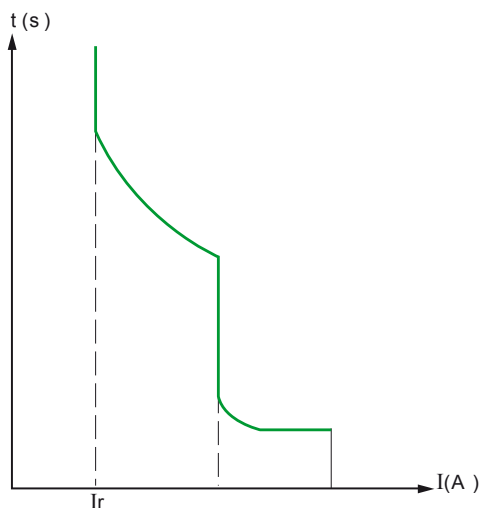
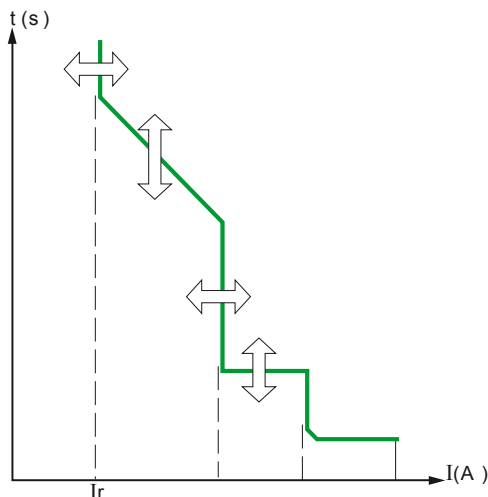


Fig. H30

Courbe de fonctionnement type d'un disjoncteur électronique



Ir : Courant de réglage de la protection contre les courants de surcharge (protection thermique ou Long retard)
I_{sd} : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit (protection magnétique ou Court retard)
Ii : Courant de réglage de la protection contre les courants de court-circuit Instantané
Icu : pouvoir de coupure

4.2.6 Aptitude au sectionnement

Un disjoncteur est apte au sectionnement s'il est conforme aux prescriptions prévues dans sa norme de référence (cf. paragraphe 1.2). Dans ce cas, c'est un disjoncteur sectionneur repéré en face avant par le symbole suivant :



Tous les appareils Acti 9, Compact et Masterpact sont dans cette catégorie.

4.2.7 Pouvoir assigné de coupure en court-circuit (Icu ou Icn)

La performance de coupure des courants de court-circuit d'un disjoncteur BT est globalement liée au cos φ de la boucle de défaut. Les normes établissent les valeurs normalisées de cette relation.

Le pouvoir assigné de coupure en court-circuit d'un disjoncteur est la valeur la plus élevée d'un courant présumé de défaut que le disjoncteur est capable de couper sans être endommagé. La valeur normalisée de ce courant est la valeur efficace de sa composante alternative, la composante transitoire continue, qui est toujours présente dans les cas de court-circuit, étant considérée comme nulle (cas très particulier d'un court-circuit "symétrique").

Les valeurs assignées, Icu pour les disjoncteurs de type industriel et Icn pour les disjoncteurs de type domestique, sont données en kA efficace.

La norme CEI 60947-2 définit deux performances de pouvoir de coupure soit :

- le pouvoir assigné de coupure ultime en court-circuit (Icu) : le disjoncteur est capable de couper un tel courant suivant la séquence d'essai normative O – CO^[9], ensuite il peut être endommagé mais l'installation ne doit pas être dangereuse (sectionnement assuré),
- le pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit (Ics) exprimé en % de Icu : il représente un niveau de courant de court-circuit plus réaliste (au point d'installation). Le disjoncteur doit être capable, après sa coupure, de fonctionner sans dégradation de ses performances suivant la séquence d'essai normative O – CO – CO^[9].

D'autres caractéristiques sont définies dans la norme CEI 60947-2 et développées dans le paragraphe 4.3.

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

- Déphasage courant/tension : si le courant est en phase avec la tension d'alimentation (facteur de puissance (cos φ) = 1 pour le circuit), la coupure du courant est plus aisée à réaliser qu'à toute autre valeur du facteur de puissance. En revanche, la coupure d'un courant avec un facteur de puissance de type inductif de faible valeur est nettement plus difficile à réaliser.

Dans la pratique, pour tous les courants de court-circuit, le facteur de puissance est de type inductif et est (plus ou moins) de faible valeur. En général, à une tension donnée, plus le niveau de court-circuit est élevé, plus le facteur de puissance est faible, par exemple, plus le disjoncteur est proche d'un transformateur MT/BT de forte puissance.

Le tableau de la Figure H31 extrait de la norme CEI 60947-2 établit les valeurs normalisées du cos φ en fonction de la valeur Icu pouvoir de coupure du disjoncteur.

La norme CEI 60947-2 a défini une batterie d'essais regroupés en séquences et devant être répétés sur un nombre spécifié d'appareils.

- le même appareil est soumis à une suite d'essais cumulatifs incluant un essai de fermeture et d'ouverture sur court-circuit,
- après la séquence d'essais de la performance Icu d'un disjoncteur [ouverture (O)-temporisation-fermeture/ouverture (CO)], des mesures et des essais complémentaires sont réalisés pour s'assurer que les caractéristiques suivantes n'ont pas été dégradées :
 - la tenue diélectrique,
 - la performance de déconnexion (aptitude à l'isolement),
 - le fonctionnement correct de la protection contre les courants de surcharge.

[9] O représente une manœuvre d'ouverture. CO représente une manœuvre de fermeture suivie d'une manœuvre d'ouverture.

Fig. H31

Relation entre I_{cu} et $\cos \varphi$ (selon la norme CEI 60947-2).

I_{cu}	$\cos \varphi$
$6 \text{ kA} < I_{cu} \leq 10 \text{ kA}$	0,5
$10 \text{ kA} < I_{cu} \leq 20 \text{ kA}$	0,3
$20 \text{ kA} < I_{cu} \leq 50 \text{ kA}$	0,25
$50 \text{ kA} < I_{cu}$	0,2

4.3 Autres caractéristiques d'un disjoncteur

4.3.1 Tension d'isolement (U_i)

La connaissance de ces caractéristiques moins importantes est cependant souvent nécessaire au choix définitif d'un disjoncteur.

C'est la valeur de la tension qui sert de référence pour les performances diélectriques de l'appareil effectuées généralement à des valeurs supérieures à $2U_i$.

La tension d'emploi maximale d'un disjoncteur ne peut être qu'inférieure ou égale à U_i .

$U_e \leq U_i$.

4.3.2 Tension de tenue aux chocs (U_{imp})

Cette caractéristique exprimée en kV choc traduit l'aptitude d'un matériel à résister aux tensions transitoires susceptibles de se présenter en exploitation.

Généralement pour les disjoncteurs industriels $U_{imp} = 8 \text{ kV}$, et pour les disjoncteurs domestiques $U_{imp} = 6 \text{ kV}$.

4.3.3 Catégorie (A ou B) courant de courte durée admissible (I_{cw})

Pour les disjoncteurs industriels (paragraphe 4.2) il existe deux catégories d'appareils :

- ceux de catégorie A pour lesquels aucun retard au déclenchement sur court-circuit n'est prévu (cf. **Fig. H32**). C'est le cas généralement des disjoncteurs sous boîtier moulé type Compact NSX,
- ceux de catégorie B pour lesquels, en vue de réaliser une sélectivité chronométrique, il est possible de retarder le déclenchement sur court-circuit de valeur inférieure au courant de courte durée admissible I_{cw} (cf. **Fig. H33**). C'est généralement le cas des disjoncteurs ouverts type Masterpact et de certains gros disjoncteurs sous boîtier moulé (Compact NS1250N par exemple).

I_{cw} est le courant maximal que peut supporter thermiquement et électrodynamiquement un disjoncteur de catégorie B pendant un temps donné par le constructeur.

Fig. H32

Disjoncteur de catégorie A

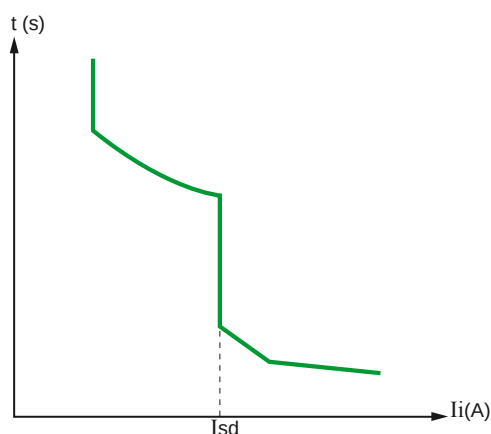
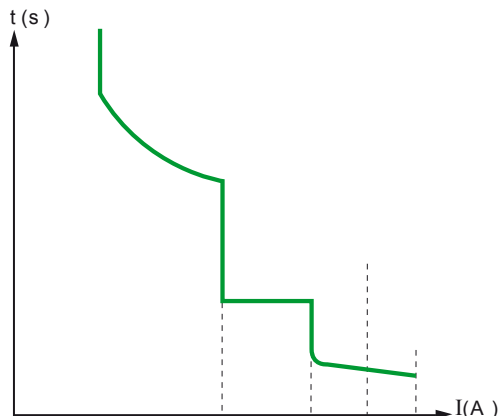


Fig. H33
Disjoncteur de catégorie
B



4.3.4 Pouvoir de fermeture (I_{cm})

C'est la plus grande intensité de courant que le disjoncteur peut établir sous la tension assignée dans des conditions spécifiées. En courant alternatif, il s'exprime par la valeur de crête du courant. Le pouvoir de fermeture est égal à k fois le pouvoir de coupure, k étant donné par la **Figure H34**.

Exemple

Un disjoncteur Masterpact NW08H2 a un pouvoir assigné de coupure ultime I_{cu} de 100 kA. La valeur du pouvoir assigné de fermeture en court-circuit I_{cm} (valeur crête) est donné par : $100 \times 2,2 = 220$ kA.

Fig. H34
Relation entre I_{cu} , I_{cm} et
 $\cos \varphi$ (selon les normes
CEI 60947-2 et NF EN
60947-2)

I_{cu}	$\cos \varphi$	$I_{cm} = k I_{cu}$
$6 \text{ kA} < I_{cu} \leq 10 \text{ kA}$	0,5	$1,7 \times I_{cu}$
$10 \text{ kA} < I_{cu} \leq 20 \text{ kA}$	0,3	$2 \times I_{cu}$
$20 \text{ kA} < I_{cu} \leq 50 \text{ kA}$	0,25	$2,1 \times I_{cu}$
$50 \text{ kA} \leq I_{cu}$	0,2	$2,2 \times I_{cu}$

4.3.5 Performance de coupure de service (I_{cs})

Dans toute installation, il est exceptionnel qu'un disjoncteur ait à couper un courant de défaut d'intensité analogue à son pouvoir de coupure I_{cu} . C'est pour cette raison qu'un pouvoir de coupure de service I_{cs} a été défini.

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Le pouvoir de coupure (I_{cu} ou I_{cn}) représente le courant de court-circuit maximal que peut avoir à couper un disjoncteur. La probabilité d'apparition d'un tel défaut est extrêmement faible et en exploitation un disjoncteur n'a en général à couper que des courants beaucoup plus faibles.

En revanche, il est important que des courants de court-circuit de probabilité plus élevée, soient coupés dans de très bonnes conditions afin de garantir, après élimination de la cause du défaut, la remise en service rapide et en toute sécurité de l'installation.

C'est pour cette raison que la CEI 60947-2 a introduit le pouvoir de coupure en service I_{cs} , généralement exprimé en % de I_{cu} (valeur à choisir par le constructeur entre 25, 50, 75 et 100%), défini de la manière suivante :

- O - CO - CO (à la valeur I_{cs}),
- les essais réalisés après cette séquence sont destinés à vérifier que le disjoncteur est en bon état et apte à assurer un service normal.

Pour les disjoncteurs de type domestique, $I_{cs} = k I_{cn}$, les valeurs du facteur k sont données dans le tableau XIV des normes CEI 60898 et NF EN 60898.

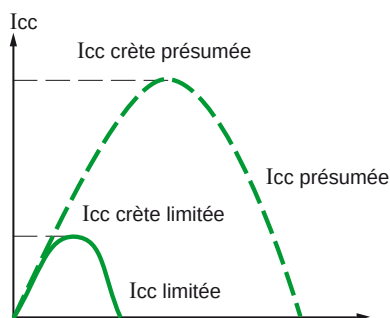
En Europe, il est de bonne pratique industrielle d'utiliser un facteur k de 100%, soit $I_{cs} = I_{cn}$.

4.3.6 Limitation du courant de défaut

La capacité de limitation du courant d'un disjoncteur BT est déterminée par son aptitude à empêcher le passage d'un courant de défaut, en ne laissant passer qu'un courant d'intensité limitée, comme indiqué dans la **Figure H35**.

Le courant "présumé" de défaut fait référence au courant qui circulerait dans le circuit si le disjoncteur n'avait pas de performance de limitation ou s'il n'y avait pas de protection.

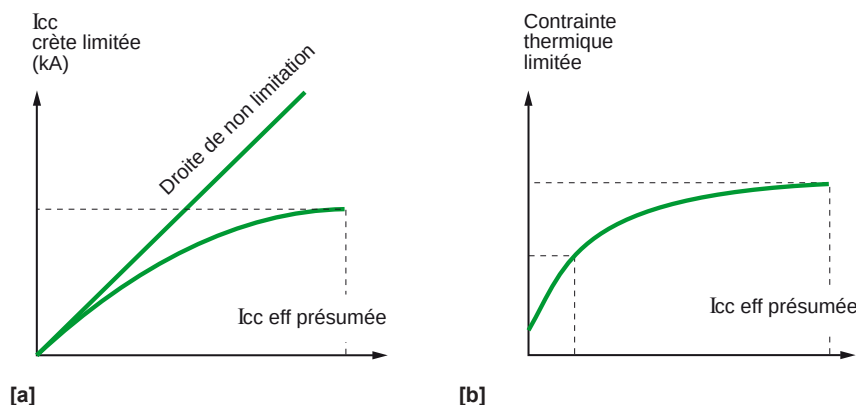
Fig. H35
Courant présumé et
courant limité réel



La performance de limitation du courant du disjoncteur est indiquée par le constructeur sous forme de courbes de limitation (cf. **Fig. H36**).

- La courbe du graphe "a" représente la valeur crête du courant limité en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut. La valeur crête non limitée de ce courant est représentée par une droite tangente à la courbe (aux courants faibles de défauts, il n'y a pas de limitation de courant).
 - La limitation du courant réduit de façon importante les contraintes thermiques (proportionnelles à I^2t) et cette performance est représentée sur le graphe "b" de la Figure H36 en fonction de la valeur efficace de la composante alternative du courant présumé de défaut.
- Certaines normes traitant des disjoncteurs pour les installations domestiques ou analogues (en particulier la norme européenne EN 60898) ont établi des classes. De ce fait un disjoncteur appartenant à une classe (de limiteur de courant) a une caractéristique de courant traversant limité I^2t définie par cette classe. Dans ce cas, les constructeurs n'ont pas à fournir des courbes de performance.

Fig. H36
Courbes de performance
d'un disjoncteur limiteur
BT



4.3.7 Les avantages de la limitation

La limitation de courant réduit à la fois les contraintes thermiques et électrodynamiques sur tous les éléments au travers desquels le courant de défaut passe et ainsi prolonge la durée d'utilisation de ces éléments. De plus, elle permet de mettre en œuvre la technique de filiation qui réduit significativement les coûts de conception et d'installation (cf. § 4.5).

L'utilisation de disjoncteurs limiteurs présente de nombreux avantages :

- meilleure conservation de l'installation électrique : la limitation atténue fortement les effets néfastes des courants de court-circuit,
- réduction des effets thermiques : l'échauffement des conducteurs (et aussi de leur isolant) est significativement réduite, de sorte que la durée de vie des conducteurs est prolongée en conséquence,
- réduction des effets mécaniques : les forces dues aux répulsions électrodynamiques sont plus faibles avec moins de risques de déformations et de ruptures, de brûlures des contacts, etc.
- réduction des effets électromagnétiques (CEM) sur les équipements de mesure et les circuits associés, sur les réseaux de télécommunications, etc.

Exemple

Sur un départ ayant un courant présumé de court-circuit I_{cc} de 150 kA efficace, un disjoncteur Compact NSX de type L limite l'amplitude du courant crête à moins de 10% de celle du courant crête présumé, et réduit les effets thermiques à moins de 1% de ceux qui auraient été créés par le courant présumé de défaut.

La [filiation](#) sur plusieurs niveaux de la distribution d'une installation BT, réalisée en aval d'un disjoncteur limiteur permet des gains économiques importants : par exemple, économie sur le choix des disjoncteurs (de performance moindre, donc moins coûteux), sur le dimensionnement des tableaux et sur l'étude (plus simple) de l'installation, soit une réduction totale de 20% des coûts.

Avec la gamme de disjoncteurs Compact NSX, la sélectivité et la filiation des protections sont possibles simultanément jusqu'au plein pouvoir de coupure du disjoncteur en aval.

4.4 Choix d'un disjoncteur

H27

4.4.1 Choix d'un disjoncteur

Le choix d'un disjoncteur est déterminé par : les caractéristiques électriques de l'installation, l'environnement, les récepteurs et l'aptitude à la télécommande et au type de communication souhaité.

Le choix d'un disjoncteur s'effectue en fonction :

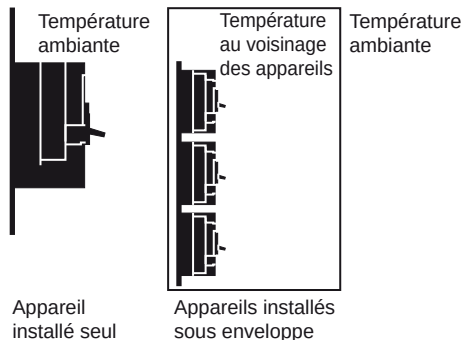
- des caractéristiques électriques de l'installation sur laquelle il est installé,
 - de l'environnement dans lequel il se trouve, température ambiante, installation en armoire, conditions climatiques,
 - des caractéristiques de pouvoir de coupure et de pouvoir de fermeture,
 - des impératifs d'exploitation : sélectivité, nécessité ou non de fonctions auxiliaires telles que télécommande, commande rotative, contacts auxiliaires, bobines de déclenchement auxiliaire, insertion dans un réseau de communication local ou de supervision, etc,
 - des règles d'installation, en particulier pour la protection des personnes,
 - des caractéristiques des récepteurs, tels que moteurs, éclairage fluorescent, transformateurs BT / BT, etc. Les problèmes posés par ces récepteurs sont examinés en détail au chapitre M.
- Ce qui suit s'attache au choix d'un disjoncteur dans les circuits de distribution.

4.4.2 Choix du courant assigné en fonction de la température

Le courant assigné d'un disjoncteur est défini pour un fonctionnement de l'appareil dans une température ambiante donnée, en général :

- 30°C pour les disjoncteurs de type domestique,
- 40°C pour les disjoncteurs de type industriel.

Le comportement des disjoncteurs dans des conditions de température différentes dépend de la technologie des déclencheurs. (cf. **Fig. H37**).

Fig. H37
Température ambiante

4.4.3 Déclencheurs magnétothermiques non compensés

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température.

Les disjoncteurs à déclencheurs thermiques non compensés ont un courant de déclenchement dépendant de la température. Si l'appareil est placé dans un coffret ou une armoire, ou dans une ambiance chaude, le courant de fonctionnement des déclencheurs thermiques peut être modifié. Les appareils Compact NSX sont calibrés à 40°C. Pour des températures ambiantes supérieures, la déflexion du bilame modifie le seuil de déclenchement. Il y a "déclassement" si l'appareil est soumis à une température supérieure à sa température de référence. Les constructeurs donnent donc pour leurs disjoncteurs des tableaux de déclassement (ex : **Fig. H38a and H38b**).

Les appareils de type modulaire (par exemple, gamme Acti 9 de Schneider Electric) sont souvent installés côte à côte dans des coffrets de faibles dimensions. Si des disjoncteurs sont susceptibles d'être simultanément en charge, un facteur de correction (par exemple, 0,8) doit être appliqué à leur courant d'emploi.

Exemple

Quel courant assigné choisir pour un iC60N ?

- devant protéger un circuit dont l'intensité d'emploi est 34 A,
- installé avec d'autres appareils côte à côte dans un coffret de distribution terminale,
- dans une température ambiante de 50°C.

Un iC60N calibre 40 A a, dans ces conditions, un courant d'emploi de $35,6 \times 0,8 = 28,5$ A (cf. **Fig. H38a**). Il ne peut donc pas convenir. Il faut choisir un iC60N, calibre 50 A dont le courant d'emploi est $44,0 \times 0,8 = 35,2$ A.

Exemples de tableaux de courants qui servent de base à la détermination de la protection en fonction de la température

Fig. H38a
iC60H: courbe C - iC60N:
courbes B et C
(Température de
référence: 30°C)

Calibre (A)	20°C	25°C	30°C	35°C	40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
1	1,05	1,02	1,00	0,98	0,95	0,93	0,90	0,88	0,85
2	2,08	2,04	2,00	1,96	1,92	1,88	1,84	1,80	1,74
3	3,18	3,09	3,00	2,91	2,82	2,70	2,61	2,49	2,37
4	4,24	4,12	4,00	3,88	3,76	3,64	3,52	3,36	3,24
6	6,24	6,12	6,00	5,88	5,76	5,64	5,52	5,40	5,30
10	10,6	10,3	10,0	9,70	9,30	9,00	8,60	8,20	7,80
16	16,8	16,5	16,0	15,5	15,2	14,7	14,2	13,8	13,5
20	21,0	20,6	20,0	19,4	19,0	18,4	17,8	17,4	16,8
25	26,2	25,7	25,0	24,2	23,7	23,0	22,2	21,5	20,7
32	33,5	32,9	32,0	31,4	30,4	29,8	28,4	28,2	27,5
40	42,0	41,2	40,0	38,8	38,0	36,8	35,6	34,4	33,2
50	52,5	51,5	50,0	48,5	47,4	45,5	44,0	42,5	40,5
63	66,2	64,9	63,0	61,1	58,0	56,7	54,2	51,7	49,2

Fig. H38b

Disjoncteurs Compact
NSX100-250 N/H/L
équipé d'un déclencheur
TM-D ou TM-G

Calibre	Temperature (°C)												
(A)	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
16	18,4	18,7	18	18	17	16,6	16	15,6	15,2	14,8	14,5	14	13,8
25	28,8	28	27,5	25	26,3	25,6	25	24,5	24	23,5	23	22	21
32	36,8	36	35,2	34,4	33,6	32,8	32	31,3	30,5	30	29,5	29	28,5
40	46	45	44	43	42	41	40	39	38	37	36	35	34
50	57,5	56	55	54	52,5	51	50	49	48	47	46	45	44
63	72	71	69	68	66	65	63	61,5	60	58	57	55	54
80	92	90	88	86	84	82	80	78	76	74	72	70	68
100	115	113	110	108	105	103	100	97,5	95	92,5	90	87,5	85
125	144	141	138	134	131	128	125	122	119	116	113	109	106
160	184	180	176	172	168	164	160	156	152	148	144	140	136
200	230	225	220	215	210	205	200	195	190	185	180	175	170
250	288	281	277	269	263	256	250	244	238	231	225	219	213

4.4.4 Déclencheurs magnétothermiques compensés

Ces déclencheurs comportent un bilame compensé en température qui garantit le déclenchement à la valeur de réglage du courant de surcharge (I_r ou I_{rth}) en évitant l'influence de la température ambiante.

Par exemple

- Dans certains pays, les réseaux de distribution publique BT sont en schéma TT. La protection de l'installation électrique et de l'abonné est réalisée par des disjoncteurs fournis par le distributeur d'énergie. Ces disjoncteurs (de calibre généralement ≤ 60 A) ont un rôle tarifaire de contrôle de la consommation : ainsi ils déclenchent par protection thermique dès que la consommation dépasse la valeur contractuelle de l'abonnement. Afin de conserver un seuil de déclenchement thermique constant, ces disjoncteurs doivent être compensés sous une plage de température de -5°C à $+40^\circ\text{C}$.
- Les disjoncteurs BT de calibre ≤ 630 A, équipés de déclencheurs magnétothermiques, ont généralement des déclencheurs compensés pour la même plage de température de -5°C à $+40^\circ\text{C}$.

4.4.5 Déclencheurs électroniques

Les déclencheurs électroniques procurent l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température.

L'électronique procure au déclencheur l'avantage d'une très grande stabilité de fonctionnement lors des variations de température (cf. Fig. H39).

Cependant les appareils eux-mêmes subissent les effets de la température à leur voisinage.

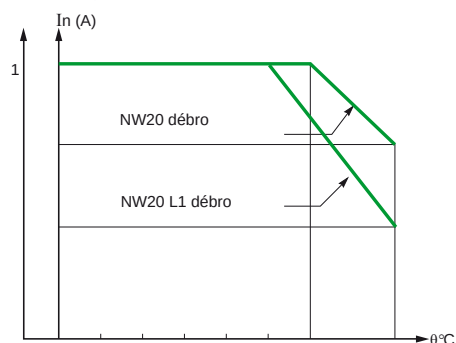
Le déclassement de ces appareils est nécessaire pour garder une sécurité suffisante par rapport aux limites physiques de leurs composants (cuivrie, capteurs, enveloppe, etc.).

Les constructeurs donnent généralement sous forme d'abaque les valeurs maximales de réglage des déclencheurs en fonction de la température.

Fig. H39

Déclassement d'un disjoncteur Masterpact NW20 selon la température

Disjoncteur Masterpact NW20			40°C	45°C	50°C	55°C	60°C
H1/H2/H3	Débrochable prises AR horizontales	In (A)	2 000	2 000	2 000	1 980	1 890
		Réglage max. de Ir	1	1	1	0,99	0,95
L1	Débrochable prises AR de chant	In (A)	2 000	200	1 900	1 850	1 800
		réglage max. de Ir	1	1	0,95	0,93	0,90



4.4.6 Choix d'un seuil instantané magnétique ou court-retard

La Figure H40 récapitule les principales caractéristiques des déclencheurs magnétiques ou court-retard.

Fig. H40

Différents déclencheurs magnétiques ou court-retard

Type	Déclencheur	Applications
	Seuil bas type B	- Sources à faible puissance de court-circuit (générateurs) - Grandes longueurs de câbles
	Seuil standard type C	Protection des circuits : cas général
	Seuil haut type D ou K	Protection des circuits en présence de fort courant d'appel (exemple : transformateurs ou moteurs)
	12 In type MA	Destiné à la protection des moteurs en association avec un discontacteur (contacteur avec protection contre lessurcharges)

4.4.7 Choix d'un disjoncteur selon le pouvoir de coupure

Un disjoncteur dans une distribution BT doit pouvoir couper (seul ou associé à un autre dispositif) le court-circuit présumé en son point d'installation (prescriptions de la CEI 60 364 partie 4-43 § 434.5.1).

L'installation d'un disjoncteur dans une distribution BT doit répondre à l'une des deux conditions suivantes :

- soit posséder un pouvoir de coupure Icu (ou Icn) au moins égal au courant de court-circuit présumé en son point d'installation,

- soit, si ce n'est pas le cas, être associé à un autre dispositif de coupure situé en amont et ayant le pouvoir de coupure nécessaire.

Dans ce dernier cas, les caractéristiques des deux dispositifs doivent être coordonnées de manière que l'énergie que laisse passer le dispositif placé en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le dispositif placé en aval et les canalisations protégées par ces dispositifs.

Cette possibilité est mise à profit dans :

- des associations fusibles-disjoncteurs,
- des associations disjoncteurs-disjoncteurs appelées **filiation** qui utilisent le fort pouvoir de limitation des disjoncteurs Compact.

Pour la France, la norme d'installation NF C 15-100 CEI 60 364 partie 4-43 reconnaît dans les mêmes termes les prescriptions décrites ci-dessus.

4.4.8 Choix d'un disjoncteur général d'arrivée et des disjoncteurs principaux

Un seul transformateur

Si le transformateur est installé dans un poste d'abonné à comptage BT, certaines normes nationales exigent un disjoncteur à coupure visible (tel qu'un disjoncteur Compact NSX débrochable ou un disjoncteur Compact NSX associé à un interrupteur INV à coupure visible).

Exemple

(cf. Fig. H41)

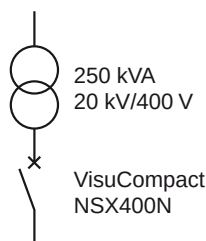
Quel doit être le type de disjoncteur général pour une installation alimentée par un transformateur MT/BT triphasé 400 V de 250 kVA installé dans un poste d'abonné à comptage BT ?

In transformateur = 360 A

Icc (triphasé) = 8,9 kA

Un disjoncteur Compact NSX 400 N équipé d'un déclencheur Micrologic réglable sur la plage 160...400 A et ayant un pouvoir de coupure Icu de 50 kA est un choix adapté à cette application.

Fig. H41
Exemple d'un
transformateur et
comptage BT



Plusieurs transformateurs en parallèle

(cf. Fig. H42)

Dans le cas d'une alimentation par plusieurs transformateurs, le disjoncteur d'arrivée d'un des transformateurs doit avoir un pouvoir de coupure tel qu'en cas de court-circuit en amont sur son arrivée, il puisse couper seul un courant de court-circuit alimenté par tous les autres transformateurs.

- Chaque disjoncteur principal DP d'un départ du tableau de distribution BT doit pouvoir couper un courant de court-circuit alimenté par tous les transformateurs connectés au jeu de barres soit dans l'exemple $I_{cc\ DP} = I_{cc1} + I_{cc2} + I_{cc3}$.
- Chaque disjoncteur général DG d'arrivée protégeant le secondaire d'un transformateur, doit pouvoir couper seul la valeur maximale d'un courant de court-circuit situé sur le circuit en amont, soit par exemple $I_{cc} = I_{cc2} + I_{cc3}$ pour un court-circuit situé juste en amont du disjoncteur DG1.
De cette considération, il ressort que :
 - le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus faible puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le plus élevé (fourni par tous les autres transformateurs),
 - le disjoncteur général protégeant l'arrivée du transformateur ayant la plus forte puissance doit pouvoir couper le courant de court-circuit le moins élevé (fourni par tous les autres transformateurs).

En conséquence chaque disjoncteur général, dont le courant de réglage est déterminé par le calibre en kVA de son seul transformateur d'alimentation, doit être aussi dimensionné en terme de pouvoir de coupure qui dépend des autres transformateurs.

4 La solution disjoncteur

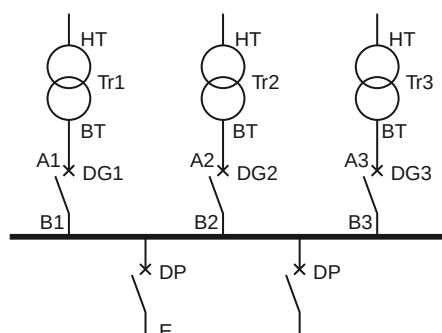
Note : les conditions essentielles pour réaliser la marche en parallèle de 3 transformateurs sont résumées ci-après :

1. tous les transformateurs doivent être du même type de couplage primaire-secondaire,
2. les rapports de transformation des tensions à vide doivent être identiques,
3. les impédances de court-circuit doivent être égales.

Par ailleurs, pour des transformateurs ayant un rapport supérieur à 2 entre les puissances nominales, la marche en parallèle n'est pas recommandée.

Par exemple, un transformateur de 750 kVA avec une impédance de court-circuit $Z_{cc}=6\%$ peut fonctionner correctement en parallèle avec un transformateur de 1000 kVA ayant la même impédance de court-circuit $Z_{cc}=6\%$. Les deux transformateurs sont automatiquement chargés proportionnellement à leur puissance en kVA.

Fig. H42
Transformateurs en
parallèle



Le tableau de la **Figure H43** indique pour les schémas les plus courants (deux ou trois transformateurs de même puissance) le courant maximal de court-circuit que doit couper chaque disjoncteur général et chaque disjoncteur principal (respectivement DG et DP dans la Figure H42).

Le tableau est établi en faisant les hypothèses suivantes :

- la puissance de court-circuit du réseau triphasé en amont est de 500 MVA,
- les transformateurs sont de type standard 20 kV/400 V,
- la connexion entre le transformateur et le disjoncteur général de chaque circuit est réalisée par des câbles unipolaires de 5 mètres,
- la connexion entre un disjoncteur général (d'arrivée) et un disjoncteur principal (de départ) est réalisée par des barres de 1 mètre,
- l'appareillage est installé dans des tableaux fermés dans une température ambiante de 30°C.

Fig. H43
Intensités maximales des
courants de court-circuit
que doivent couper un
disjoncteur général et un
disjoncteur principal avec
plusieurs transformateurs
en parallèle

Nombre et puissance des transformateurs 20 kV/400 V S (en kVA)	Disjoncteur général Pouvoir de coupure Icu minimal (PdC en kA)	Disjoncteur général (sélectivité totale avec les départs)	Disjoncteur principal Pouvoir de coupure Icu minimal (PdC en kA)	Disjoncteur principal Choix pour un courant assigné In de 250 A
2 x 400	14	NW08N1/NS800N	27	NSX250F
3 x 400	28	NW08N1/NS800N	42	NSX250N
2 x 630	22	NW10N1/NS1000N	42	NSX250N
3 x 630	44	NW10N1/NS1000N	67	NSX250S
2 x 800	19	NW12N1/NS1250N	38	NSX250N
3 x 800	38	NW12N1/NS1250N	56	NSX250H
2 x 1,000	23	NW16N1/NS1600N	47	NSX250N
3 x 1,000	47	NW16N1/NS1600N	70	NSX250H
2 x 1,250	29	NW20N1/NS2000N	59	NSX250H
3 x 1,250	59	NW20N1/NS2000N	88	NSX250S
2 x 1,600	38	NW25N1/NS2500N	75	NSX250S
3 x 1,600	75	NW25N1/NS2500N	113	NSX250L
2 x 2,000	47	NW32N1/NS3200N	94	NSX250S
3 x 2,000	94	NW32N1/NS3200N	141	NSX250L

De plus, ce tableau indique des choix de disjoncteurs Schneider Electric :

- pour le disjoncteur général,

- pour le disjoncteur principal pour la valeur de courant assigné 250 A, à titre d'exemple.

Exemple

(cf. Fig. H44)

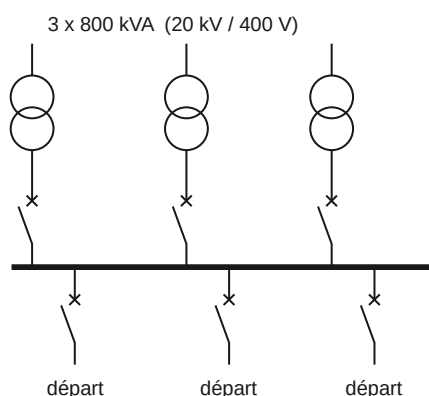
- 3 transformateurs de 800 kVA (soit $I_n = 1126$ A) en parallèle.
La lecture du tableau de la **Figure H43** permet de déduire dans ce cas :
 - le pouvoir de coupure (PdC) minimum $I_{cu} = 38$ kA
 - directement, le choix du disjoncteur Compact NS 1250N ($I_n = 1250$ A, $I_{cu} = 50$ kA).
- Choix des disjoncteurs principaux DP :
La lecture du tableau de la **Figure H43** permet en effet :
 - le pouvoir de coupure (PdC) minimum $I_{cu} = 56$ kA
 - directement, le choix du disjoncteur Compact NSX 250H ($I_n = 250$ A, $I_{cu} = 70$ kA), pour le départ 250 A, disjoncteur DP1.

Afin d'optimiser la distribution BT, il est cependant recommandé de choisir pour les disjoncteurs principaux de ces trois départs des disjoncteurs limiteurs respectivement de NSX 400 L, NSX 100 L et NSX 250 L. Le pouvoir de coupure de tous ces disjoncteurs est $I_{cu} = 150$ kA.

Le choix de ces disjoncteurs permet en effet :

 - d'être sélectifs (sélectivité totale) avec les disjoncteurs en amont (Compact NS 1250 N),
 - de mettre en œuvre la technique de filiation et, donc, de réaliser d'importantes économies sur les disjoncteurs installés en aval.

Fig. H44
Exemple de
transformateurs en
parallèle



H33

4.4.9 Choix des disjoncteurs divisionnaires et des disjoncteurs terminaux

La valeur du courant de court-circuit en tout point de l'installation peut être obtenue sur des tableaux à partir de la valeur du courant de court-circuit à l'origine de l'installation

A partir des tableaux de la **Figure G39**, la valeur du courant de court-circuit triphasé peut être déterminée rapidement en tout point de l'installation connaissant :

- l'intensité du courant de court-circuit à un point situé en amont de l'emplacement du disjoncteur concerné,
 - la longueur, la section et la nature de la canalisation située entre ces deux points.
- Il suffit ensuite de choisir un disjoncteur dont le pouvoir de coupure est supérieur à la valeur lue dans le tableau.

Calcul détaillé du courant de court-circuit

Afin de calculer plus précisément le courant de court-circuit, notamment lorsque le pouvoir de coupure du disjoncteur est légèrement plus faible que le courant de court-circuit déduit du tableau, il est nécessaire d'utiliser la méthode indiquée à la page [Courant de court-circuit](#).

Emploi des disjoncteurs Phase-Neutre

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Ces disjoncteurs sont munis uniquement d'un seul déclencheur sur la phase et peuvent être installés en schéma TT, TN-S et IT.

En schéma IT, les condition suivantes doivent cependant être respectées :

- la condition (B) du tableau de la [Figure G63](#) pour la protection du conducteur neutre contre les surintensités en cas d'un défaut double,
- le pouvoir de coupure du disjoncteur, si le courant de court-circuit triphasé est :
 - inférieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase-phase) un courant de double défaut égal à 15% du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,
 - supérieur à 10 kA, le disjoncteur Phase-Neutre doit être capable de couper sur un pôle (à la tension phase-phase) un courant de double défaut égal à 25% du courant présumé de court-circuit triphasé au point d'installation,

Ces conditions s'appliquent aussi au choix des disjoncteurs bipolaires, tripolaires et tétrapolaires.

- la protection contre les contacts indirects : elle est assurée selon les règles du schéma IT.

Cette prescription est indiquée dans la norme CEI 60364-4-43 au paragraphe 431.2.2 et dans la norme CEI 60947-2 annexe H.

En France, la norme NF C 15-100 reprend, en termes identiques, les articles de la norme CEI 60364-4-43.

Pouvoir de coupure insuffisant

Dans une distribution électrique à basse tension, il arrive parfois, principalement pour les installations de forte puissance, que l'intensité du courant présumé de court-circuit Icc soit supérieure au pouvoir de coupure Icu du disjoncteur que l'on souhaite installer.

Les solutions ci-après peuvent être envisagées :

- **solution 1** : utiliser la technique de [filiation](#) si le disjoncteur situé en amont est de type limiteur et le permet,
- **solution 2** : remplacer un disjoncteur situé en amont non limiteur par un disjoncteur limiteur. Cette solution est intéressante économiquement seulement si un ou deux appareils sont concernés,
- **solution 3** : associer un fusible de type gG ou aM en amont du disjoncteur. Cette association doit respecter les règles suivantes :
 - choisir un fusible de calibre approprié,
 - ne pas installer de fusible sur le conducteur neutre sauf dans certains cas d'installation en schéma IT. En schéma IT si le courant de double défaut conduit à un courant de court-circuit supérieur au pouvoir de coupure du disjoncteur, un fusible peut être aussi installé sur le conducteur neutre à condition que la fusion de ce fusible provoque le déclenchement du disjoncteur.

4.5 Coordination entre les disjoncteurs

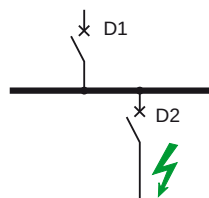
Seuls des essais en laboratoire permettent de déterminer et de garantir la coordination entre deux disjoncteurs.

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

Le terme de coordination concerne le comportement de deux appareils D1 et D2 placés en série dans une distribution électrique, en présence d'un court-circuit en aval de D2 (cf. **Fig. H45**). Il recouvre deux notions :

- la filiation ou protection d'accompagnement,

Fig. H45
Coordination entre
disjoncteurs



- la sélectivité.
Pour déterminer et garantir la coordination entre deux disjoncteurs, il est nécessaire d'effectuer une première approche théorique et de confirmer les résultats par des essais judicieusement choisis.
La norme CEI 60947-2 annexe A demande aux constructeurs que les résultats soient vérifiés par un grand nombre d'essais et consignés dans des tableaux.

4.5.1 Filiation

La technique de filiation consiste à utiliser le pouvoir de limitation des disjoncteurs en amont pour installer en aval des disjoncteurs, en général standard, ayant des performances moindres. Elle procure de ce fait une simplification et des économies pour

Définition de la filiation

En limitant la valeur crête d'un courant de court-circuit traversant, un disjoncteur limiteur permet l'utilisation, dans les circuits placés en aval de ce disjoncteur, d'appareillages ayant un pouvoir de coupure (disjoncteurs) et des caractéristiques de tenue thermique et électromécanique bien inférieures à ceux nécessaires sans limitation.

La réduction de la taille physique et des performances requises conduit à de substantielles économies et à la simplification de la conception de l'installation. Il est à noter que :

- en conditions de court-circuit, un disjoncteur limiteur a pour effet pour les circuits situés en aval d'augmenter l'impédance de source,
- pour toutes les autres conditions de fonctionnement, il n'a aucun effet similaire, par exemple, lors d'un démarrage d'un moteur de forte puissance (pour lequel une source à faible impédance est hautement recommandée).

Les disjoncteurs de la gamme Compact NSX à haut pouvoir de limitation présentent ainsi des avantages économiques particulièrement intéressants.

Conditions de mise en œuvre

Correspondance : CEI 60947-2 et NF EN 60947-2

La plupart des normes d'installation nationales autorisent ce type d'association à condition que l'énergie que laisse passer le disjoncteur en amont ne soit pas supérieure à celle que peut supporter sans dommage le ou les disjoncteurs installés en aval bénéficiant du pouvoir de limitation du disjoncteur installé en amont.

La norme CEI 60364-5-53 § 535.2 reconnaît cette association, la norme CEI 60364-4-43 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

Pour la France :

- la norme NF C 15-100 § 535.2 reconnaît cette association dans ces conditions,
- la norme NF C 15-100 § 434.5.1 permet son application au niveau des pouvoirs de coupure.

Pour déterminer et garantir la filiation entre disjoncteurs, le constructeur doit effectuer des essais judicieusement choisis. C'est ainsi que Schneider Electric a toujours pratiqué pour établir les tableaux de filiation qui sont aujourd'hui en parfait accord avec l'annexe A de la norme CEI 60947-2. A titre d'exemple, le tableau de la **Figure H46** indique les possibilités de filiation des disjoncteurs iC60, DT40N, C120 et NG125 avec les disjoncteurs Compact NSX 250 N, H ou L pour un réseau triphasé 230-240/400-415 V.

Fig. H46
Exemple de possibilités
de filiation pour un réseau
triphasé 230-240/400-415
V

	kA eff.			
Pouvoir de coupure du disjoncteur limiteur en amont	150			NSX250L
	70		NSX250H	
	50	NSX250N		
		↓	↓	↓
Pouvoir de coupure renforcé par filiation du disjoncteur en aval	150			NG125L
	70		NG125L	
	36	NG125N	NG125N	
	30	iC60N/ H<=32A	iC60N/ H<=32A	iC60N/ H<=32A
	30	iC60L<=25A	iC60L<=25A	iC60L<=25A
	25	iC60H>=40A C120N/H	iC60H>=40A C120N/H	iC60H>=40A C120N/H
	20	iC60N>=40A	iC60N>=40A	iC60N>=40A

Avantages de la filiation

Une sélectivité peut-être de type ampèremétrique, chronométrique ou énergétique, et alors être partielle ou totale, ou encore de type logique. Le système SELLIM (brevet Schneider Electric) associe les avantages de la sélectivité et de la limitation.

La limitation du courant se faisant tout au long des circuits contrôlés par le disjoncteur limiteur, la filiation concerne tous les appareils placés en aval de ce disjoncteur. Elle n'est donc pas restreinte à 2 appareils consécutifs et peut être utilisée entre disjoncteurs situés dans des tableaux différents. Il en résulte que l'installation d'un seul disjoncteur limiteur peut engendrer des simplifications et des économies importantes pour toute l'installation aval :

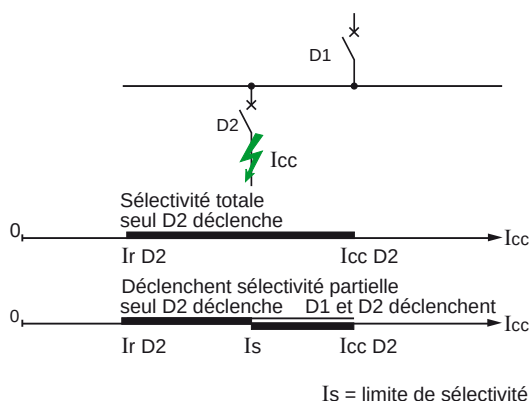
- simplification des calculs de courants de court-circuit en aval, ces courants étant fortement limités,
- simplification du choix des appareils,
- économie sur ces appareils, puisque la limitation des courants de court-circuit permet d'utiliser des appareils moins performants, donc moins chers,
- économie sur les enveloppes, puisque les appareils moins performants sont en général moins encombrants.

4.5.2 Sélectivité

Il y a sélectivité des protections si un défaut, survenant en un point quelconque du réseau, est éliminé par l'appareil de protection placé immédiatement en amont du défaut et lui seul (cf. **Fig. H47**). L'étude de sélectivité décrite ci-après utilise la terminologie de la CEI 60947-2 pour les différents seuils de déclenchement (voir § 4.2).

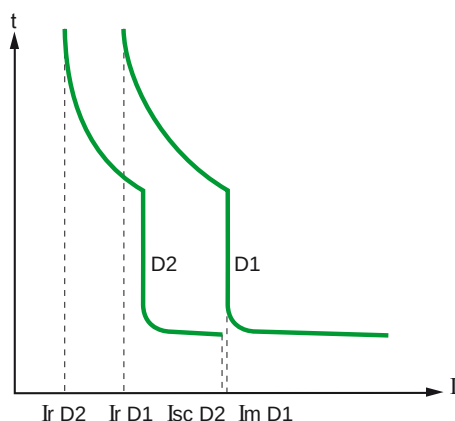
H36

Fig. H47
Sélectivité totale et partielle



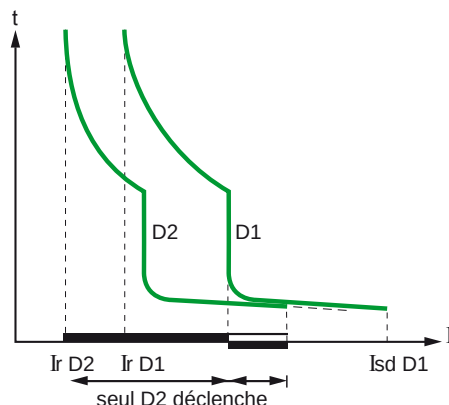
La sélectivité entre deux disjoncteurs D1 et D2 est totale si D2 fonctionne pour toute valeur de court-circuit jusqu'au courant de court-circuit franc triphasé au point où il est placé (cf. **Fig. H48**).

Fig. H48
Sélectivité totale entre les disjoncteurs D1 et D2



La sélectivité est partielle si D2 fonctionne seul jusqu'à un courant de court-circuit présumé I_s inférieur à $I_{cc} D2$. Au-delà de cette valeur, D1 et D2 fonctionnent simultanément (cf. **Fig. H49**).

Fig. H49
Sélectivité partielle entre
les disjoncteurs D1 et D2



Principe de la sélectivité selon le type de protection

Protection contre les courants de surcharge : sélectivité ampèremétrique

La sélectivité ampèremétrique est fondée sur l'étagement des niveaux des courants (cf. **Fig. H50a**).

- Cette technique repose sur le décalage en intensité (vers la droite) des courbes de protection : le réglage de la protection en amont est toujours plus élevé que celui de la protection en aval.
- Cette technique utilisée seule assure une sélectivité totale lorsque le courant présumé de défaut $I_{cc} D2$ est suffisamment faible (distribution terminale) pour être inférieur au magnétique fixe (ou au seuil de réglage de la protection Court retard) du disjoncteur en amont $I_{sd} D1$ (la limite de sélectivité est $I_s = I_{sd} D1$).

Une règle simple pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général :

- $I_r D1 / I_r D2 > 2$,
- $I_{sd} D1 > I_{sd} D2$.

Protection contre les courants de court-circuit de faible valeur : sélectivité chronométrique

La sélectivité chronométrique est fondée sur l'étagement des temporisations (cf. **Fig. H50b**).

Cette technique repose sur le décalage en temps (décalage vers le haut) des courbes de protection :

- le retard intentionnel (Δt), ou la différence des retards intentionnels, entre les déclenchements des disjoncteurs est suffisant pour assurer la sélectivité,
- les seuils des protections Court retard sont aussi suffisamment étagés.

Cette technique de sélectivité ne peut pas être utilisée seule en BT : elle doit être associée à la technique de sélectivité précédente. La sélectivité est totale lorsque le courant présumé de défaut $I_{cc} D2$ est inférieur au seuil de réglage de la protection Instantané du disjoncteur en amont $I_i D1$ (cas du disjoncteur général en amont des disjoncteurs principaux dans les TGBT)

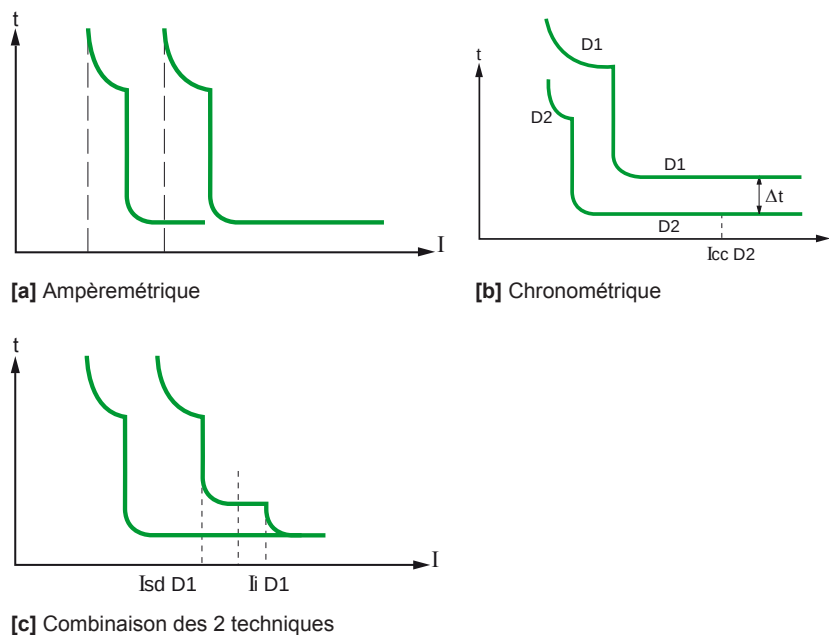
Combinaison de ces deux techniques (cf. **Fig. H50c**).

La règle pour obtenir une sélectivité totale dans le cas général

- $I_r D1 / I_r D2 > 2$,
- $I_{sd} D1 / I_{sd} D2 > 2$,
- $\Delta t D1 > \Delta t D2$ (généralement 50% de différence est suffisant),
- $I_{cc} D2 < I_i D1$.

H37

Fig. H50
Sélectivité



Protection contre les courants de court-circuit de forte valeur : sélectivité énergétique

La sélectivité énergétique repose sur la capacité du disjoncteur aval D2 à limiter l'énergie le traversant à une valeur inférieure à celle nécessaire pour provoquer le déclenchement du disjoncteur amont D1.

Aucune règle générale ne peut être établie : seuls des essais conformément aux normes CEI 60947-1 et -2 peuvent garantir une telle sélectivité

Synthèse des techniques de sélectivité

Sélectivité ampèremétrique

(cf. Fig. H51)

- $I_s = I_{sd\ D2}$ si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, $I_{sd\ D1}$ et $I_{sd\ D2}$, sont égaux ou très proches,
- $I_s = I_{sd\ D1}$ si les seuils de la protection Court retard des deux disjoncteurs, $I_{sd\ D1}$ et $I_{sd\ D2}$, sont suffisamment éloignés.

Qualité de la sélectivité

La sélectivité est totale si $I_{cc2} < I_{sd\ D1}$

Cela implique :

- un faible niveau du courant de court-circuit I_{cc2} ,
- une différence importante entre les calibres des disjoncteurs.

La sélectivité ampèremétrique seule est utilisée dans la distribution terminale.

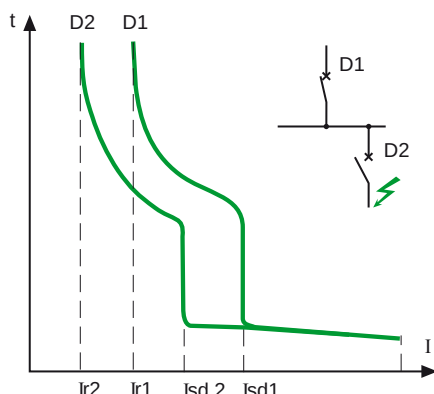
Une règle simple, la sélectivité ampèremétrique est pleinement réalisée si

- $I_r\ D1 / I_r\ D2 > 2$,
- $I_{sd\ D1} / I_{sd\ D2} > 2$.

La limite de sélectivité est :

- $I_s = I_{sd\ D1}$.

Fig. H51
Sélectivité
ampèremétrique



Sélectivité chronométrique

(cf. Fig. H52)

Les seuils ($I_r D1$, $I_{sd} D1$) de D1 et ($I_r D2$, $I_{sd} D2$) de D2 respectent les règles d'étagement de la sélectivité ampèremétrique.

La limite de sélectivité I_s :

- $I_s \leq I_i D1$ sur les départs terminaux et/ou divisionnaires.
Des disjoncteurs de catégorie A (suivant CEI 60947-2) en aval peuvent être utilisés avec des disjoncteurs légèrement temporisés en amont.
Cela permet de prolonger la sélectivité ampèremétrique jusqu'au seuil de protection Instantané I_i1 du disjoncteur en amont.
- $I_s \geq I_{cw} D1$ sur les arrivées et les départs du TGBT.
A ce niveau, la continuité de service étant prioritaire, les caractéristiques de l'installation permettent l'utilisation de disjoncteurs de catégorie B (suivant CEI 60947-2) conçus pour un déclenchement temporisé.
Ces disjoncteurs ont une tenue thermique élevée ($I_{cw} \leq 50 \% I_{cu}$ pour $\Delta t = 1s$).

Qualité de la sélectivité

La sélectivité est totale si :

- sur les départs terminaux et/ou divisionnaires avec des disjoncteurs en amont de catégorie A : $I_{cc} D2 < I_i D1$

Nota : le courant de court-circuit $I_{cc} D2$ n'est pas trop élevé.

- sur les arrivées et les départs du TGBT avec des disjoncteurs en amont de catégorie B : $I_{cc} D2 \geq I_{cw} D1$

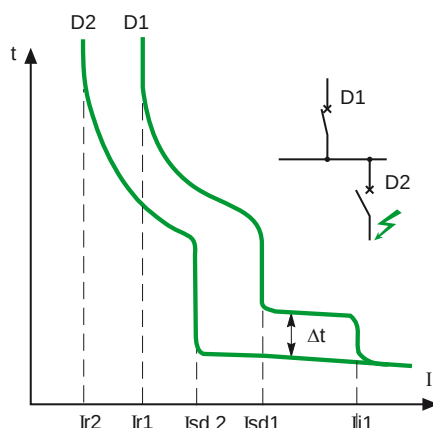
Même pour des $I_{cc} D2$ importants, la sélectivité chronométrique assure une sélectivité totale.

Nota : L'utilisation de disjoncteurs de catégorie B impose à l'installation de supporter des contraintes électrodynamiques et thermiques importantes.

De ce fait, ces disjoncteurs ont un seuil instantané I_i élevé, réglable et inhibable, pour protéger éventuellement les jeux de barres.

H39

Fig. H52
Sélectivité
chronométrique



Sélectivité énergétique

- Avec les disjoncteurs traditionnels.

Lorsque la filiation est mise en œuvre entre deux appareils, elle se fait par le déclenchement du disjoncteur en amont D1 pour aider le disjoncteur en aval D2 à couper le courant.

La limite de sélectivité a une valeur I_s au maximum égale au pouvoir de coupure I_{cu} D2 du disjoncteur en aval (car au delà les deux disjoncteurs déclenchent pour assurer la filiation).

- Grâce à la limitation de courant avec Compact NSX

La technique de coupure mise en œuvre sur les courants de court-circuit élevés permet d'augmenter naturellement la limite de sélectivité :

- le disjoncteur D2 (Compact NSX) en aval voit un courant de court-circuit très important. Le déclenchement réflexe le fait ouvrir très rapidement (< 1 ms) avec une très forte limitation du courant de défaut,
- le disjoncteur D1 (Compact NSX) en amont voit un courant de défaut très limité.

Ce courant génère une répulsion des contacts. Cette répulsion entraîne une tension d'arc limitant encore plus le courant de court-circuit. Mais la pression d'arc est insuffisante pour provoquer le déclenchement réflexe. Ainsi D1 (Compact NSX) aide D2 (Compact NSX) à couper le courant sans déclencher.

La limite de sélectivité I_s peut dépasser le pouvoir de coupure I_{cu} D2 du disjoncteur en aval et atteindre le pouvoir de coupure renforcé par filiation.

La sélectivité devient alors totale avec un coût optimisé d'appareils.

Qualité de la sélectivité avec Compact NSX

L'avantage principal des disjoncteurs Compact NSX est de rendre naturelle la sélectivité totale (indépendamment de la valeur du courant de court-circuit I_{cc} D2) dès que :

- l'étagement des réglages Long retard et Court retard est $\geq 1,6$,
- l'étagement des calibres nominaux (taille des boîtiers) des appareils est $\geq 2,5$.

Une règle simple, la sélectivité entre les disjoncteurs Compact NSX est totale dès que leur rapport de taille est $\geq 2,5$.

- Exemple pratique de sélectivité à plusieurs niveaux avec des disjoncteurs Schneider Electric (équipés de déclencheurs électroniques).

Le disjoncteur Masterpact NT est totalement sélectif avec n'importe lequel des disjoncteurs de la gamme Compact NSX c'est à dire le disjoncteur en aval déclenche seul pour toute valeur de courant de court-circuit jusqu'à son pouvoir de coupure.

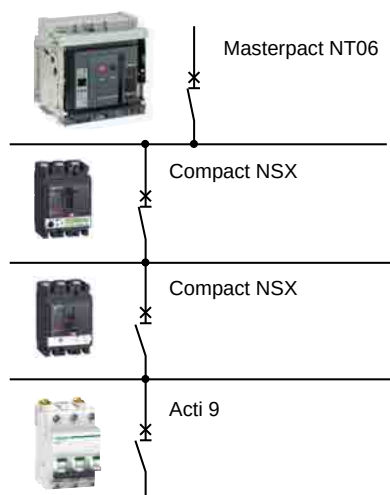
De plus, tous les disjoncteurs Compact NSX sont totalement sélectifs entre eux dès que

- le rapport entre les tailles de boîtier est 2,5,
- le rapport entre les réglages des protections est de 1,6.

La même règle s'applique pour la sélectivité totale avec les disjoncteurs modulaires Acti 9 installés en aval (cf. Fig. H53).

Fig. H53

Quatre niveaux de sélectivité avec les disjoncteurs Schneider Electric : Masterpact NT, Compact NSX et Acti 9



4.5.3 Sélectivité logique ou “Zone Sequence Interlocking – ZSI”

H41

La sélectivité logique n'est réalisable qu'avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact).

Ce type de sélectivité est réalisable avec des disjoncteurs équipés de déclencheurs électroniques conçus à cette fin (Compact, Masterpact). Seules les fonctions de protection Court retard ou de protection Terre (GFP) des appareils pilotés sont gérées par la Sélectivité Logique qui nécessite la mise en oeuvre d'un fil pilote reliant tous les dispositifs de protection placés en cascade dans une installation.

En particulier, la fonction protection Instantané - fonction de protection intrinsèque - n'est pas concernée.

Réglages des disjoncteurs pilotés

- temporisation : il est nécessaire de respecter l'étagement des temporisations de la sélectivité chronométrique ($\Delta t D1 \geq \Delta t D2 \geq \Delta t D3$),
- seuils : il est nécessaire de respecter l'étagement naturel des calibres des protections ($I_{sd} D1 \geq I_{sd} D2 \geq I_{sd} D3$).

Nota : Cette technique permet d'obtenir une sélectivité même avec des disjoncteurs de calibres proches.

Principes

L'activation de la fonction Sélectivité Logique se fait par la transmission d'informations sur le fil pilote :

entrée ZSI

- niveau bas (absence de défaut en aval) : la fonction de protection est en veille avec une temporisation réduite ($\leq 0,1$ s),
- niveau haut (présence de défaut en aval) : la fonction de protection concernée passe à l'état de la temporisation réglée sur l'appareil.

Qualité de la sélectivité

Cette technique permet :

- de réaliser en standard la sélectivité sur trois niveaux ou plus,
- dans le cas d'un défaut directement sur le jeu de barres amont, d'éliminer les contraintes importantes sur l'installation liées à l'utilisation de disjoncteurs à déclenchement temporisé afin d'obtenir une sélectivité chronométrique :
En sélectivité logique, tous les disjoncteurs sont "virtuellement" à déclenchement instantané.
- de réaliser une sélectivité classique en aval avec des disjoncteurs non pilotés (par la sélectivité logique).

sortie ZSI

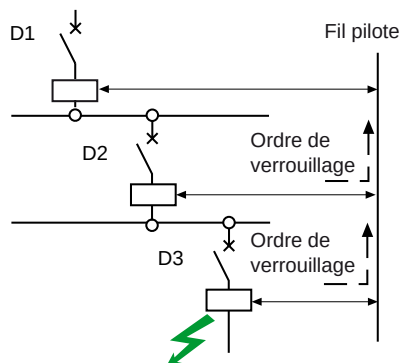
- niveau bas : le déclencheur ne détecte pas de défaut, n'envoie par d'ordre,
- niveau haut : le déclencheur détecte un défaut, envoie un ordre.

Fonctionnement

Un fil pilote relie en cascade les dispositifs de protection d'une installation (cf. **Fig. H54**). Lorsqu'un défaut apparaît, chaque disjoncteur, qui détecte le défaut envoie un ordre (sortie à niveau haut) pour faire passer le disjoncteur situé juste en amont à sa temporisation naturelle (entrée à niveau haut).

Le disjoncteur placé juste au dessus du défaut ne reçoit pas d'ordre (entrée niveau bas) et de ce fait déclenche quasi instantanément.

Fig. H54
Sélectivité logique



4.6 Sélectivité MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT

En général, le transformateur MT/BT dans un poste d'abonné à comptage BT est protégé par des fusibles MT :

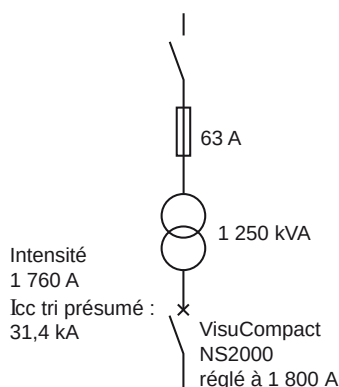
- d'un calibre approprié par rapport au dimensionnement du transformateur,
- en conformité avec les principes développés dans les normes CEI 60787 et CEI 60420,
- en suivant les recommandations du constructeur de fusibles.

L'exigence de base est qu'un fusible MT ne doit pas fonctionner lors de l'apparition d'un défaut sur la distribution à basse tension en aval du disjoncteur général BT. De ce fait, la courbe caractéristique de déclenchement de ce dernier doit toujours être située en dessous de la courbe de pré-arc du fusible MT.

Cette exigence définit généralement les seuils maximaux des réglages du disjoncteur général BT :

- le seuil maximal du réglage de la protection Court retard et de la protection Instantané,
- la temporisation maximale de la protection Court retard (cf. **Fig. H55**),

Fig. H55
Exemple



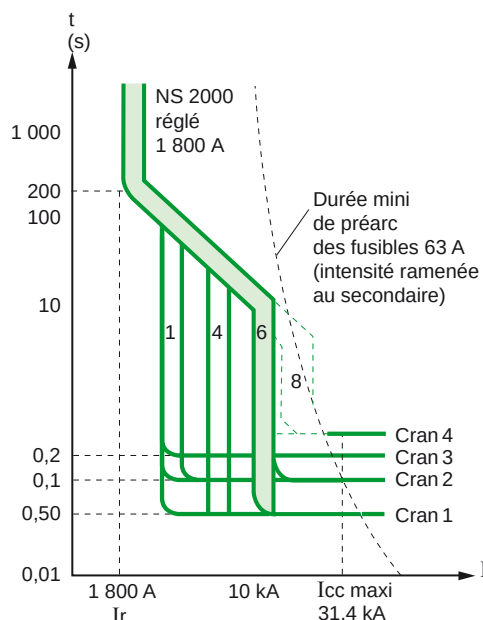
Exemple :

- le courant de court-circuit aux bornes MT du transformateur : 250 MVA.
 - transformateur MT/BT : 1250 kVA ; 20 kV/400 V ;
 - fusibles HT : 63 A (tableau C11),
 - liaison transformateur-disjoncteur général BT : 10 m de câbles unipolaires,
 - disjoncteur général BT : Compact NS 2000 réglé à 1800 A.
- Quel est le réglage maximal du déclencheur court retard et son seuil de temporisation ?

Les courbes de la **Figure H56** montrent que la sélectivité est assurée si le déclencheur court-retard du disjoncteur est réglé comme suit :

- seuil $I_{sd} \leq 6 I_r = 10,8 \text{ kA}$,
- temporisation t_{sd} réglée sur le cran 1 ou 2.

Fig. H56
Courbes de pré-arc du
fusible MT et de
déclenchement du
disjoncteur général BT



H43

4.7 Disjoncteurs pour schéma IT

Dans le schéma IT, les disjoncteurs peuvent avoir à faire face à une situation inhabituelle appelée double défaut terre, quand un deuxième défaut à la terre se produit en présence d'un premier défaut sur le côté opposé d'un disjoncteur (voir **Fig. H59**).

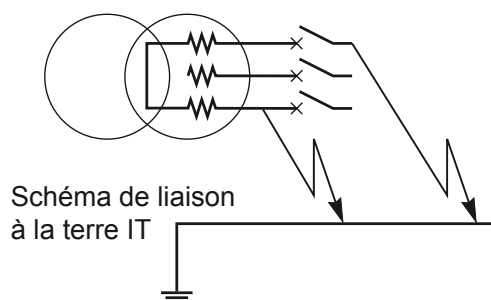
Dans ce cas, le disjoncteur doit éliminer le défaut avec une tension entre phases aux bornes d'un seul pôle, au lieu d'une tension phase - neutre. Le pouvoir de coupure du disjoncteur peut être modifié dans une telle situation.

L'annexe H de la norme CEI 60947-2 traite de cette situation et le disjoncteur utilisé dans un système IT doit avoir été testé selon cette annexe.

Quand un disjoncteur n'a pas été testé selon cette annexe, un marquage par le symbole  doit être indiqué sur la plaque signalétique.

La réglementation dans certains pays peut ajouter des exigences supplémentaires.

Fig. H59
Double défaut terre



4.8 Disjoncteurs ultra-rapides

Avec l'augmentation de la puissance installée, la distribution électrique doit passer d'une conception BT à une conception MT. En effet, un niveau de courant de court-circuit élevé en BT peut présenter un risque pour l'installation et rendre impossible la sélection des équipements (tableaux et jeux de barres, disjoncteur ...)

Ces situations peuvent être rencontrées dans les applications suivantes : jeux de barres de couplage de générateurs à bord des navires marchands, plate-forme off-shore, réseaux en boucle (dans l'industrie), où le courant et l'énergie sont importants en raison de la puissance installée (plusieurs transformateurs ou générateurs en parallèle) et où la conception en MT n'est pas aisée.

4.8.1 Deux solutions peuvent être utilisées

- dispositif de commutation à coupure pyrotechnique,
- solution à base de disjoncteur de puissance.

Certains disjoncteurs de puissance avec fonction additionnelle (basée sur la technologie à effet Thomson par exemple) fournissent un système d'ouverture ultra rapide pour de très hauts niveaux de courant de court-circuit. Le pouvoir de coupure permet de limiter le courant de court-circuit et l'énergie dissipée, et par conséquent de protéger l'installation électrique contre les effets électrodynamiques et thermiques du court-circuit.

Fig. H60

Exemple de disjoncteur ultra rapide de puissance: Masterpact UR (Schneider Electric)



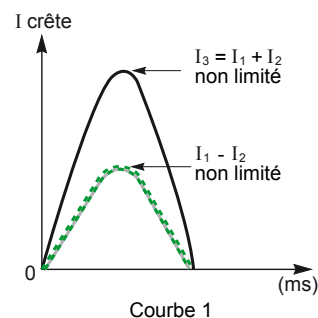
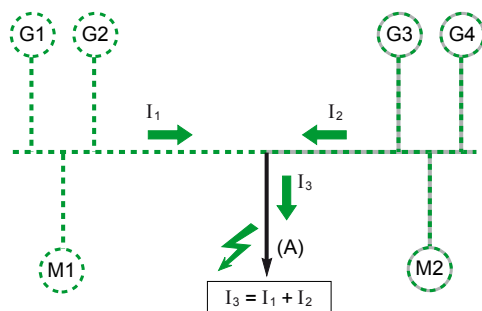
4.8.2 Exemple de limitation apportée par un Masterpact UR dans le découplage de jeux de barres en cas de court-circuit

(voir Fig. H61).

En cas de court-circuit en aval de l'installation (point A) sans disjoncteur d'interconnexion, le niveau de courant de court-circuit sera le résultat de la puissance totale des générateurs (illustré par la courbe 1).

Fig. H61

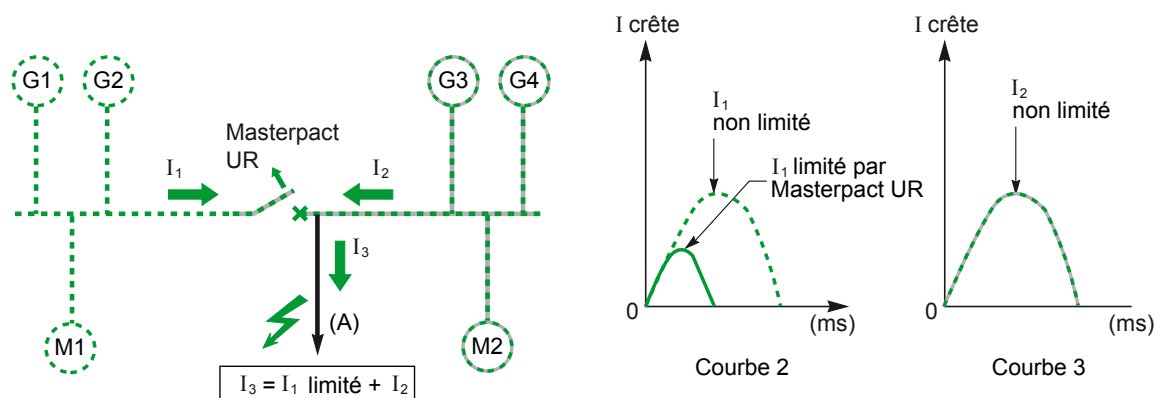
Schéma du réseau



En insérant un disjoncteur d'interconnexion - Masterpact UR - pour séparer les sources en cas de défaut, le courant de court-circuit en (A) sera constitué de :

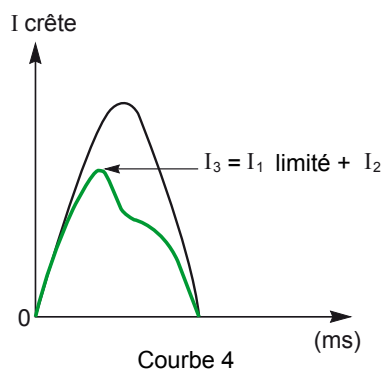
- un courant de court-circuit limité fourni par les générateurs G1 et G2 et interrompu par le Masterpact UR (voir courbe 2),
- un courant de court-circuit fourni par les générateurs G3 et G4 non limité (voir courbe 3).

Fig. H62: Schéma du réseau



Le courant de court-circuit résultant est illustré par la courbe 4.

Fig. H63
Courant de court-circuit
résultant



La forte limitation du courant de court-circuit et de l'énergie présumée permet la conception d'un réseau en BT au lieu d'une conception en MT. Ceci évite également la coupure totale du réseau (black-out) en cas de court-circuit dans le tableau principal.

Le tableau suivant donne quelques exemples de limitation avec Masterpact UR comme disjoncteur d'interconnexion entre les sources 1 & 2.

4 La solution disjoncteur

Fig. H64: Exemples de limitation par Masterpact UR, pour un réseau 690V – 60Hz

Source 2	Source 1																							
	50		55		60		65		70		75		80		85		90		95		100		110	
50	169	207	183	229	193	240	203	251	213	262	224	273	234	284	244	295	254	306	264	317	274	327	295	349
55	176	229	189	240	199	251	210	262	220	273	230	284	240	295	250	306	260	317	270	327	281	338	301	360
60	178	240	191	251	201	262	211	273	220	284	230	295	240	306	249	317	259	327	269	338	278	349	298	371
65	181	251	194	262	204	273	214	284	223	295	233	306	242	317	252	327	262	338	272	349	281	360	301	382
70	185	262	198	273	207	284	217	295	226	306	236	317	246	327	255	338	265	349	275	360	284	371	304	393
75	189	273	201	284	211	295	220	306	230	317	240	327	249	338	259	349	268	360	278	371	288	382	307	404
80	192	284	205	295	214	306	224	317	233	327	243	338	252	349	262	360	272	371	281	382	291	393	310	415
85	196	295	208	306	218	317	227	327	237	338	246	349	256	360	265	371	275	382	284	393	294	404	313	426
90	199	306	212	317	221	327	231	338	240	349	249	360	259	371	268	382	278	393	288	404	297	415	316	437
95	204	317	216	327	225	338	235	349	244	360	253	371	263	382	272	393	282	404	291	415	301	426	320	448
100	209	327	221	338	230	349	239	360	249	371	258	382	268	393	277	404	287	415	296	426	306	437	325	458
110	218	349	230	360	239	371	248	382	258	393	267	404	276	415	286	426	295	437	305	448	314	458	333	480

Courant de court-circuit limité avec Masterpact UR

Courant de court-circuit **non** limité

H46

La norme CEI 60364-6 exige des vérifications initiales et périodiques des installations électriques. Le tableau électrique et tous ses composants continuent de vieillir, qu'ils soient en fonctionnement ou non. Ce processus de vieillissement est principalement dû à des influences environnementales et aux conditions d'exploitation. Pour veiller à ce que l'appareillage BT et en particulier les disjoncteurs conservent les caractéristiques de fonctionnement et de sécurité spécifiées au catalogue tout au long de la durée de vie, il est recommandé que :

- le dispositif soit installé dans des conditions environnementales et d'exploitation optimales,
- des inspections de routine et l'entretien régulier soient effectuées par du personnel qualifié.

5.1 Influence de l'environnement

Un dispositif placé dans un environnement donné est soumis à ses effets. Les principaux facteurs environnementaux qui accélèrent le vieillissement de l'appareil sont les suivants :

- température,
- vibrations,
- humidité,
- atmosphères salines,
- atmosphères corrosives,
- poussière.

5.2 Maintenance préventive

La maintenance préventive consiste à réaliser, à des intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits, des contrôles visant à réduire la probabilité d'une défaillance ou une détérioration dans le fonctionnement d'un système.

Il existe deux types de maintenance préventive :

- l'entretien périodique : pour chaque type de produit, un document précisant les recommandations d'entretien est établi par le service technique. Les procédures de vérification, destinées à maintenir les systèmes ou leurs sous-ensembles en bon état de fonctionnement pendant la durée de service cible, doivent être effectués selon les intervalles de temps prévus dans le document,
- la maintenance conditionnelle : dans une certaine mesure, les opérations de maintenance conditionnelle sont un moyen de réduire (mais non d'éliminer) les opérations de maintenance périodique recommandées (donc limitées au strict minimum) qui nécessitent un arrêt annuel de l'installation. Ces opérations sont lancées lorsque des alarmes programmées indiquent qu'un seuil prédéfini est atteint. (Nombre de cycles > durabilité, indicateurs de vieillissement, ...). Les déclencheurs électroniques des disjoncteurs de puissance peuvent proposer ces fonctions. La maintenance conditionnelle est un moyen d'optimiser la maintenance de l'installation.

5.3 Niveau de maintenance

Il existe trois niveaux de maintenance recommandés.

Le tableau ci-dessous indique les opérations de maintenance et les intervalles en fonction du niveau :

Fig. H65
Niveau de maintenance

Niveau de maintenance	Périodicité	Opérations de maintenance
Niveau II	1 an	Inspection visuelle et test fonctionnel, remplacement des accessoires défectueux
Niveau III	2 ans	Idem niveau II, + opération de maintenance et test des sous-ensembles
Niveau IV	5 ans	Idem niveau III, + diagnostic et réparations (par le constructeur)

Les intervalles indiqués sont valables pour des conditions environnementales et d'exploitation normales. Au cas où toutes les conditions environnementales sont plus favorables, les intervalles de maintenance peuvent être plus longs (par exemple, au niveau III, la maintenance peut être effectuée tous les 3 ans).

Si une seule des conditions est plus sévère, l'entretien doit être effectué plus fréquemment. Les fonctions liées spécifiquement à la sécurité nécessitent des intervalles particuliers.

Note : il est recommandé de tester les commandes d'arrêt d'urgence à distance et la protection de fuite à la terre (protection différentielle) à intervalles réguliers (tous les 6 mois).

5.4 Exemple de recommandation de maintenance pour disjoncteur de puissance (> 630 A)

Fig. H66
Exemple de
recommandations de
maintenance pour
disjoncteurs de puissance
(> 630 A)

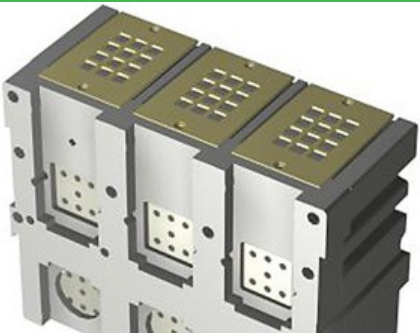
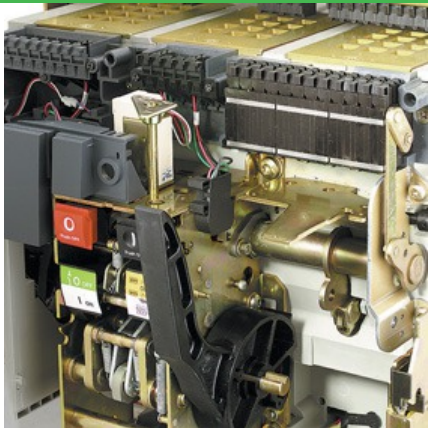
Boîtier Le boîtier est un élément essentiel du disjoncteur. Tout d'abord, il assure un certain nombre de fonctions de sécurité : ● isolement fonctionnel entre les phases elles-mêmes et entre les phases et les masses afin de résister aux surtensions transitoires présentes dans le réseau de distribution, ● écran évitant le contact direct de l'utilisateur avec les parties actives, ● protection contre les effets des arcs électriques et surpressions causées par les courts-circuits. En second lieu, il sert à fixer le mécanisme d'actionnement des pôles, ainsi que les accessoires mécaniques et électriques du disjoncteur. Sur le boîtier, il ne doit y avoir : ● ni trace de salissure (graisse), de poussière ou de condensation excessive qui réduisent tout isolement, ● aucun signe de brûlure ou de fissure qui réduirait la solidité mécanique du boîtier et donc sa capacité à résister aux courts-circuits. La maintenance préventive des boîtiers consiste en une inspection visuelle de son état et un nettoyage avec un chiffon sec ou un aspirateur. Tous les produits de nettoyage avec solvants sont strictement interdits. Il est conseillé de mesurer l'isolement tous les cinq ans et après chaque déclenchement du à un court-circuit. Le produit doit être remplacé s'il présente des signes de brûlure ou de fissure.	
Chambres de coupure (pour disjoncteurs ouverts) Lors d'un court-circuit, la chambre de coupure sert à éteindre l'arc et à absorber la grande quantité d'énergie parcourant la totalité de la boucle de court-circuit. Elle contribue également à l'extinction de l'arc au courant nominal. Une chambre de coupure qui ne serait pas en bon état ne serait pas capable d'éliminer entièrement le court-circuit ce qui, finalement, entraînerait la destruction du disjoncteur. Les chambres de coupure des disjoncteurs ouverts doivent être vérifiées régulièrement. Les ailettes des chambres de coupure peuvent être noircies, mais ne doivent pas être significativement endommagées. De plus, les filtres ne doivent pas être obstrués pour éviter la surpression interne. Il est conseillé d'utiliser un aspirateur plutôt qu'un chiffon pour enlever la poussière des chambres de coupure par l'extérieur.	
Contacts principaux (pour disjoncteurs ouverts) Les contacts établissent et coupent le courant dans des conditions normales (courant nominal de l'installation) et dans des conditions exceptionnelles (surcharges et courts-circuits). Les contacts sont érodés par les nombreux cycles d'ouverture et de fermeture et peuvent être particulièrement détériorés par des courants de court-circuit. Des contacts usés peuvent entraîner une élévation anormale de température et accélérer le vieillissement de l'appareil. Il est impératif d'enlever les chambres de coupure et de vérifier visuellement l'usure des contacts au moins une fois par an et après chaque court-circuit. Les indicateurs d'usure de contact fournissent la valeur minimale absolue d'épaisseur qui ne doit pas être dépassée.	

Fig. H66 (suite): Exemple de recommandations de maintenance pour disjoncteurs de puissance (> 630 A)

Boîtier	
Mécanismes de l'appareil et du châssis Le fonctionnement mécanique du disjoncteur peut être entravé par de la poussière, des chocs, des atmosphères agressives, un graissage inexistant ou excessif. La sécurité de fonctionnement est assurée par un dépoussiérage et un nettoyage général, un graissage approprié et l'ouverture / fermeture régulière du disjoncteur.	
Cycles de fonctionnement Le besoin impératif de continuité de service dans une installation signifie généralement que les disjoncteurs de puissance sont rarement manœuvrés. Si d'un côté, un nombre excessif de cycles de fonctionnement accélère le vieillissement de l'appareil, il est également vrai que l'absence de manœuvre sur une longue période peut entraîner des dysfonctionnements mécaniques. Une manœuvre régulière est nécessaire pour maintenir le niveau de performance normal de chaque partie impliquée dans les cycles d'ouverture et de fermeture. Dans les installations où les disjoncteurs de puissance sont utilisés avec des groupes de secours, il est conseillé de faire fonctionner périodiquement le disjoncteur de la source alternative.	
Déclencheur électronique Lorsqu'un défaut se produit dans l'installation, le déclencheur détecte le défaut et ordonne l'ouverture du disjoncteur, afin d'assurer la protection des personnes et des biens. Les composants et cartes électroniques sont sensibles à l'environnement (température ambiante, atmosphères humides et corrosives), et aux conditions de fonctionnement sévères (champ magnétique, vibrations, etc.). Pour assurer un fonctionnement correct, il convient de vérifier périodiquement : • l'enchaînement des événements provoquant un déclenchement, • le temps de réponse en fonction du niveau du courant de défaut. Selon les conditions de fonctionnement et de l'environnement, il est recommandé d'estimer la durée de vie des composants et de les remplacer si nécessaire pour éviter tout risque de non-fonctionnement en cas de nécessité. Le remplacement préventif du déclencheur électronique est recommandé tous les 10 ans.	
Circuits auxiliaires	

H49

Fig. H66 (suite): Exemple de recommandations de maintenance pour disjoncteurs de puissance (> 630 A)

Boîtier	
Les bobines de déclenchement MX et XF sont respectivement utilisées pour ouvrir et fermer le disjoncteur à distance, en utilisant une commande électrique ou par un superviseur via un réseau de communication. La bobine à manque de tension MN est utilisée pour couper le circuit d'alimentation si la tension du réseau de distribution chute ou disparaît, afin de protéger les personnes (arrêt d'urgence) ou les biens. La maintenance préventive consiste à vérifier périodiquement leur fonctionnement aux valeurs minimales. Selon les conditions de fonctionnement et l'environnement, il est recommandé d'estimer leur durée de vie et de les remplacer si nécessaire pour éviter tout risque de non-fonctionnement en cas de nécessité.	
Câblage auxiliaire	
Le câblage auxiliaire est utilisé pour transmettre les ordres aux différents dispositifs de commande et de transmettre les informations d'état. Des connexions incorrectes ou un isolement endommagé peuvent conduire à un non-fonctionnement du disjoncteur ou à des déclenchements intempestifs. Le câblage auxiliaire doit être régulièrement vérifié et remplacé au besoin, en particulier en cas de vibrations, températures ambiantes élevées ou atmosphères corrosives.	
Contacts auxiliaires	
Les contacts indiquant l'état du disjoncteur (ON / OFF), la position du châssis (CE, CD, CT), un déclenchement en raison d'un défaut électrique (SDE) ou que le disjoncteur est "prêt à fermer" (PF) fournissent à l'opérateur les informations d'état nécessaires pour réagir en conséquence. Toute signalisation erronée peut nuire à un fonctionnement incorrect de l'appareil, ce qui pourrait mettre en danger les personnes et les biens. Un défaut de contact (usure, connexions desserrées) peut résulter de vibrations, de la corrosion ou de l'élévation anormale de la température. La maintenance préventive doit veiller à ce que les contacts soient bien ouverts ou passants en fonction de leurs positions.	
Motoréducteur	
Le motoréducteur (MCH) comprime automatiquement les ressorts du mécanisme d'enclenchement dès que le disjoncteur est fermé. Le motoréducteur permet la re-fermeture instantanée de l'appareil après une ouverture. Cette fonction peut être indispensable pour des raisons de sécurité. Le levier d'armement sert uniquement de commande de secours en cas de défaut de la tension auxiliaire. Compte tenu des forces mécaniques exercées pour recharger le mécanisme, le motoréducteur s'use rapidement. Des contrôles périodiques sur le fonctionnement du motoréducteur et le temps de recharge sont nécessaires pour assurer la fonction de fermeture de l'appareil.	

Chapitre J

La protection contre les surtensions

1	Surtensions d'origine atmosphérique	J2
	1.1 Généralité sur les surtensions	J2
	1.2 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique	J3
	1.3 Effets sur les installations électriques	J3
	1.4 Caractérisation de l'onde de foudre	J5
2	Principe de la protection foudre	J7
	2.1 Règles générales de la protection foudre	J7
	2.2 Système de protection foudre du bâtiment	J7
	2.3 Système de protection foudre de l'installation électrique	J9
	2.4 Le parafoudre	J10
3	Conception du système de protection de l'installation électrique	J14
	3.1 Règle de conception de la protection foudre	J14
	3.2 Eléments du système de protection foudre	J15
	3.3 Caractéristiques communes des parafoudres suivant les caractéristiques de l'installation	J16
	3.4 Choix d'un parafoudre de type 1	J19
	3.5 Choix d'un parafoudre de type 2	J20
	3.6 Choix des dispositifs de déconnexion	J20
	3.7 Tableau de coordination parafoudre et dispositif de protection	J22
4	Installation des parafoudres	J25
	4.1 Raccordement des parafoudres	J25
	4.2 Règles de câblage des parafoudres	J27
5	Application des parafoudres	J29
	5.1 Exemples d'installation des parafoudres	J29
	5.2 Protection foudre des installations photovoltaïques	J30
6	Compléments techniques de la protection foudre	J33
	6.1 Normes des protections foudre	J33
	6.2 Les composants d'un parafoudre	J33
	6.3 Signalisation fin de vie des parafoudres	J34
	6.4 Caractéristiques détaillées du dispositif de déconnexion externe	J36
	6.5 Propagation d'une onde de foudre	J37
	6.6 Exemple de courant de foudre en mode différentiel en schéma TT	J38

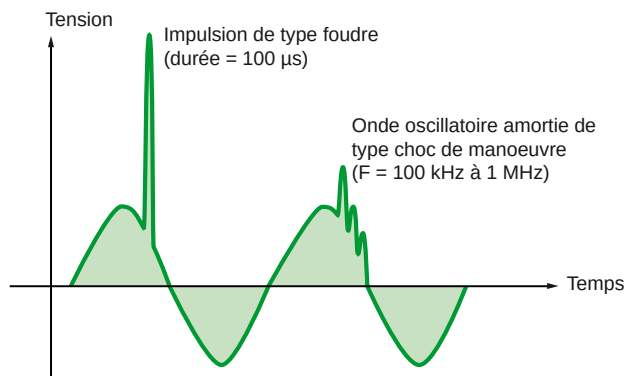
J1

1.1 Généralité sur les surtensions

1.1.1 Différents types de surtension

Une surtension est une impulsion ou une onde de tension qui se superpose à la tension nominale du réseau (cf. Fig. J1).

Fig. J1
Exemple de surtensions

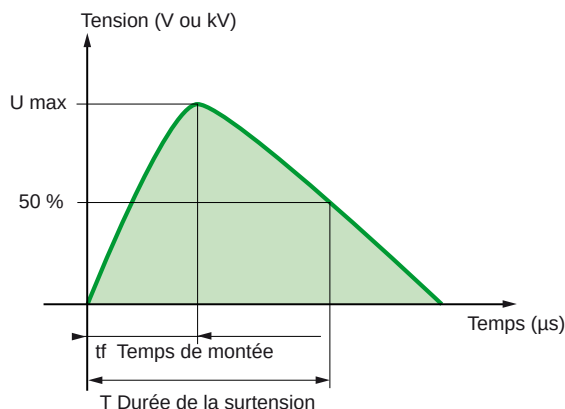


Ce type de surtension est caractérisé par (cf. Fig. J2) :

- le temps de montée t_f (en µs),
- la pente S (en kV/µs).

Une surtension perturbe les équipements et produit un rayonnement électromagnétique. En plus, la durée de la surtension (T) cause un pic énergétique dans les circuits électriques qui est susceptible de détruire des équipements.

Fig. J2
Principales caractéristiques d'une surtension



Quatre types de surtension peuvent perturber les installations électriques et les récepteurs :

- **surtensions de manoeuvre :**
surtensions à haute fréquence ou oscillatoire amortie (cf. Fig. J1) causées par une modification du régime établi dans un réseau électrique (lors d'une manoeuvre d'appareillage).
- **les surtensions à fréquence industrielle :**
surtensions à la même fréquence que le réseau (50, 60 ou 400 Hz) causées par un changement d'état permanent du réseau (suite à un défaut : défaut d'isolement, rupture conducteur neutre, ...).
- **surtensions causées par des décharges électrostatiques.**
Surtensions à très haute fréquence très courtes (quelques nanosecondes) causées par la décharge de charges électriques accumulées (Par exemple, une personne marchant sur une moquette avec des semelles isolantes se charge électriquement à une tension de plusieurs kilovolts).
- **surtensions d'origine atmosphérique.**

1.2 Caractéristiques des surtensions d'origine atmosphérique

Les coups de foudre en quelques chiffres : les éclairs produisent une énergie électrique impulsionnelle extrêmement importante (cf. **Fig.J4**)

- de plusieurs milliers d'ampères (et de plusieurs milliers de volts),
- de haute fréquence (de l'ordre du mégahertz),
- de courte durée (de la microseconde à la milliseconde).

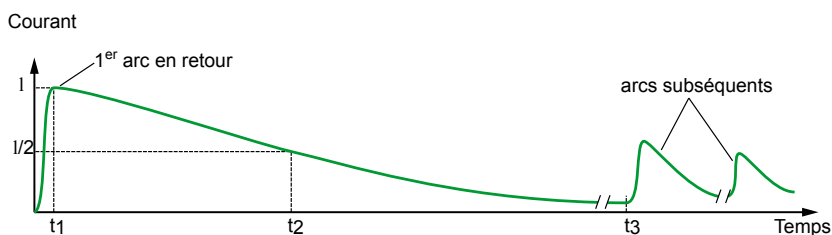
Dans le monde, entre 2000 et 5000 orages sont constamment en formation. Ces orages sont accompagnés de coups de foudre qui constituent un sérieux risque pour les personnes et les matériels. Les éclairs frappent le sol à la moyenne de 30 à 100 coups par seconde, soit 3 milliards de coups de foudre chaque année.

Le tableau de la **figure J3** indique les valeurs caractéristiques de foudroiement. Comme il peut être constaté, 50% des coups de foudre sont d'intensité supérieure à 33 kA et 5% d'intensité supérieure à 65 kA. L'énergie transportée par le coup de foudre est donc très élevée.

Fig. J3
Valeurs des décharges de foudre données par la norme CEI 62305

Probabilité cumulée %	Courant crête (kA)	Gradient (kA/μs)
95	7	9,1
50	33	24
5	65	65
1	140	95
0	270	

Fig. J4
Exemple de courant de foudre



La foudre cause aussi un grand nombre d'incendies, la plupart en milieu agricole (détruisant les habitations ou les rendant hors d'usage). Les bâtiments de grande hauteur sont les bâtiments plus particulièrement foudroyés.

1.3 Effets sur les installations électriques

La foudre endommage particulièrement les installations électriques ou électroniques : les transformateurs, les compteurs électriques, les appareils électroménagers dans le résidentiel comme dans l'industrie.

Le coût de réparation des dommages causés par la foudre est très élevé. Mais il est très difficile d'évaluer les conséquences :

- des perturbations causées aux ordinateurs et aux réseaux de télécommunication,
 - des défauts créés dans le déroulement de programme des automates ou dans les systèmes de régulation.
- De plus les pertes d'exploitation peuvent avoir des coûts très supérieurs à ceux du matériel détruit.

1.3.1 Impacts des coups de foudre

La foudre est un phénomène électrique à haute fréquence qui produit des surtensions sur tous les éléments conducteurs et particulièrement sur les câblages et les équipements électriques.

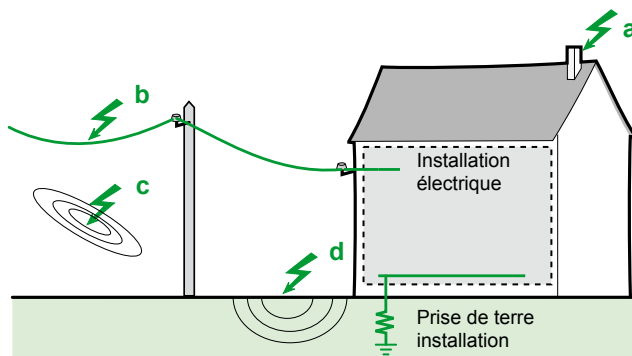
Les coups de foudre peuvent toucher les installations électriques (et/ou de communication) d'un bâtiment de deux manières :

- par impact direct du coup de foudre sur le bâtiment (a) (cf. **Fig. J5** et **Fig J6a**),
- par impact indirect du coup de foudre sur le bâtiment :
- un coup de foudre peut tomber sur une ligne électrique aérienne alimentant le bâtiment (b) (cf. **Fig. J5**). La surintensité et la surtension peuvent se propager à plusieurs kilomètres du point d'impact.

1 Surtensions d'origine atmosphérique

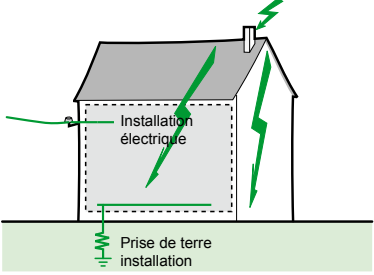
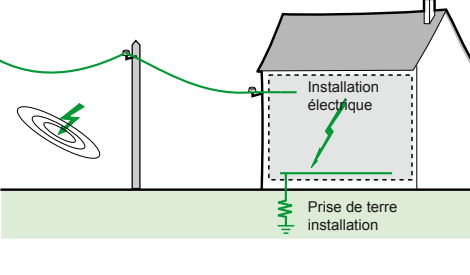
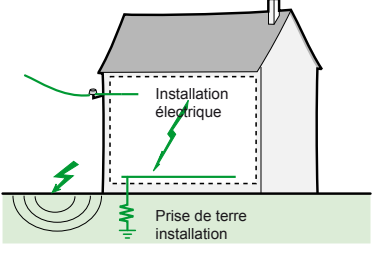
- un coup de foudre peut tomber à proximité d'une ligne électrique (c) (cf. Fig. J5 et **Fig J6b**). C'est le rayonnement électromagnétique du courant de foudre qui induit un fort courant et une surtension sur le réseau d'alimentation électrique.
Dans ces deux derniers cas, les courants et les tensions dangereuses sont transmises par le réseau d'alimentation.
- un coup de foudre peut tomber à proximité du bâtiment (d) (cf. **Fig. J6c**). Le potentiel de terre autour du pont d'impact monte dangereusement.

Fig. J5
Les différents types d'impact de foudre



Dans tous les cas, les conséquences pour les installations électriques et les récepteurs peuvent être dramatiques.

Fig. J6: Conséquence de l'impact de la foudre

La foudre tombe sur une structure non protégée (cf. Fig. J6a).	La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne (cf. Fig. J6b).	La foudre tombe à proximité d'un bâtiment (cf. Fig. J6c)
		
Fig. J6a : La foudre tombe sur un bâtiment non protégé Le courant de foudre s'écoule à la terre à travers les structures plus ou moins conductrices du bâtiment avec des effets très destructeurs : ● effets thermiques : échauffements très violents des matériaux provoquant l'incendie ● effets mécaniques : déformations de structures ● amorçages thermiques : phénomène particulièrement dangereux en présence de matières inflammables ou explosives (hydrocarbures, poussières...).	Fig. J6b : La foudre tombe à proximité d'une ligne aérienne Le courant de coup de foudre génère des surtensions par induction électromagnétique dans le réseau de distribution. Ces surtensions se propagent le long de la ligne jusqu'aux équipements électriques à l'intérieur des bâtiments.	Fig. J6c : foudre tombe à proximité d'un bâtiment Le coup de foudre génère les mêmes types de surtension qui sont décrits ci-contre. De plus, le courant de foudre remonte de la terre vers l'installation électrique provoquant ainsi le claquage des équipements.
Le bâtiment et les installations à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruits	Les installations électriques à l'intérieur du bâtiment sont généralement détruites.	

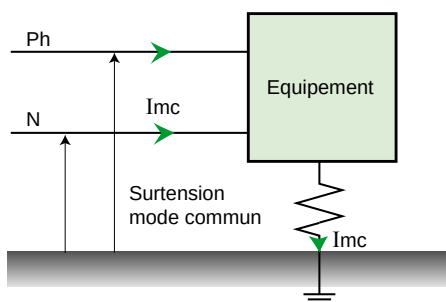
1.3.2 Les différents modes de propagation

le mode commun

Les surtensions en mode commun apparaissent entre les conducteurs actifs et la terre : phase/terre ou neutre/terre (cf. **Fig. J7**). Elles sont dangereuses surtout pour les appareils dont la masse est connectée à la terre en raison des risques de claquage diélectrique.

Fig. J7

Le mode commun

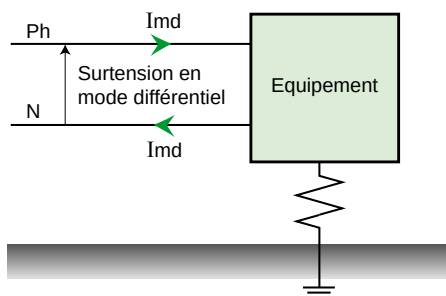


le mode différentiel

Les surtensions en mode différentiel apparaissent entre conducteurs actifs phase/phase ou phase/neutre (cf. **Fig. J8**). Elles sont particulièrement dangereuses pour les équipements électroniques, les matériels sensibles de type informatique, etc.

Fig. J8

Le mode différentiel



J5

1.4 Caractérisation de l'onde de foudre

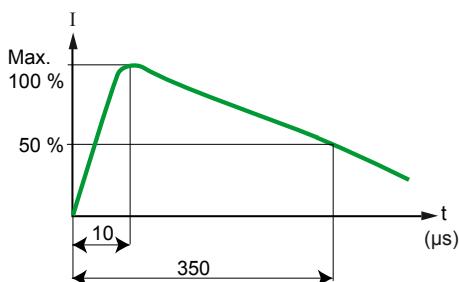
L'analyse des phénomènes permet de définir les types d'ondes de courant et de tension de foudre.

Deux types d'onde de courant sont retenus par les normes CEEI :

- onde 10/350 μ s : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre direct (cf. **Fig. J9**),

Fig. J9

Onde de courant 10/350 μ s

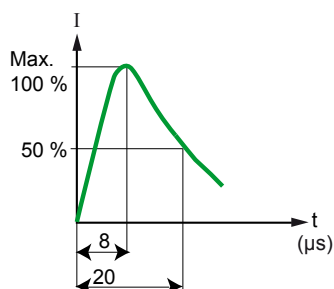


- onde 8/20 μ s : pour caractériser les ondes de courants de coup de foudre indirect (cf. **Fig. J10**).

1 Surtensions d'origine atmosphérique

Fig. J10

Onde de courant 8/20 μ s



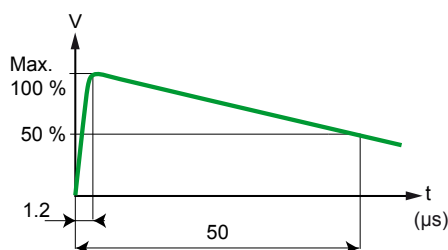
Ces 2 types d'onde de courant de foudre sont utilisés pour définir les essais des parafoudres (norme CEI 61643-11) et l'immunité des équipements aux courants de foudre. La valeur crête de l'onde de courant caractérise l'intensité du coup de foudre.

- Les surtensions créées par les coups de foudre sont caractérisées par une onde de tension 1,2 / 50 μ s (cf. **Fig. J11**).

Ce type d'onde de tension est utilisé pour vérifier la tenue des équipements aux surtensions d'origine atmosphérique (tension de choc suivant CEI 61000-4-5).

Fig. J11

Onde de tension 1,2 / 50 μ s



2.1 Règles générales de la protection foudre

Le système de protection d'un bâtiment contre les effets de la foudre doit comprendre :

- une protection des structures contre les coups de foudre directs,
- une protection de l'installation électrique contre les coups de foudre directs et indirects.

Le principe de base de la protection d'une installation contre les risques de foudroiement consiste à empêcher l'énergie perturbatrice d'atteindre les équipements sensibles. Pour cela, il est nécessaire :

- de capter et de canaliser le courant de foudre vers la terre par le chemin le plus direct (en évitant la proximité des équipements sensibles),
- de réaliser l'équipotentialité de l'installation.
Cette liaison équipotentielle est réalisée par des conducteurs d'équipotentialité, complétée par des parafoudres ou par des éclateurs (éclateur de mât d'antenne par exemple).
- de minimiser les effets induits et indirects par la mise en œuvre de parafoudres et ou de filtres.

Deux systèmes de protection sont utilisés pour supprimer ou limiter les surtensions : ils sont désignés comme système de protection du bâtiment (à l'extérieur des bâtiments) et système de protection de l'installation électrique (à l'intérieur des bâtiments).

2.2 Système de protection foudre du bâtiment

Le rôle du système de protection du bâtiment est de le protéger contre les coups de foudres directs. Le système est composé :

- du dispositif de capture : le paratonnerre,
- des conducteurs de descente destinés à écouler le courant de foudre vers la terre,
- des prises de terre en patte d'oie reliées entre elles,
- des liaisons entre toutes les masses métalliques (réseau d'équipotentialité) et les prises de terre.

En effet, lors de l'écoulement du courant de foudre dans un conducteur, si des différences de potentiel apparaissent entre celui-ci et les masses reliées à la terre qui se trouvent à proximité, celles-ci peuvent entraîner des amorçages destructeurs.

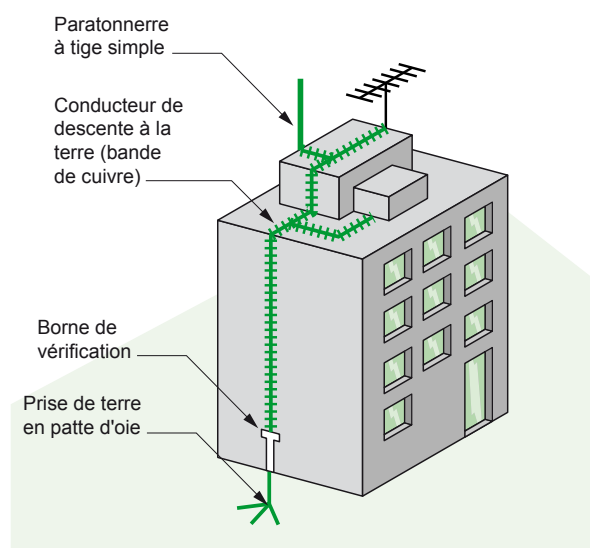
2.2.1 Les 3 types de paratonnerre

Trois types de protection du bâtiment sont utilisés :

Le paratonnerre à tige simple

Le paratonnerre à tige est une pointe de capture métallique placée au sommet du bâtiment. Il est mis à la terre par un ou plusieurs conducteurs (souvent des bandes de cuivre) (cf. **Fig. J12**).

Fig. J12
Protection par un
paratonnerre à tige simple

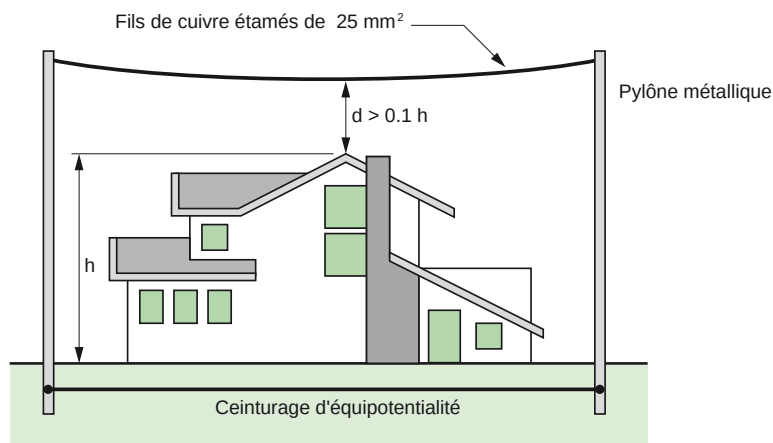


Le paratonnerre à fil tendu

Ces fils sont tendus au dessus de la structure à protéger. Ils sont utilisés pour protéger des structures particulières : aires de lancement de fusées, applications militaires et protection des lignes aériennes à haute tension (cf. Fig. J13).

Fig. J13

Exemple de protection contre la foudre par paratonnerre à fils tendus



J8

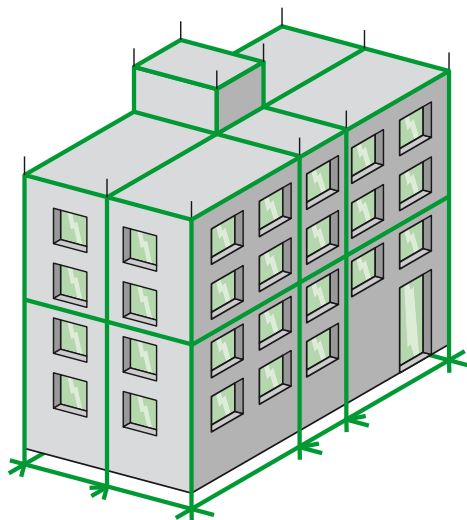
Le paratonnerre à cage maillée (cage de Faraday)

Cette protection consiste à multiplier de manière symétrique les conducteurs-rubans de descente tout autour du bâtiment. (cf. Fig. J14).

Ce type de paratonnerre est utilisé pour des bâtiments très exposés abritant des installations très sensibles comme des salles informatiques.

Fig. J14

Exemple de protection contre la foudre utilisant le principe de la cage maillée (cage de Faraday)



2.2.2 Incidence de la protection du bâtiment sur les équipements de l'installation électrique

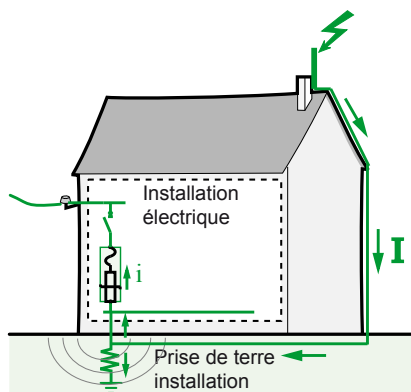
50% du courant de foudre écoulee par le système de protection du bâtiment remonte dans les réseaux de terre de l'installation électrique (cf. Fig. J15) : la montée en potentiel des masses dépasse très fréquemment la tenue des isolations des conducteurs des différents réseaux (BT, Télécommunications, câble vidéo, etc.).

De plus, l'écoulement du courant à travers les conducteurs de descente génère des surtensions induites dans l'installation électrique.

En conséquence, le système de protection du bâtiment ne protège pas l'installation électrique : il est donc obligatoire de prévoir un système de protection de l'installation électrique.

Fig. J15

Retour de courant de
foudre direct



2.3 Système de protection foudre de l'installation électrique

L'objectif principal du système de protection de l'installation électrique est de limiter les surtensions à des valeurs acceptables pour les équipements.

Le système de protection de l'installation électrique est composé :

- d'un ou de plusieurs parafoudres selon la configuration du bâtiment,
- du réseau d'équipotentialité : maillage métallique des masses et éléments conducteurs.

2.3.1 Mise en œuvre

La démarche pour protéger les installations électriques et de communication d'un bâtiment est la suivante

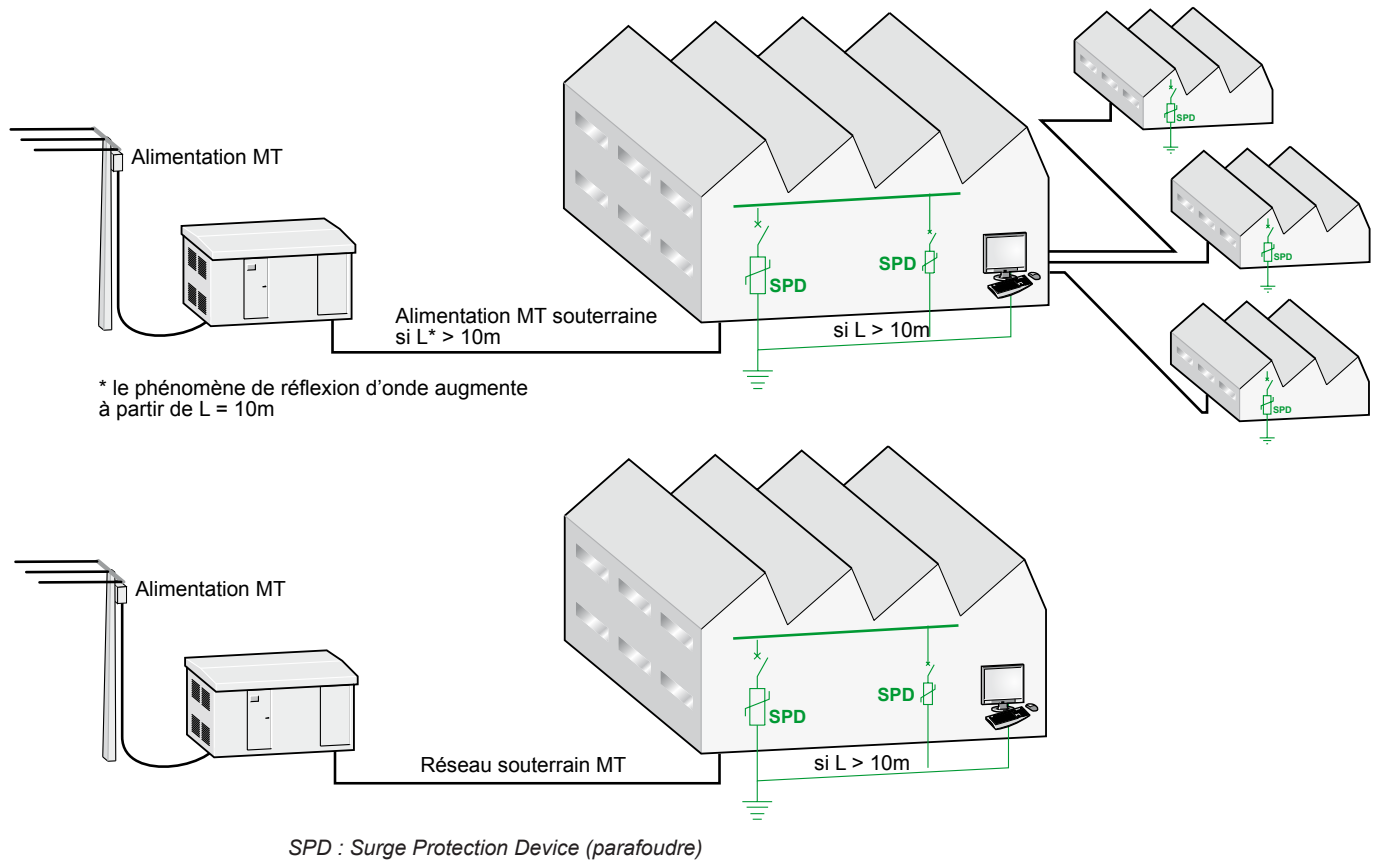
Recherche d'information

- Identifier tous les récepteurs sensibles et leur localisation dans le bâtiment,
- Identifier les réseaux de puissance et de communication et leur point d'entrée respectif dans le bâtiment,
- Vérifier la présence éventuelle d'un paratonnerre sur le bâtiment ou à proximité,
- Prendre connaissance de la réglementation applicable à la situation du bâtiment,
- Evaluer le risque de foudroiement en fonction de la situation géographique, le type d'alimentation, la densité de foudroiement, ...

Mise en œuvre de la solution

- Réaliser l'équipotentialité des masses par un maillage,
- Installer un parafoudre dans le tableau d'arrivée BT,
- Installer un parafoudre complémentaire dans chaque tableau divisionnaire situé à proximité des équipements sensibles (cf. Fig. J16).

Fig. J16: Exemple de protection d'une installation électrique de grande dimension



2.4 Le parafoudre

Les dispositifs de protection par parafoudre sont utilisés pour les réseaux d'alimentation électrique, les réseaux téléphoniques, les bus de communication ou d'automatisme.

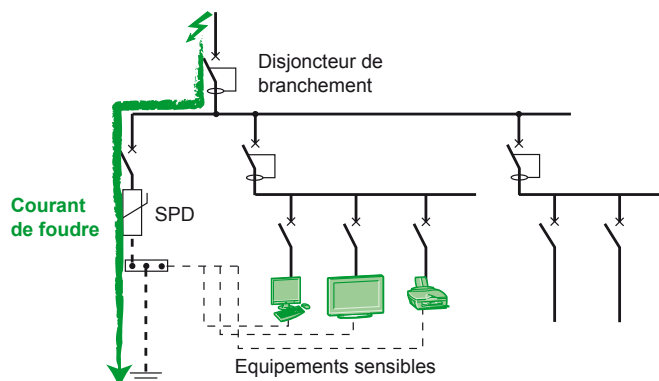
Le parafoudre est un composant du système de protection de l'installation électrique.

Ce dispositif est connecté en parallèle sur le circuit d'alimentation des récepteurs qu'il doit protéger (cf. Fig. J17). Il peut aussi être utilisé à tous les niveaux du réseau d'alimentation.

C'est le type de protection contre les surtensions le plus utilisé et le plus efficace.

Voir [\[les offres de parafoudres\]](#) de Schneider Electric

Fig. J17
Principe de la protection en parallèle



2.4.1 Principe



Connecté en parallèle, un parafoudre a une haute impédance. Lorsque la surtension transitoire apparaît dans le système, l'impédance du dispositif diminue. Le courant de foudre est dérivé à travers le parafoudre, en contournant le matériel sensible.

Le parafoudre est un dispositif destiné à limiter les surtensions transitoires d'origine atmosphérique et à dériver les ondes de courant vers la terre, afin de limiter l'amplitude de cette surtension à une valeur non dangereuse pour l'installation électrique et l'appareillage électrique.

Le parafoudre élimine les surtensions :

- en mode commun, entre phase et neutre ou terre,
- en mode différentiel, entre phase et neutre.

En cas de surtension supérieure au seuil de fonctionnement, le parafoudre

- conduit l'énergie à la terre, en mode commun,
- répartit l'énergie dans les autres conducteurs actifs, en mode différentiel.

2.4.2 Les trois types de parafoudre

Parafoudre de type 1

Le parafoudre de type 1 est préconisé dans le cas particulier des bâtiments tertiaires et industriels, protégés par un paratonnerre ou par une cage maillée.

Il protège l'installation électrique contre les coups de foudre directs. Il permet d'écouler le courant de foudre « en retour » se propageant du conducteur de terre vers les conducteurs du réseau

Les parafoudres de type 1 sont caractérisés par une onde de courant 10/350 μ s.

Parafoudre de type 2

Le parafoudre de type 2 est la protection principale de toutes les installations électriques basse tension. Installé dans chaque tableau électrique, il évite la propagation des surtensions dans les installations électriques et protège les récepteurs.

Les parafoudres de type 2 sont caractérisés par une onde de courant 8/20 μ s.

Parafoudre de type 3

Ces parafoudres possèdent une faible capacité d'écoulement. Ils sont donc obligatoirement installés en complément des parafoudres de type 2 et à proximité des récepteurs sensibles.

Les parafoudres de type 3 sont caractérisés par une combinaison des ondes de tension (1,2/50 μ s) et de courant (8/20 μ s).

Définition normative des parafoudres

Fig. J18
Définition normative des parafoudres

	Coup de foudre direct	Coup de foudre indirect	
CEI 61643-11 (2011)	Classe I test	Classe II test	Classe III test
CEI 61643-11 (2011)	Type 1 : T1	Type 2 : T2	Type 3 : T3
EN/IEC 61643-11	Type 1	Type 2	Type 3
Former VDE 0675v	B	C	D
Type d'onde d'essais	10/350	8/20	1.2/50 + 8/20

Note 1 : il existe des parafoudres **T1** + **T2** soit (B+C) combinant la protection des récepteurs contre les coups de foudre directs et indirects.

Note 2 : les parafoudres **T2** peuvent aussi être déclarés en **T3**.

2.4.3 Caractéristiques des parafoudres

La norme internationale CEI 61643-11 (Parafoudres connectés aux systèmes basse tension - Exigences et méthodes d'essai) définit les caractéristiques et les essais des parafoudres connectés aux réseaux de distribution basse tension (cf. Fig. J19).

Caractéristiques communes

Uc : tension maximale de service permanent

C'est la tension efficace ou continue au delà de laquelle le parafoudre devient passant. Cette valeur est choisie en fonction de la tension du réseau et du schéma des liaisons à la terre.

Up : niveau de protection (à In)

C'est la tension maximale aux bornes du parafoudre lorsqu'il est passant. Cette tension est atteinte lorsque le courant qui s'écoule dans le parafoudre est égal à I_n . Le niveau de protection doit être choisi inférieur à la [tenue en surtension des charges](#). Lors de coups de foudre, la tension aux bornes du parafoudre reste généralement inférieure à U_p .

In : courant nominal de décharge

C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 μs que le parafoudre est capable d'écouler 20 fois.

Parafoudre de type 1

Pourquoi I_{imp} est-il important ?

La norme CEI 62305 exige une valeur de courant d'impulsion maximum par pôle I_{imp} de 25 kA. Pour assurer la protection de toute installation, le parafoudre doit être correctement dimensionné pour le courant maximum prévu. Attention de ne pas confondre le courant par pôle (25 kA) avec le courant total (100 kA pour un réseau 3P + N).

limp : courant impulsionnel de décharge

C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 10/350 μs que le parafoudre est capable d'écouler 5 fois.

Ifi : courant d'auto-extinction

Applicable uniquement à la technologie à éclateur.

C'est le courant (50 Hz) que le parafoudre est capable d'interrompre de lui-même après amorçage. Ce courant doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé au point d'installation.

Parafoudre de type 2

Pourquoi I_{max} est-il important ?

La différence entre I_{max} et I_n indique que le parafoudre fonctionne dans des conditions nominales près de ses limites. Plus I_{max} est élevé, pour une même valeur de I_n , plus les conditions de fonctionnement sont sûres, loin des limites de performance.

I_{max} : courant maximal de décharge.

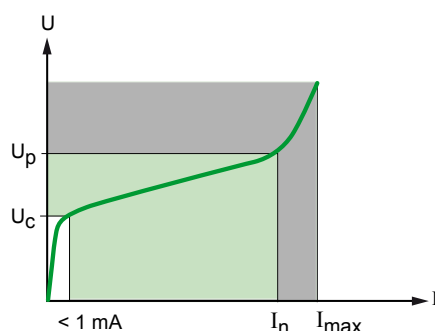
C'est la valeur de crête d'un courant de forme d'onde 8/20 μs que le parafoudre est capable d'écouler 1 fois.

Parafoudre de type 3

Uoc

Tension en circuit ouvert appliquée lors des essais de class III (type 3).

Fig. J19
Caractéristique temps/
courant d'un parafoudre à
varistance



2.4.4 Les principales applications

Les parafoudres BT

Des dispositifs très différents, tant d'un point de vue technologique que d'utilisation, sont désignés par ce terme. Les parafoudres basse tension sont modulaires pour être facilement installés à l'intérieur des tableaux BT.

Il existe aussi des parafoudres adaptables sur les prises de courant mais ces parafoudres ont une faible capacité d'écoulement.

Les parafoudres pour les circuits à courant faible

Ces dispositifs protègent les réseaux téléphoniques, les réseaux commutés ou d'automatisme (bus) contre les surtensions issues de l'extérieur (foudre) et celles internes au réseau d'alimentation (équipement polluant, manœuvre d'appareillage, etc.).

De tels parafoudres sont aussi installés dans des coffrets de distribution ou intégrés dans des récepteurs.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.1 Règle de conception de la protection foudre



Pour protéger une installation électrique dans un bâtiment, des règles simples s'appliquent au choix

- du ou des parafoudres,
- de son dispositif de protection.

Pour une installation de distribution électrique, les caractéristiques essentielles servant à définir le système de protection foudre et choisir un parafoudre pour protéger une installation électrique dans un bâtiment sont :

parafoudre

- le nombre de parafoudres,
- le type,
- le niveau d'exposition pour définir le courant de décharge I_{max} du parafoudre.

dispositif de déconnexion

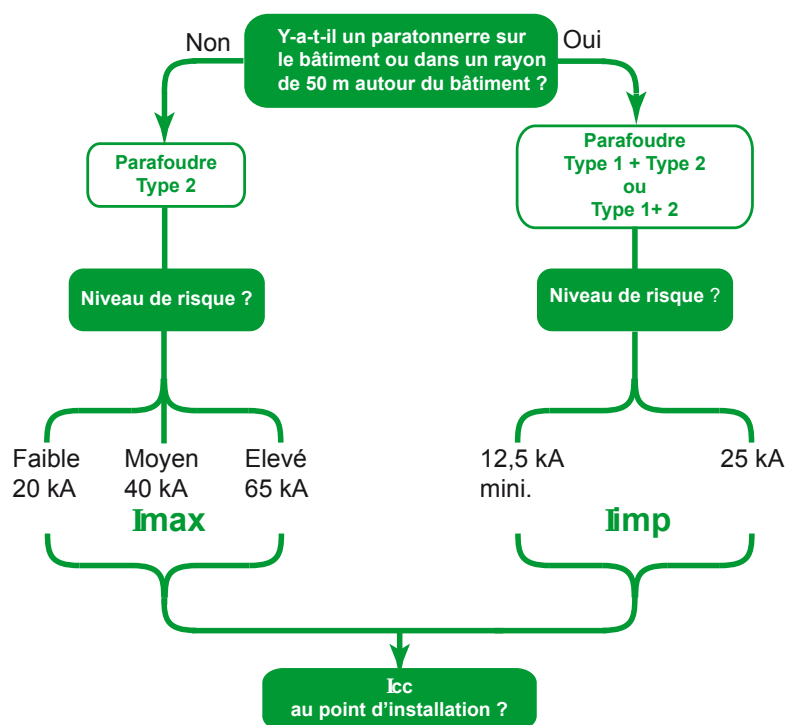
- courant maximal de décharge I_{max} ,
- niveau de court-circuit I_{cc} au point d'installation.

Le logigramme ci-après illustre cette règle de conception.

Fig. J20

Logigramme pour le choix d'un système de protection

Parafoudre



Dispositif de Protection contre les court-circuits (DPCC)

Les autres caractéristiques de choix d'un parafoudre sont prédéfinies pour une installation électrique :

- nombre de pôles du parafoudre,
- le niveau de protection U_p ,
- la tension de service U_c .

Ce sous chapitre ([Conception du système de protection de l'installation électrique](#)) décrit plus en détails les critères de choix du système de protection en fonction des caractéristiques de l'installation, des équipements à protéger et de l'environnement.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.2 Eléments du système de protection foudre

3.2.1 Localisation et type de parafoudres

Un parafoudre doit toujours être installé à l'origine de l'installation électrique.

Le type de parafoudre à installer à l'origine de l'installation dépend de la présence ou non d'un paratonnerre. Si le bâtiment est équipé d'un paratonnerre (selon CEI 62305) un parafoudre de type 1 doit être installé.

Pour les parafoudres en tête d'installation, les normes d'installation CEI 60364 imposent des valeurs minimales pour les 2 caractéristiques suivantes :

- courant nominal de décharge $I_n = 5 \text{ kA (8/20) } \mu\text{s}$,
- niveau de protection $U_p (\text{à } I_n) < 2,5 \text{ kV}$.

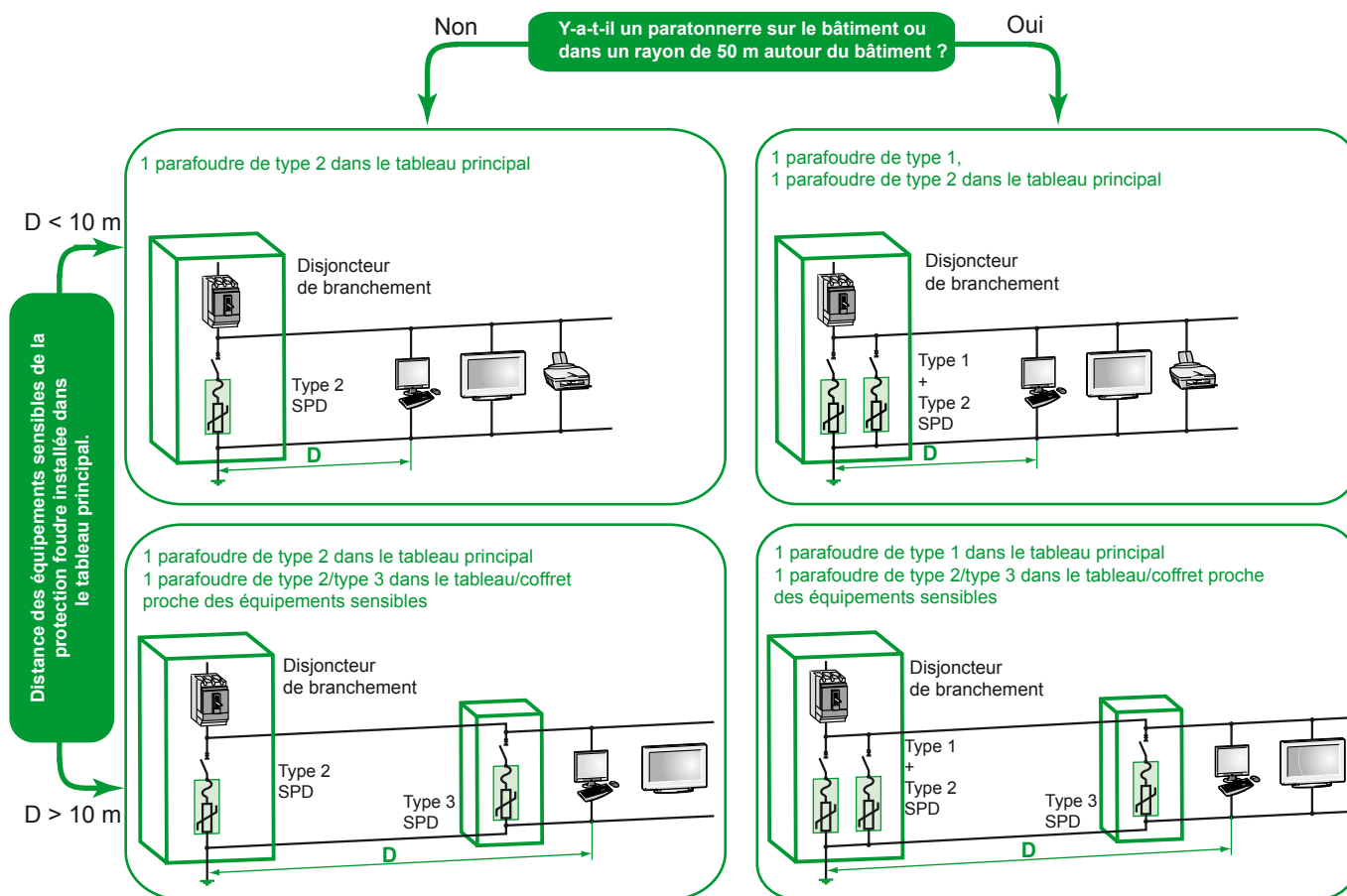
Le nombre de parafoudres complémentaires à installer est déterminé par :

- la taille du site et la difficulté d'assurer l'équipotentialité. Sur des sites de grande taille, il est impératif d'installer un parafoudre en tête de chaque armoire divisionnaire.
- la distance des charges sensibles à protéger par rapport à la protection de tête. Lorsque les récepteurs sont implantés à plus de 10 m de la protection de tête, il est nécessaire de prévoir une protection fine spécifique au plus près des charges sensibles.
- le risque d'exposition. En cas de site très exposé, le parafoudre de tête ne peut pas assurer à la fois un fort écoulement du courant de foudre et un niveau de protection suffisamment bas. En particulier, un parafoudre de type 1 est généralement accompagné par un parafoudre de type 2.

Le tableau de la **figure J21** ci-après indique le nombre et le type de parafoudre à mettre en œuvre en fonction des 2 paramètres précédemment définis.

J15

Fig. J21: Les 4 cas de mise en œuvre de parafoudre



Note 1: Le parafoudre de type 1 est installé dans le tableau électrique raccordé à la prise de terre du paratonnerre.

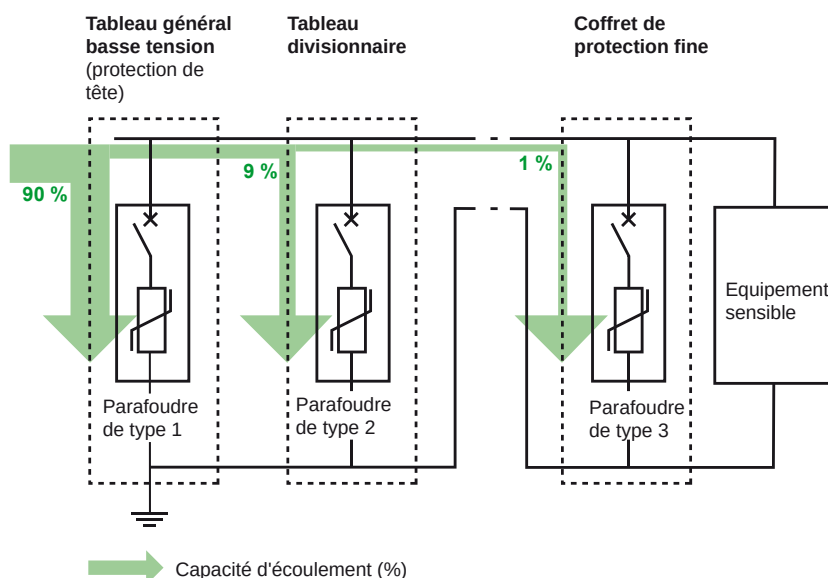
3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.2.2 Mise en cascade des parafoudres

L'association en cascade de plusieurs parafoudres permet de répartir l'énergie entre plusieurs parafoudres, comme présenté sur la **Figure J22** où les trois types de parafoudre sont prévus :

- type 1 : lorsque le bâtiment est équipé d'un paratonnerre et situé en tête d'installation, il absorbe une quantité d'énergie très importante,
- type 2, il absorbe les surtensions résiduelles,
- type 3, il assure si nécessaire la protection "fine" des équipements les plus sensibles au plus près des récepteurs.

Fig. J22
Architecture d'une protection fine



Note : Les parafoudres type 1 et 2 peuvent être associés dans un même parafoudre.

Fig. J23
Le parafoudre PRD1 25r remplit les 2 fonctions de type 1 et de type 2 dans le même boîtier



3.3 Caractéristiques communes des parafoudres suivant les caractéristiques de l'installation

3.3.1 Tension de service U_c

Suivant le schéma des liaisons à la terre, la tension maximale de fonctionnement permanent U_c des parafoudres doit être égale ou supérieure aux valeurs indiquées dans le tableau de la **Figure J24**.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Fig. J24

Valeur minimale prescrite de U_c des parafoudres en fonction des schémas des liaisons à la terre (à partir du tableau 53C de la norme CEI 60364-5-53)

Parafoudre connecté entre	Schéma des liaisons à la terre du réseau				
	TT	TN-C	TN-S	IT avec neutre distribué	IT sans neutre distribué
Conducteur de phase et conducteur neutre	1,1 U_o	NA	1,1 U_o	1,1 U_o	NA
Chaque conducteur de phase et PE	1,1 U_o	NA	1,1 U_o	$\sqrt{3}$ U_o	$\sqrt{3}$ U_o
Conducteur neutre et PE	U_o	NA	U_o	U_o	NA
Chaque conducteur de phase et PEN	NA	1,1 U_o	NA	NA	NA

NA : non applicable
 U_o est la tension simple du réseau à basse tension.

Les valeurs de U_c les plus courantes choisies en fonction du schéma des liaisons à la terre.

TT, TN : 260, 320, 340, 350 V

IT : 440, 460, V

3.3.2 Niveau de protection Up (à In)

Le niveau de protection U_p "installé" généralement retenu pour protéger des équipements sensibles dans installations électriques 230 / 400 V, est 2,5 kV (catégorie de surtension II, cf. Fig. J25)

Note:

Si le niveau de protection prescrit ne peut pas être obtenu par le parafoudre de tête ou si des équipements sensibles sont éloignés (voir [Localisation et type de parafoudres](#)) des parafoudres supplémentaires coordonnés doivent être mis en œuvre pour obtenir le niveau de protection requis.

Fig. J25

Choix d'un équipement pour une installation conforme à la CEI 60364 (tableau 44B)

Tension nominale de l'installation V_{ia}		Tension de tenue aux chocs prescrite pour kV ^[c]			
Réseaux triphasés ^[b]	Réseaux monophasés à point milieu	Matériels à l'origine de l'installation (catégorie de surtension IV)	Matériels de distribution et circuits terminaux (catégorie de surtension III)	Appareils d'utilisation et équipement (catégorie de surtension II)	Matériels spécialement protégés (catégorie de surtension I)
	120 - 240	4	2,5	1,5	0,8
230/400 ^[b]	-	6	4	2,5	1,5
277/480 ^[b]	-				
400/690	-	8	6	4	2,5
1,000	-	Valeurs définies par les ingénieurs réseau			

[a] Selon la CEI 60038.

[b] Au Canada et aux USA, pour des tensions supérieures à 300 V par rapport à la terre, la tension de tenue aux chocs correspondant à la tension immédiatement supérieure de la colonne est applicable.

[c] Cette tension de tenue aux chocs est applicable entre les conducteurs actifs et le conducteur PE.

Fig. J26

Catégorie de surtension des matériels

	les matériels de la catégorie I sont des matériels particulièrement sensibles aux surtensions transitoires (appareils avec circuits électroniques, etc.).
	les matériels de la catégorie II sont des matériels consommateurs d'énergie, alimentés à partir de l'installation fixe (appareils électrodomestiques, outils portatifs, etc.).
	les matériels de la catégorie III sont des appareillages de l'installation fixe et des matériels à usage industriel avec un raccordement permanent à l'installation fixe.
	les matériels de la catégorie IV sont utilisés à l'origine de l'installation (appareillages, appareils de mesures, compteurs électriques, etc.).

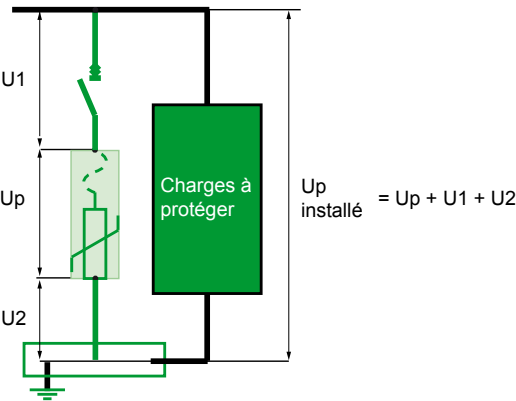
3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Le parafoudre a un niveau de protection en tension U_p intrinsèque c.-à-d. défini et testé indépendamment de son installation.

En réalité, pour le choix de la performance U_p d'un parafoudre, il faut prendre une marge de sécurité pour tenir compte des surtensions inhérentes à l'installation du parafoudre (cf. **Fig. J27** et §4.1)

La performance U_p "installé" doit être comparée à la tenue aux chocs des récepteurs.

Fig. J27
 U_p « installé »



3.3.3 Nombre de pôles

Suivant le schéma des liaisons à la terre, il est nécessaire de prévoir une architecture du parafoudre assurant la protection en mode commun (MC) et en mode différentiel (MD).

Fig. J28
Besoin de protection selon le schéma des liaisons à la terre

	TT	TN-C	TN-S	IT
Phase-neutre (MD)	Recommandé ^[a]	-	Recommandé	Non utile
Phase-terre (PE ou PEN) (MC)	Oui	Oui	Oui	Oui
Neutre-Terre (PE) (MC)	Oui	-	Oui	Oui ^[b]

[a] la protection entre la phase et le neutre peut être incluse dans le parafoudre en amont de l'installation, ou alors à distance proche de l'équipement à protéger.

[b] si neutre distribué.

Note

surtension de mode commun

Une protection de base consiste à installer un parafoudre en mode commun entre les phases et le conducteur PE (ou PEN), quel que soit le type de schéma des liaisons à la terre utilisé

surtension de mode différentiel

Dans les schémas TT et TN-S, la mise à la terre du neutre conduit à une dissymétrie due aux impédances de terre qui entraîne l'apparition de tensions de mode différentiel, bien que la surtension induite par un coup de foudre soit de mode commun.

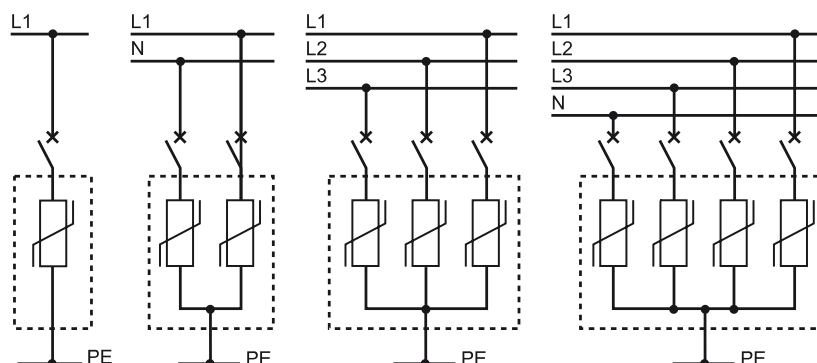
Parafoudres 2P, 3P et 4P

(cf. **Fig. J29**)

- Ils sont adaptés aux schémas IT, TNC et TNC-S.
- Ils fournissent seulement une protection contre les surtensions de mode commun.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Fig. J29
Parafoudres 1P, 2P, 3P, 4P

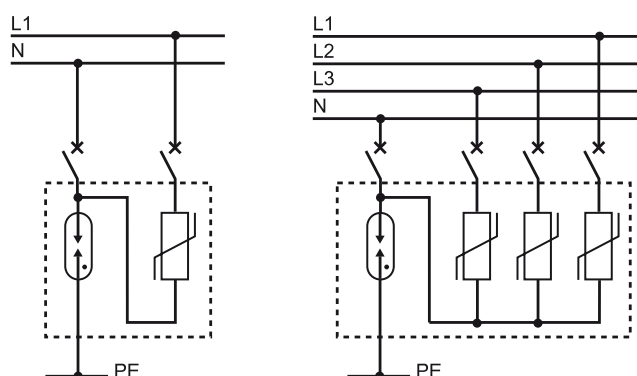


Parafoudres 1P + N, 3P + N

(cf. Fig. J30)

- Ils sont adaptés aux schémas TT, TN-S, TN-C.
- Ils fournissent une protection contre les surtensions de mode commun et de mode différentiel.

Fig. J30
Parafoudre 1P + N, 3P + N



3.4 Choix d'un parafoudre de type 1

3.4.1 Courant de décharge impulsionnel Iimp

- En absence de réglementations nationales ou spécifiques au type de bâtiment à protéger : le courant de décharge impulsionnel Iimp est au minimum de 12,5 kA (onde 10 / 350 µs) par branche suivant la CEI 60364-5-534.
- En présence d'une réglementation : La norme EN 62305-2 définit 4 niveaux : I, II, III ou IV
Le tableau de la **figure J31** indique les différents niveaux de Iimp dans le cas réglementaire.

Fig. J31
Tableau des valeurs de Iimp suivant le niveau de protection du bâtiment (d'après CEI/EN 62305-2)

Niveau de protection suivant EN 62305-2	Courant de foudre paratonnerre	Iimp mini parafoudre Type 1 (réseau triphasé)
I	200 kA	25 kA/pole
II	150 kA	18.75 kA/pole
III / IV	100 kA	12.5 kA/pole

3.4.2 Courant d'auto-extinction Ifi

Cette caractéristique n'est applicable que pour les parafoudres à technologie éclateur. Le courant d'auto-extinction Ifi doit toujours être supérieur au courant de court-circuit présumé Icc au point d'installation.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.5 Choix d'un parafoudre de type 2

3.5.1 Courant de décharge I_{max} des parafoudres

Le courant de décharge I_{max} est défini, suivant le niveau d'exposition estimé par rapport à la situation du bâtiment.

La valeur du courant nominal de décharge (I_{max}) est déterminée par une analyse du risque (voir tableau de la figure J32).

Fig. J32

I_{max}, courant de décharge maximum en fonction du niveau d'exposition

	Niveau d'exposition		
	Faible	Moyen	Elevé
Environnement des bâtiments	Bâtiment situé dans une zone urbaine ou suburbaine d'habitations groupées	Bâtiment situés en plaine	Bâtiment où il existe un risque spécifique : pylône, arbre, région montagneuse, zone humide ou étang,...
Valeur conseillée I _{max} (kA)	20	40	65

3.6 Choix des dispositifs de déconnexion

3.6.1 Risques à prévenir en fin de vie du parafoudre

Le système de protection (thermique et court-circuit) doit être coordonné avec le parafoudre pour garantir un fonctionnement sûr, soit

- assurer la continuité de service :
 - supporter les ondes de courant de foudre,
 - ne pas générer de tension résiduelle trop importante.
- assurer une protection efficace contre tous les types de surintensités :
 - surcharge suite à emballement thermique de la varistance,
 - court-circuit de faible intensité (impédant),
 - court-circuit de forte intensité.

Sur vieillissement

En cas de fin de vie naturelle sur vieillissement, la protection est de type thermique. Les parafoudres à varistances doivent posséder un déconnecteur interne qui met hors service le parafoudre.

Note : la fin de vie par emballement thermique ne concerne pas les parafoudres à éclateur à gaz ou à air.

Sur défaut

Les causes de fin de vie sur défaut court-circuit, sont dues à :

- un dépassement de la capacité d'écoulement maximale.
Ce défaut se traduit par un court-circuit franc,
- un défaut provenant du réseau de distribution (permutation neutre phase, rupture du neutre),
- une dégradation lente de la varistance.

Ces 2 derniers défauts se traduisent par un court-circuit impédant

L'installation doit être protégée des dommages consécutifs à ces types de défaut : le déconnecteur interne (thermique) défini ci-dessus n'a pas le temps de s'échauffer, donc de fonctionner.

Un dispositif spécifique (appelé "dispositif de déconnexion externe"), apte à éliminer le court-circuit, doit être installé. Il peut être réalisé par un disjoncteur ou un appareillage à fusible.

3.6.2 Caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Le dispositif de déconnexion doit être coordonné avec le parafoudre. Il est dimensionné pour tenir les 2 contraintes suivantes :

Tenue au courant de foudre

La tenue au courant de foudre est une caractéristique essentielle du dispositif de déconnexion externe du parafoudre.

Le dispositif doit être capable de tenir les essais normalisés suivants :

- ne pas déclencher sur 15 courants impulsionnels successifs à I_n,
- déclencher à I_{max} (ou I_{imp}) sans être détérioré.

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Tenue au courant de court-circuit

Le pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure est déterminé par les règles d'installation (normes CEI 60364) :

Le dispositif de déconnexion externe doit avoir un pouvoir de coupure égal ou supérieur au courant de court-circuit présumé I_{cc} au point d'installation (suivant les normes CEI 60364).

La protection de l'installation contre le court-circuits

En particulier, le court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre.

Le choix de la protection est déterminé par le constructeur (dans les catalogues du constructeur du parafoudre).

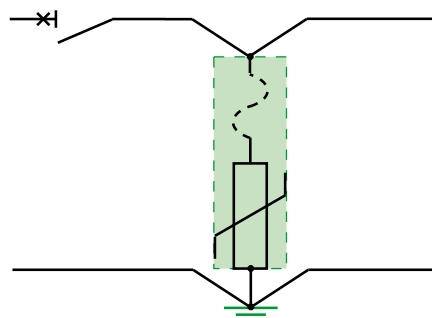
3.6.3 Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe

Dispositif "en série"

Le dispositif de déconnexion est désigné "en série" (cf. **Fig. J33**) lorsqu'il est réalisé par la protection générale du réseau à protéger (par exemple, disjoncteur de branchement en amont d'une installation).

normes CEI 60364.

Fig. J33
dispositif de déconnexion
"en série"



J21

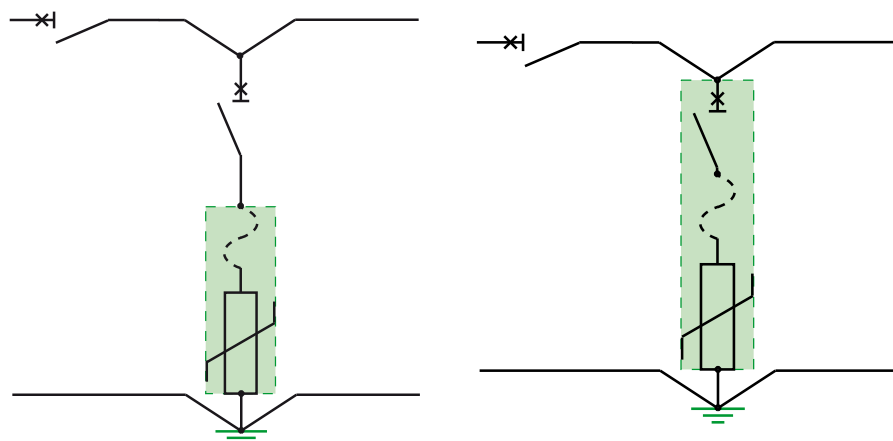
Dispositif "en parallèle"

Le dispositif de déconnexion est désigné "en parallèle" (cf. **Fig. J34**) lorsqu'il est réalisé spécifiquement par une protection associée au parafoudre.

- Le dispositif de déconnexion est appelé "disjoncteur de déconnexion" si la fonction est réalisée par un disjoncteur.
- Le disjoncteur de déconnexion peut être intégré ou non au parafoudre.

Note : dans le cas d'un parafoudre à éclateur à gaz ou à air, le dispositif de déconnexion permet de couper le courant de suite après utilisation.

Fig. J35
dispositifs de
déconnexion « en
parallèle »



3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.6.4 Garantie de la protection

Le dispositif de déconnexion externe doit être coordonné avec le parafoudre, testé et garanti par le constructeur de parafoudre suivant les préconisations de la norme CEI 61643-11 (NF EN 61643-1) chap. 7.7.3 . Il doit aussi être installé suivant les recommandations du constructeur

Lorsque ce dispositif est intégré, la conformité à la norme produit CEI 61643-11 garantit naturellement la protection.

Fig. J35

Parafoudres à dispositif de protection externe non intégré (iC60N + iPRD40r) et intégré (iQuick PRD 40r)



3.6.5 Synthèse des caractéristiques du dispositif de déconnexion externe

Une analyse détaillée des caractéristiques est réalisée au paragraphe J6.4.

Le tableau de la **figure J36** présente, sur un exemple, une synthèse des caractéristiques en fonction des différents types de dispositif de déconnexion externe.

Fig. J36: Caractéristiques de la protections fin de vie d'un parafoudre type 2 suivant le dispositif de déconnexion

Mode d'installation du dispositif de déconnexion externe	En série	En parallèle		
		Protection fusible associé	Protection disjoncteur associée	Protection disjoncteur intégrée
Protection foudre des équipements	=	=	=	=
	Tous les types de dispositifs de déconnexion protègent correctement les équipements			
Protection installation en fin de vie	-	=	+	++
	Aucune garantie de protection possible	Garantie constructeur Protection des courts-circuits impédants mal assurée	Protection des courts-circuits parfaitement assurée	Garantie totale
Continuité de service en fin de vie	--	+	+	+
	L'installation complète est mise hors service	Seul, le circuit du parafoudre est mis hors service		
Maintenance en fin de vie	--	=	+	+
	Mise hors service de l'installation nécessaire	Changement des fusibles	Réarmement immédiat	

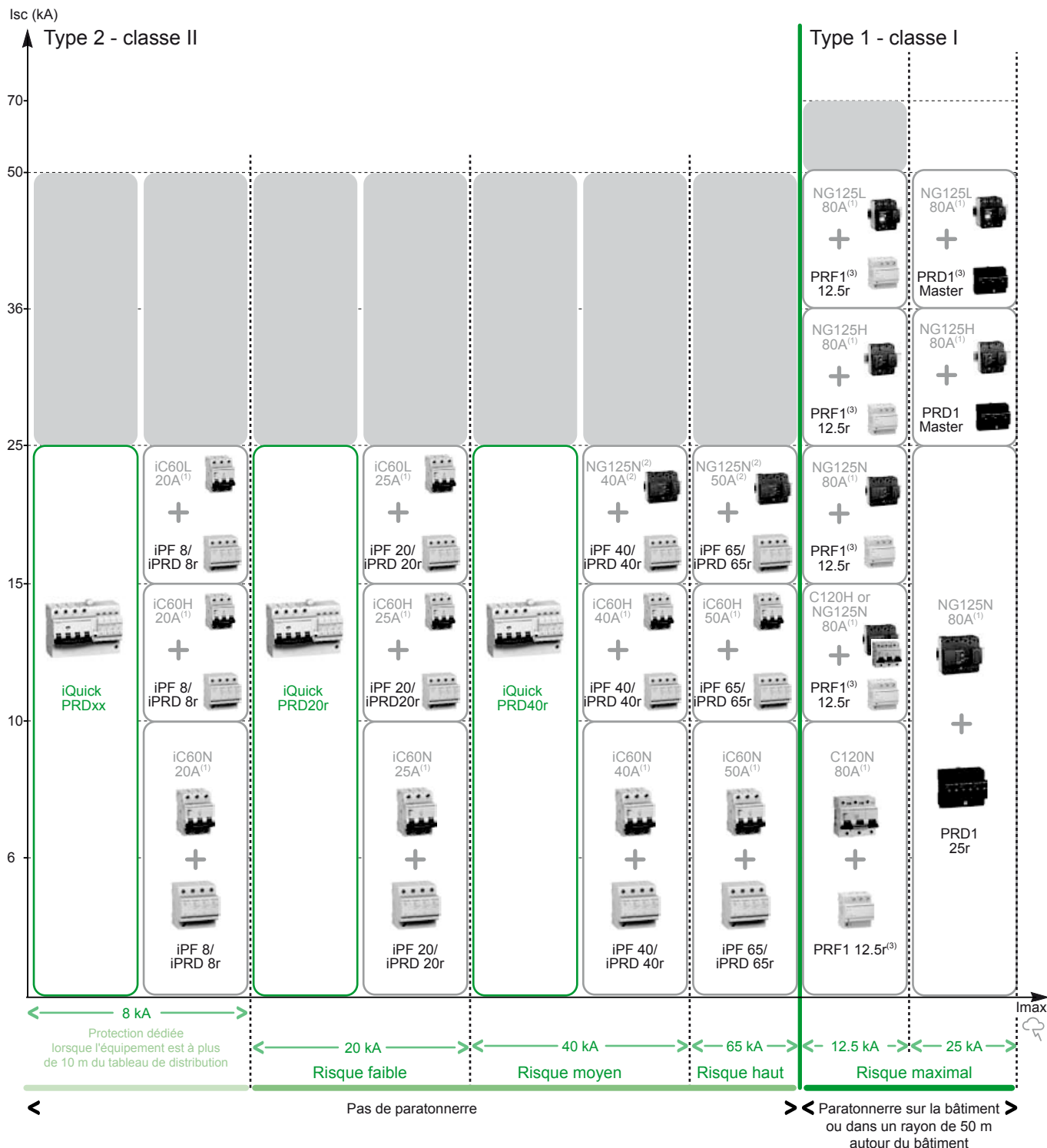
3.7 Tableau de coordination parafoudre et dispositif de protection

Le tableau de la **figure J37** ci-après présente la coordination des disjoncteurs de déconnexion des parafoudres de types 1 et 2 de marque Schneider Electric pour tous les niveaux de courants de court-circuit.

La coordination entre les parafoudres et les disjoncteurs de déconnexion, indiquée et garantie par Schneider Electric, assurent une protection sûre (tenue aux ondes de foudre, protection renforcée des courants de court-circuit impédant,...).

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

Fig. J37: Tableau de coordination entre les parafoudres et leur dispositif de déconnexion de la marque Schneider Electric



- (1) : Pour tous les disjoncteurs : courbe C
 (2) : NG125L pour 1P et 2P
 (3) : Egalement testé classe II

3 Conception du système de protection de l'installation électrique

3.7.1 Coordination avec les protections du réseau

Coordination avec les protections de surintensités

Dans l'installation électrique, le dispositif de déconnexion externe est un appareillage identique à l'appareillage de protection : ce qui permet de mettre en œuvre les techniques de sélectivité et de filiation pour une optimisation technico-économique du plan de protection.

Coordination avec les dispositifs différentiels

Si le parafoudre est installé en aval d'une protection différentielle, celle-ci doit être de type "si" ou Sélectif avec une immunité aux courants impulsionnels d'au moins 3 kA (onde de courant 8 / 20 μ s).

Note : les dispositifs différentiels de type S conformes aux normes CEI 61008 ou CEI 61009-1 satisfont à cette prescription.

4.1 Raccordement des parafoudres

Les connexions aux récepteurs d'un parafoudre doivent être les plus courtes possibles afin de réduire la valeur du niveau de protection en tension (U_p installé) aux bornes des équipements protégés.

La longueur totale des connexions du parafoudre au réseau et au bornier de terre ne doit pas dépasser 50 cm.

Une des caractéristiques essentielles pour la protection d'un équipement est le niveau de protection en tension maximal (U_p installé), que l'équipement peut supporter à ses bornes. De ce fait, un parafoudre doit être choisi avec un niveau de protection U_p adaptée à la protection de l'équipement (voir **Fig. J38**). La longueur totale des conducteurs de connexion est $L = L1 + L2 + L3$.

Pour les courants à haute fréquence, l'impédance linéique de cette connexion est de l'ordre de $1 \mu\text{H/m}$.

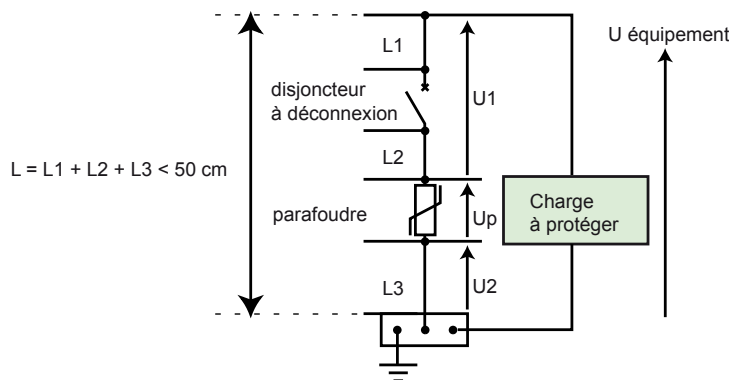
D'où, en appliquant la loi de Lenz à cette connexion : $\Delta U = L \, di/dt$

L'onde courant normalisée $8 / 20 \mu\text{s}$, avec une amplitude de courant de 8 kA, crée de ce fait une élévation de tension par mètre de câble de 1000 V.

$$\Delta U = 1 \times 10^{-6} \times 8 \times 10^3 / 8 \times 10^{-6} = 1000 \text{ V}$$

Par suite la tension aux bornes de l'équipement U_p installé est :

Fig. J38
Connexions d'un
parafoudre $L < 50 \text{ cm}$



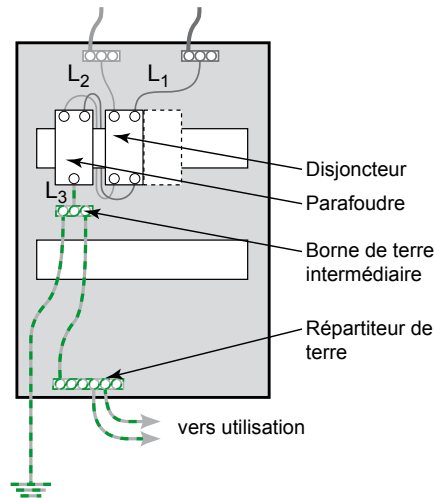
$$U_p \text{ installé} = U_p + U1 + U2$$

Si $L1 + L2 + L3 = 50 \text{ cm}$, l'onde $8 / 20 \mu\text{s}$ avec une amplitude de 8 kA, la tension aux bornes de l'équipement sera de $U_p + 500 \text{ V}$

4.1.1 Raccordement enveloppe plastique

La **figure J39a** montre comment raccorder un parafoudre dans une enveloppe plastique

Fig. J39a
Exemple de raccordement en enveloppe plastique



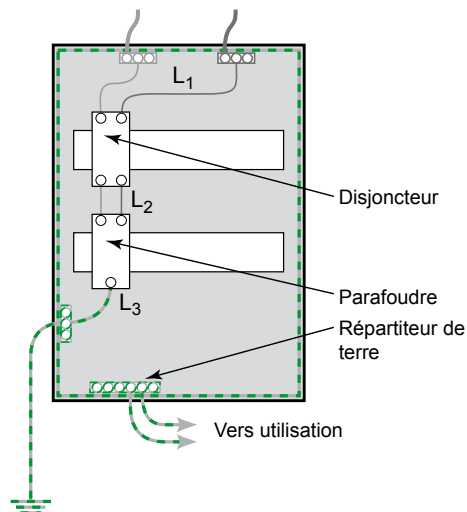
4.1.2 Raccordement en enveloppe métallique

Dans le cas d'un ensemble d'appareillage en enveloppe métallique, il peut être judicieux de raccorder directement à l'enveloppe métallique le parafoudre, l'enveloppe étant utilisée comme conducteur de protection (cf. **Fig. J39b**).

Cette disposition est conforme à la norme CEI 61439-1 et le constructeur de l'ensemble d'appareillage doit s'assurer que les caractéristiques de l'enveloppe permettent cette utilisation.

J26

Fig. J39b
Exemple de raccordement en enveloppe métallique



4.1.3 Section des conducteurs

La section minimale recommandée des conducteurs prend en compte :

- le service normal à assurer : écoulement de l'onde courant de foudre sous une chute de tension maximale (règle des 50 cm).

Note : contrairement aux applications à 50 Hz, le phénomène de foudre étant à haute fréquence, l'augmentation de la section des conducteurs ne diminue pas notablement son impédance haute fréquence.

- la tenue aux courants de courts-circuits des conducteurs : le conducteur doit tenir un courant de court-circuit pendant le temps maximal de coupure de la protection.

La CEI 60364 préconise en tête d'installation une section minimale de :

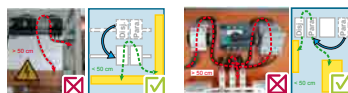
- 4 mm² (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 2,
- 16 mm² (Cu) pour le raccordement des parafoudres de type 1 (présence de paratonnerre).

4 Installation des parafoudres

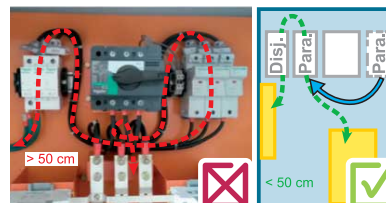
4.1.4 Exemples de bonne et mauvaise installations de parafoudres

Fig. J39c

Exemples de bonne et de mauvaise installation de parafoudres



Exemple 1 : l'installation doit être réalisée conformément aux règles d'installation : les longueurs de câble doivent être inférieures à 50 cm.



Exemple 2 : le positionnement des appareils devra être réalisé conformément aux règles d'installation : réduire la longueur des câbles < 50 cm et appliquer la règle de boucle afin de réduire l'impact des champs magnétiques créés par le courant de foudre.

4.2 Règles de câblage des parafoudres

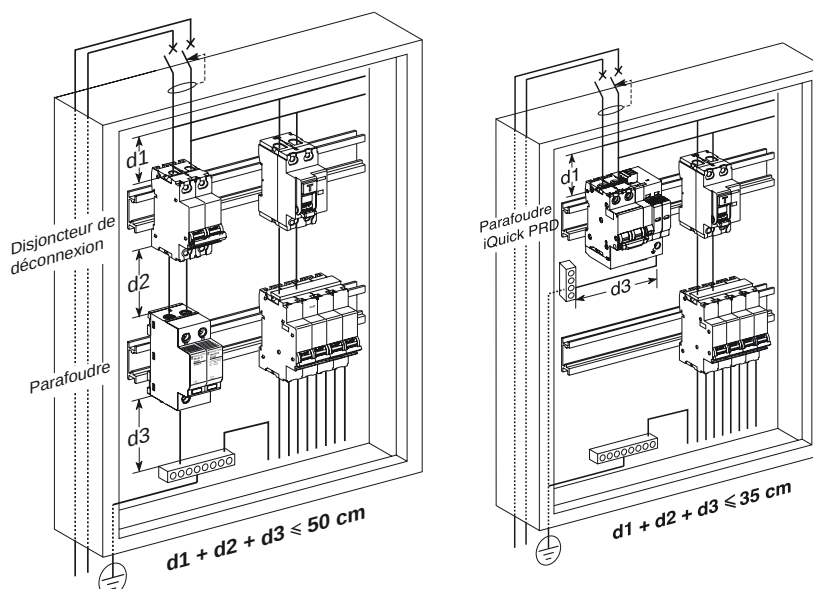
4.2.1 Règle 1

La première règle à respecter est que la longueur des connexions du parafoudre entre le réseau (au travers du dispositif de déconnexion) et le bornier de terre ne dépasse pas 50 cm.

La **Figure J40** montre les 2 possibilités de raccordement d'un parafoudre.

Fig. J40

parafoudre avec dispositif de déconnexion séparé ou intégré



4.2.2 Règle 2

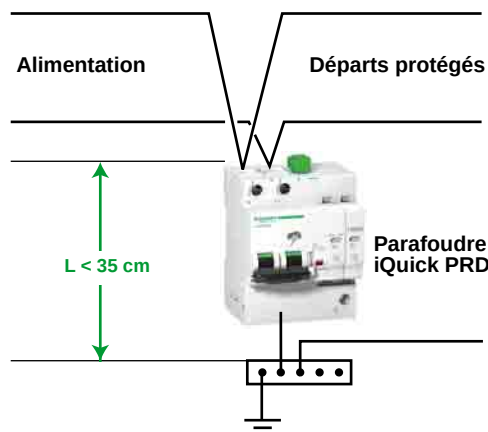
Les conducteurs des départs protégés :

- doivent être connectés aux bornes mêmes du dispositif de déconnexion ou du parafoudre,
 - doivent être séparés physiquement des conducteurs d'arrivée pollués.
- Ils sont placés à la droite des bornes du parafoudre et du dispositif de déconnexion (cf. **Fig. J41**).

4 Installation des parafoudres

Fig. J41

Les connexions des départs protégés sont à droite des bornes du parafoudre



4.2.3 Règle 3

Les conducteurs de phase, de neutre et de protection (PE) de l'arrivée doivent cheminer les uns contre les autres afin de réduire la surface de la boucle (cf. Fig. J40).

4.2.4 Règle 4

Les conducteurs d'arrivée du parafoudre doivent être éloignés des conducteurs de sortie protégés afin d'éviter de les polluer par couplage (cf. Fig. J40).

4.2.5 Règles 5

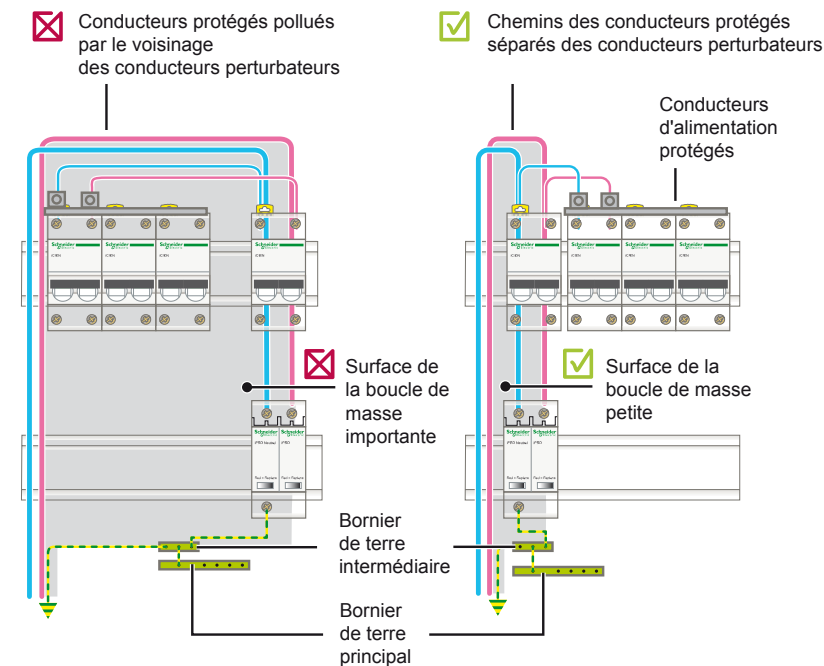
Les câbles doivent être plaqués contre les parties métalliques de l'armoire afin de minimiser la surface de la boucle de masse et donc de bénéficier d'un effet d'écran vis-à-vis des perturbations EM.

Dans tous les cas, il faut vérifier que les masses des armoires ou des coffrets sont mises à la terre par des connexions très courtes.

Enfin, si des câbles blindés sont utilisés, les grandes longueurs doivent être proscrites car elles réduisent l'efficacité du blindage (cf. Fig. J42).

Fig. J42

Exemple d'amélioration de la CEM par réduction des surfaces de boucle et de l'impédance commune au sein d'un coffret électrique



5.1 Exemples d'installation des parafoudres

5.1.1 Solutions et schémas de principe

- Le guide de choix des parafoudres a permis de déterminer la valeur exacte du parafoudre de tête d'installation et du disjoncteur de déconnexion associé.
- Les équipements sensibles ($U_{choc} < 1,5 \text{ kV}$) étant situés à plus de 10 m de la protection de tête, il faut placer les parafoudres de protection fine au plus près des récepteurs.
- Pour assurer une meilleure continuité de service pour les zones chambre froide :
 - on utilisera des Interrupteurs différentiels immunisés du type "si" afin d'éviter tout déclenchement intempestif dû à la montée du potentiel de la terre au moment du passage de l'onde foudre.
- Pour assurer une protection contre les surtensions atmosphériques :
 - prévoir un parafoudre situé dans le TGBT (cf. **Fig. J43**),
 - installer un parafoudre de protection fine dans chaque tableau 1 et 2 alimentant les équipements sensibles situés à plus de 10 m du parafoudre de tête,
 - installer un parafoudre sur le réseau de télécommunication pour protéger les appareils alimentés du type alarme incendie, modem, téléphone, fax (cf. **Fig. J44**).

Fig. J43
Exemple d'application : la supérette

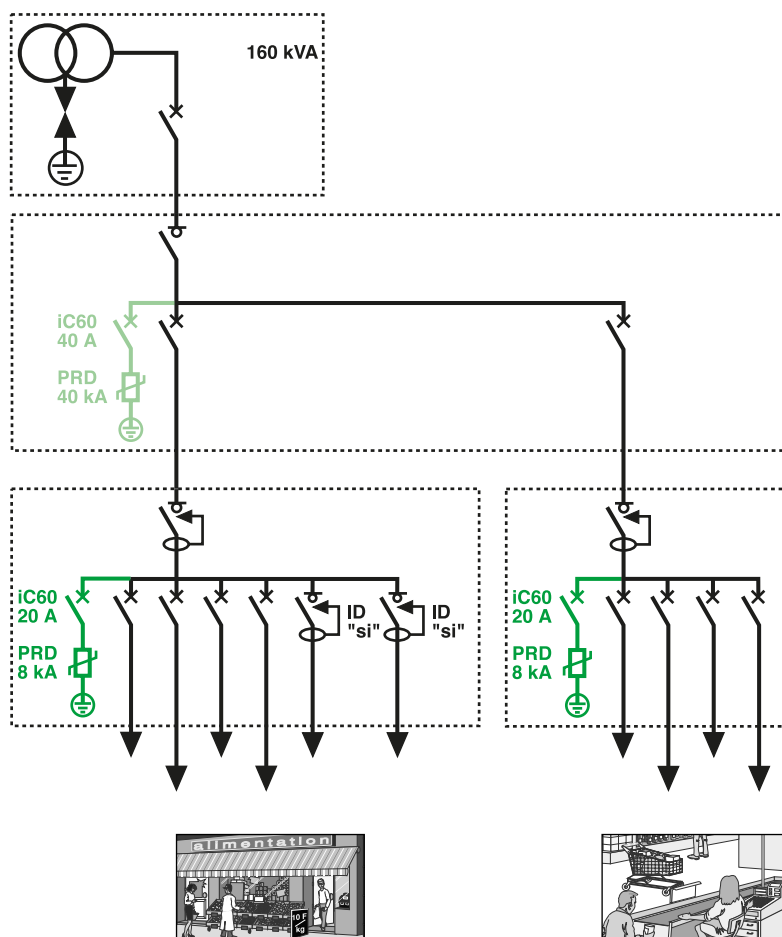
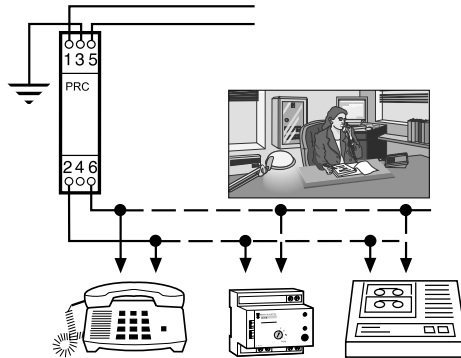


Fig. J44
Réseau de télécommunication



5.1.2 Conseils de câblage

- S'assurer de l'équipotentialité des masses et des terres du bâtiment.
- Réduire les surfaces de boucle constituées par les câbles d'alimentation.

5.1.3 Conseils d'installation

- Installer un parafoudre $I_{\max} = 40 \text{ kA}$ (8 / 20 μs) et un disjoncteur de déconnexion iC60 calibre 40 A.
- Installer des parafoudres de protection fine $I_{\max} = 8 \text{ kA}$ (8 / 20) et les disjoncteurs de déconnexion associés iC60 calibre 40 A.

5.2 Protection foudre des installations photovoltaïques

Des surtensions peuvent apparaître dans les installations électriques pour plusieurs raisons. Elles peuvent être causées par :

- le courant de foudre qui se propage à travers le réseau de distribution électrique
- le coup de foudre (à proximité ou sur le bâtiment et les installations PV).
- le champ électromagnétique cause par l'onde foudre à proximité des installations PV.

Comme toutes structures extérieures, les installations PV sont exposées au risque de foudroiement qui varie selon les régions.

C'est pourquoi, des actions préventives et des systèmes de protection contre les surtensions doivent être mis en oeuvre.

5.2.1 Protection par liaisons équipotentielle

La première action est s'assurer que toutes les liaisons métalliques de l'installation PV (panneaux solaires, coffrets, etc.) sont reliées entre elle de façon à réaliser un réseau des liaisons métalliques équipotentiel.

5.2.2 Protection par parafoudres

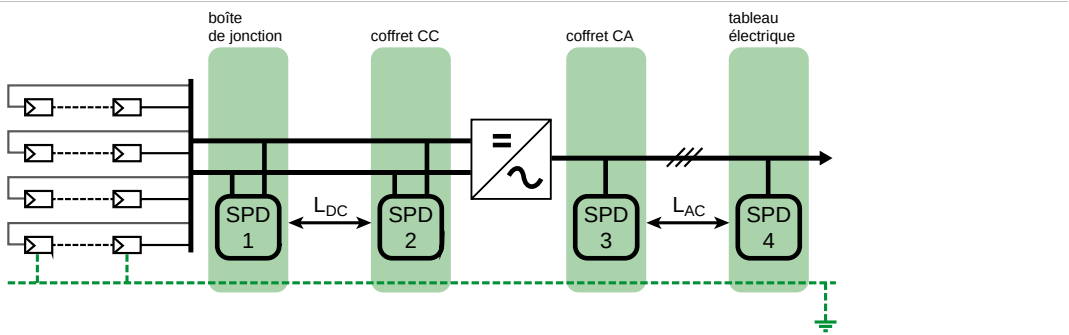
Les parafoudres sont bien adaptés pour protéger les équipements électriques sensibles comme l'onduleur, les modules PV, les équipements de contrôle, mesure mais aussi tout autre équipement alimenté par le réseau électrique 230 VAC.

La méthode d'analyse du risque qui suit est basée sur l'évaluation d'une longueur critique L_{crit} et sa comparaison avec la longueur totale des câbles courant continu L , provenant des modules PV.

Un parafoudre est requis si $L \geq L_{\text{crit}}$

L_{crit} dépend du type d'installation PV et est calculé selon le tableau suivant :

Fig. J45a
Sélection SPD.



Protection foudre							
Emplacement	Module PV et boîte de jonction		Onduleur CC	Onduleur CA		Tableau électrique	
	L _{DC}			L _{AC}		paratonnerre	
Critères	< 10 m	> 10 m		< 10 m	> 10 m	oui	non
Type de parafoudre	pas nécessaire	SPD 1 type 2 ^[a]	SPD 2 type 2 ^[a]	pas nécessaire	SPD 3 type 2 ^[a]	SPD 4 type 1 ^[a]	SPD 4 type 2 si Ng > 2,5 et ligne aérienne

[a] Type 1 requis si la distance de séparation définie dans la norme NF EN 62305 n'est pas suffisante.

L est la somme de :

- la somme des longueurs de câbles entre l'onduleur PV et les boîtes de jonction
- la somme des longueurs de câbles entre la boîte de jonction et les différents points de connexion des modules PV en prenant en compte que la longueur des câbles dans le même conduit est comptée seulement une fois Ng est la densité de foudroiement (nombre de coup de foudre / km² / an).

5.2.3 Installation des parafoudres

Le nombre et la localisation des parafoudres du côté courant continu de l'onduleur PV , dépend de la longueur de câble entre l'onduleur et les panneaux PV.

Si cette longueur est inférieure à 10 m alors un seul parafoudre doit être installé à proximité de l'onduleur PV.

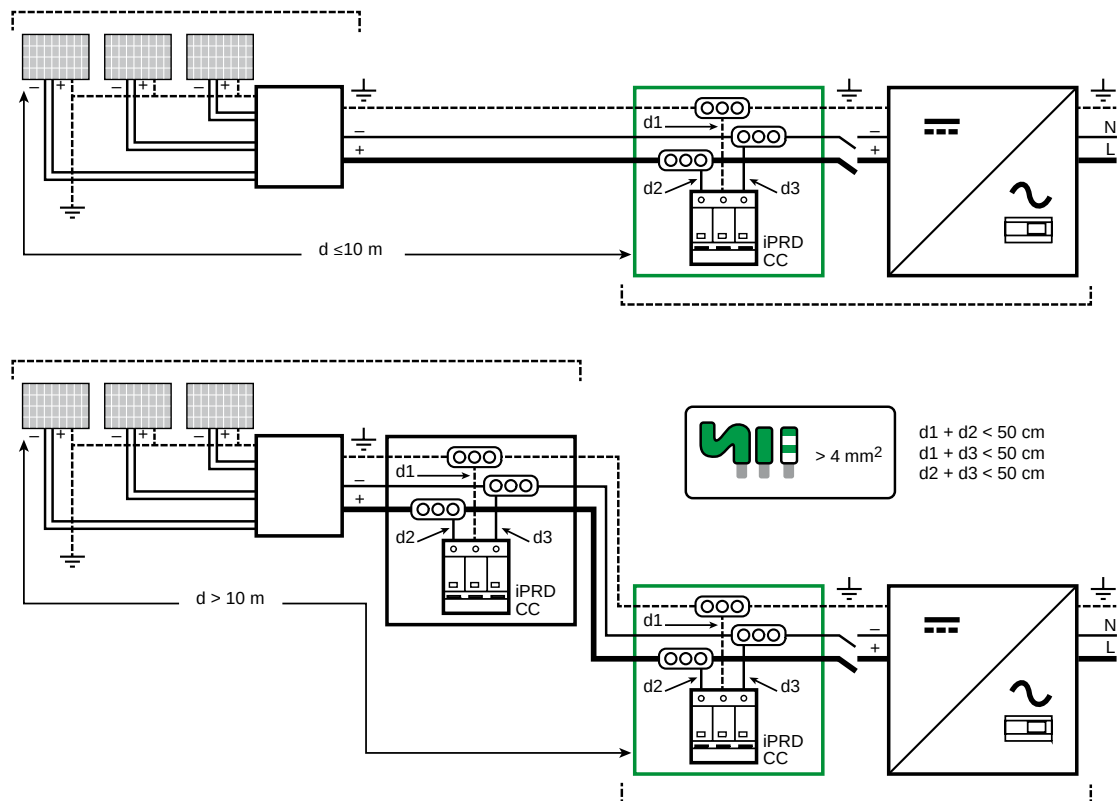
Si cette longueur est supérieure à 10 m, alors un second parafoudre doit être installé dans un coffret à proximité des modules PV.

Pour être efficace, les longueurs de connexion entre les bornes du parafoudre et le réseau L+ / L- / PE doivent être les plus courtes possibles (d1 + d2 < 50 cm).

5.2.4 La production d'énergie photovoltaïque sûre et fiable

Selon la distance entre le générateur d'énergie et le convertisseur, il peut être nécessaire d'installer deux ou plusieurs parafoudres pour assurer la protection contre les surtensions de chacun des équipements

Fig. J45b: Localisation des parafoudres CC



J32

6 Compléments techniques de la protection foudre

6.1 Normes des protections foudre

La norme CEI 62305 parties 1 à 4 (NF EN 62305 parties 1 à 4) restructure et met à jour les publications des normes CEI 61024 (série), CEI 61312 (série) et CEI 61663 (série) sur les protections de foudre.

6.1.1 Partie 1 - Principe généraux

cette partie présente des généralités sur la foudre et ses caractéristiques, des données générales et elle introduit les autres documents.

6.1.2 Partie 2 - Analyse du risque

cette partie présente l'analyse permettant de calculer le risque pour une structure et de déterminer les différents scénarios de protection afin de permettre une optimisation technico-économique.

6.1.3 Partie 3 - Dommages physiques sur les structures et risques humains

cette partie présente la protection contre les coups de foudre directs, incluant paratonnerre, conducteur de descente, prise de terre, équipotentialité et donc parafoudres d'équipotentialité (parafoudre de type 1).

6.1.4 Partie 4 - Réseaux de puissance et de communication dans les structures

cette partie présente la protection contre les effets induits de la foudre, incluant le système de protection par parafoudres (parafoudre de type 2 et 3), les blindages de câbles, les règles d'installation des parafoudres, etc.

Cette série de normes est complétée :

- par la série de normes CEI 61643 pour la définition des produits parafoudres (voir [Principe de la protection foudre](#)),
- par la série des normes CEI 60364-4 et -5 pour la mise en œuvre des produits dans les installations électriques BT (voir [Conception du système de protection de l'installation électrique](#)).

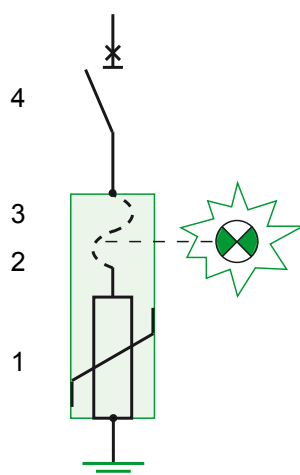
J33

6.2 Les composants d'un parafoudre

Le parafoudre est principalement constitué (cf. **Fig. J45c**) :

- 1) d'un ou de plusieurs composants non linéaires : la partie active (varistance, éclateur à gaz, ...),
- 2) d'un dispositif de protection thermique (déconnecteur interne) qui le protège contre un emballement thermique en fin de vie (parafoudre à varistance),
- 3) d'un indicateur qui signale la fin de vie du parafoudre, certains parafoudres permettent le report à distance de cette indication,
- 4) d'un dispositif de déconnexion externe qui assure sa protection contre les courts-circuits (ce dispositif peut être intégré au parafoudre).

Fig. J45c
Schéma d'un parafoudre



6.2.1 Technologie de la partie active

Plusieurs technologies sont disponibles pour réaliser la partie active. Elles présentent chacune des avantages et des inconvénients :

- Les diodes Zener,

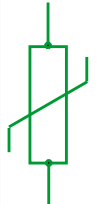
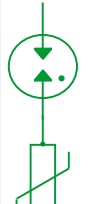
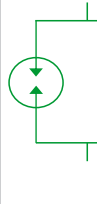
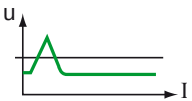
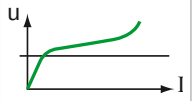
6 Compléments techniques de la protection foudre

- L'éclateur à gaz (commandé ou non commandé),
- La varistance (à oxyde de zinc).

Le tableau ci-après présente les caractéristiques des technologies couramment employées.

Fig. J46

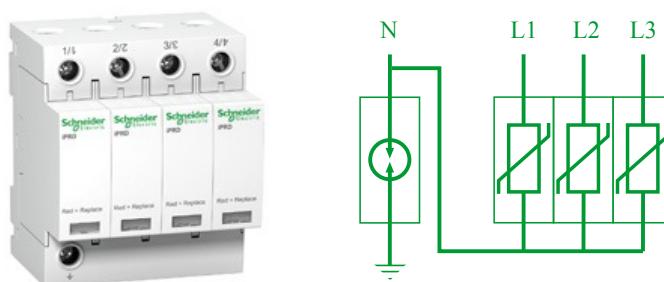
Tableau de synthèse des performances

Composant	Eclateur à gaz	Eclateur encapsulé	Varistance (à oxyde de zinc)	Eclateur à gaz et varistance en série	Eclateur encapsulé et varistance en parallèle
Caractéristiques					
Fonctionnement	Coupure de tension	Coupure de tension	Limitation de tension	Coupure et limitation de tension en série	Coupure et limitation de tension en parallèle
Caractéristiques U/I					
Application	● Réseau télécom ● Réseau BT (en association avec une varistance)	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT	Réseau BT
Type de parafoudre	Type 2	Type 1	Type 1 ou Type 2	Type 1 + Type 2	Type 1 + Type 2

Note : 2 technologies peuvent être installées dans le même parafoudre (cf. Fig. J47).

Fig. J47

Le parafoudre iPRD de marque Schneider Electric intègre un éclateur à gaz entre neutre et terre et des varistances entre phase et neutre



6.3 Signalisation fin de vie des parafoudres

Des indicateurs de fin de vie sont associés au déconnecteur interne et au dispositif de déconnexion externe du parafoudre pour informer l'utilisateur que les équipements ne sont plus protégés contre les surtensions d'origine atmosphérique.

Signalisation locale

La mise en œuvre d'indicateurs de fin de vie en local est généralement imposée par les règles d'installation.

La signalisation de la fin de vie est signalée par un indicateur (lumineux ou mécanique) au déconnecteur interne et/ou au dispositif de déconnexion externe.

Lorsque le dispositif de déconnexion externe est réalisé par un appareillage à fusible, il est nécessaire de prévoir un fusible à percuteur et un socle équipé d'un système de déclenchement pour assurer cette fonction.

6 Compléments techniques de la protection foudre

Disjoncteur de déconnexion intégré

L'indicateur mécanique et la position du maneton de commande permet naturellement la signalisation fin de vie.

6.3.1 Signalisation en local et report à distance

Les parafoudres iQuick PRD de marque Schneider Electric sont de type "prêt à câbler" avec un disjoncteur de déconnexion intégré.

Signalisation en local

Les parafoudres iQuick PRD (cf. **Fig. J48**) sont équipés d'indicateurs mécaniques d'état en local :

- l'indicateur mécanique (rouge) et la position du maneton du disjoncteur de déconnexion signalent la mise hors service du parafoudre,
- l'indicateur mécanique (rouge) sur chaque cartouche signale la cartouche en fin de vie.

Fig. J48
Parafoudre iQuick PRD
3P +N de marque
Schneider Electric



Report à distance

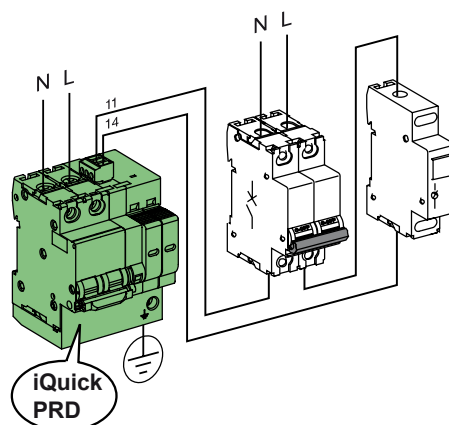
(cf. **Fig. J49**)

Les parafoudres iQuick PRD sont équipés d'un contact de signalisation qui permet de signaler à distance :

- la fin de vie d'une cartouche,
- une cartouche manquante, et dès qu'elle a été remise en place :
 - un défaut sur le réseau (court-circuit, déconnexion du neutre, inversion phase neutre),
 - une manœuvre manuelle en local.

De ce fait, la surveillance à distance de l'état de fonctionnement des parafoudres installés permet de s'assurer que ces protections en état de veille sont toujours prêtes à fonctionner.

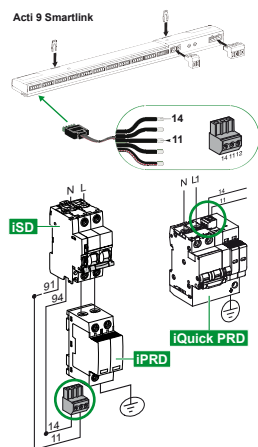
Fig. J49
Installation de la
signalisation lumineuse
avec un parafoudre
iQuick PRD



6 Compléments techniques de la protection foudre

Fig. J49b

Report à distance du parafoudre avec Acti 9 Smartlink



6.3.2 Maintenance en fin de vie

Lorsque l'indicateur fin de vie signale la mise hors service, le remplacement du parafoudre (ou de la cartouche concernée) est nécessaire.

Dans le cas du parafoudre iQuick PRD, la maintenance est facilitée :

- La cartouche en fin de vie (à remplacer) est facilement repérable par le service maintenance.
- La cartouche en fin de vie peut être remplacée en toute sécurité car un dispositif de sécurité interdit la fermeture du disjoncteur de déconnexion si une cartouche est manquante.

6.4 Caractéristiques détaillées du dispositif de déconnexion externe

6.4.1 Tenue aux ondes de courant

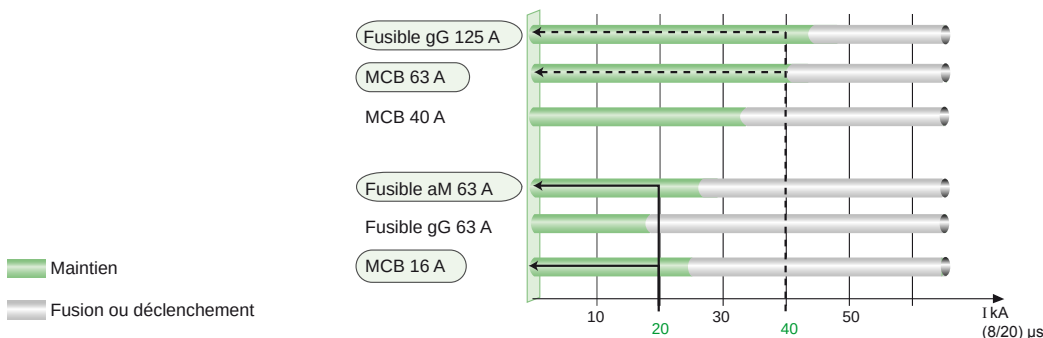
Les essais de tenue aux ondes de courant des dispositifs de déconnexion externe font ressortir les constats suivants :

- pour un calibre et une technologie donné (fusible NH ou cylindrique), la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un fusible type aM (protection moteur) qu'avec un fusible de type gG (à usage général).
- pour un calibre donné, la tenue à l'onde de courant est meilleure avec un disjoncteur qu'avec un appareillage à fusible.

La **figure J50** ci-dessous indique les résultats des essais de tenue à l'onde de tension :

Fig. J50

Comparaison des tenues à l'onde de tension pour un disjoncteur de 25 A et un fusible gG 63 A



6.4.2 Niveau de protection Up installé

D'une manière générale :

6 Compléments techniques de la protection foudre

- La chute de tension aux bornes d'un disjoncteur est plus élevée que celle aux bornes d'un appareillage à fusibles. En effet, l'impédance des composants (déclencheurs thermiques et magnétiques) du disjoncteur est plus élevée que celle d'un fusible.
Cependant
 - la différence entre les chutes de tension reste faible pour des ondes de courants n'excédant pas 10 kA (95% des cas),
 - le niveau de protection Up installé prend aussi en compte l'impédance de câblage. Celle-ci peut être importante dans le cas d'une technologie fusible (dispositif de protection éloigné du parafoudre) et faible dans le cas de technologie disjoncteur (disjoncteur proche, et même intégré au parafoudre).
- Note :** Le niveau de protection Up installé est la somme des chutes de tension :
- dans le parafoudre,
 - dans le dispositif de déconnexion externe,
 - dans le câblage des appareils.

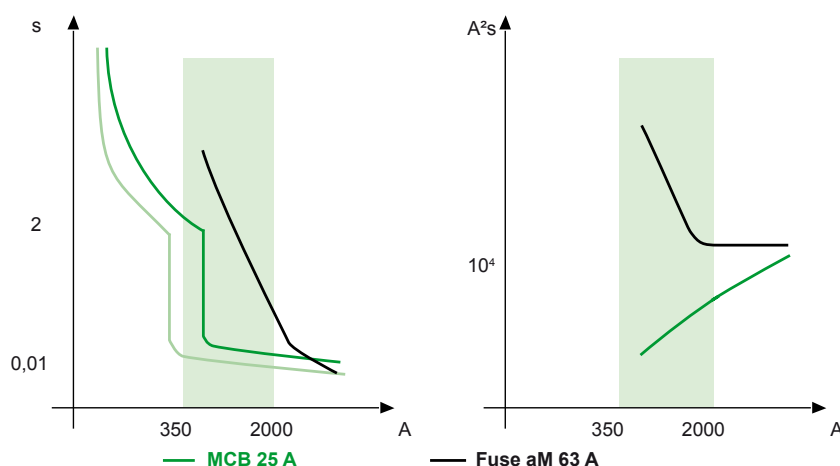
6.4.3 Protection des courts-circuits impédants

Un court-circuit impédant dissipe beaucoup d'énergie et doit être éliminé très rapidement pour éviter des dommages à l'installation et au parafoudre.

La **figure J51** compare le temps de réponse et la limitation en énergie d'une protection par fusible 63 A et un disjoncteur 25 A.

Ces 2 dispositifs de protection ont la même tenue à l'onde de courant 8/20 μ s (respectivement 27 kA et 30 kA).

Fig. J51
Comparaison des courbes temps/courant d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 μ s et comparaison des limitations en énergie d'un disjoncteur et d'un fusible ayant les mêmes tenues à l'onde de courant 8/20 μ s



J37

6.5 Propagation d'une onde de foudre

Les réseaux électriques sont à basse fréquence et, de ce fait, la propagation de l'onde de tension est instantanée par rapport à la fréquence du phénomène : en tout point d'un conducteur, la tension instantanée est la même.

L'onde de foudre est un phénomène haute fréquence (quelques centaines de kHz au MHz) :

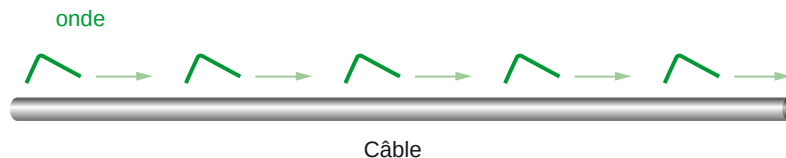
- l'onde de foudre se propage le long d'un conducteur à une certaine vitesse par rapport à la fréquence du phénomène. De ce fait, à un instant donné, la tension n'a pas la même valeur en tout point du support (cf. **Fig. J52**).
- un changement de support crée un phénomène de propagation et/ou de réflexion de l'onde dépendant
 - de la différence d'impédance entre les deux supports,
 - de la fréquence de l'onde progressive (raideur du temps de montée en cas d'une impulsion),
 - de la longueur du support.

En particulier en cas de réflexion totale, la valeur de la tension peut doubler.

6 Compléments techniques de la protection foudre

Fig. J52

Propagation d'une onde foudre dans un conducteur

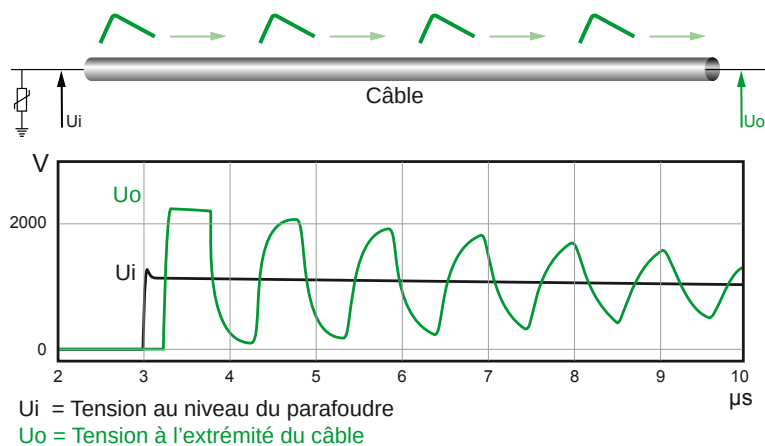


Exemple cas de la protection par parafoudre

La modélisation du phénomène appliquée à une onde de foudre et les essais en laboratoire ont montré qu'une charge alimentée par 30 m de câble protégé en amont par un parafoudre à la tension U_p subit du fait des phénomènes de réflexion une tension maximale de $2 \times U_p$ (cf. Fig. J53). Cette onde de tension n'est pas énergétique.

Fig. J53

Réflexion d'une onde foudre à l'extrémité d'un câble



Action corrective

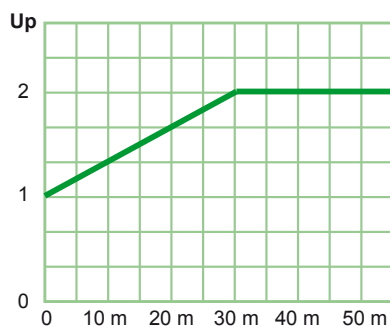
Des 3 paramètres (différence d'impédance, fréquence, distance), le seul que l'on puisse réellement maîtriser est la longueur de câble entre le parafoudre et le récepteur à protéger. Plus cette longueur est grande, plus la réflexion est importante.

En général pour les fronts de surtensions rencontrés dans un bâtiment, les phénomènes de réflexion sont importants à partir de 10 m et peuvent doubler la tension à partir de 30 m (cf. Fig. J54).

Il est nécessaire d'installer un deuxième parafoudre en protection fine si la longueur de câble excède 10 m entre le parafoudre de tête et l'équipement à protéger.

Fig. J54

Tension maximale à l'extrémité d'un câble à vide en fonction de la longueur du câble pour un front de tension incident de $4 \text{ kV} / \mu\text{s}$



6.6 Exemple de courant de foudre en mode différentiel en schéma TT

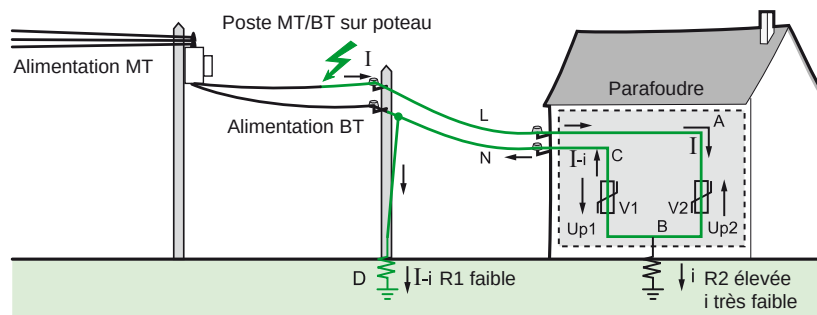
Un parafoudre bipolaire est installé en mode commun pour protéger l'installation (cf. Fig. J55).

La résistance R_1 de la mise à la terre du conducteur neutre au pylône est inférieure à celle R_2 de la prise de terre des masses de l'installation BT.

6 Compléments techniques de la protection foudre

Le courant de foudre I_n circule à la terre via le chemin le moins résistif (prise de terre du pylône) soit, principalement, suivant le circuit ABCD. Il traverse de ce fait les varistances V_1 et V_2 en série créant une tension différentielle égale à deux fois la tension U_p du parafoudre ($U_{p1} + U_{p2}$). Cette tension apparaît entre les bornes A et C, c'est à dire entre phase et neutre à l'entrée de l'installation.

Fig. J55
Protection seulement en mode commun



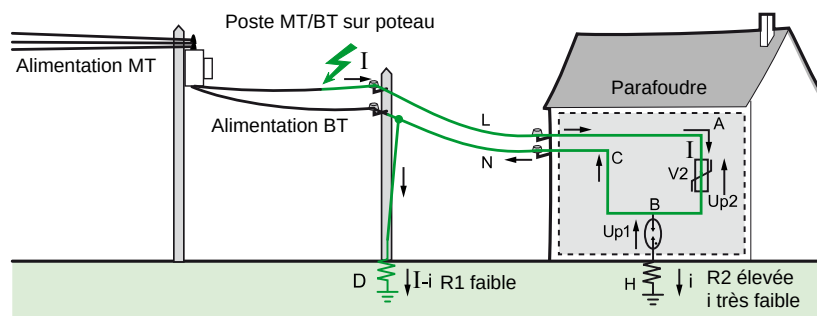
Pour protéger efficacement les charges entre phase et neutre, la tension du mode différentiel doit être réduite.

Un autre schéma de parafoudre est en outre possible (cf. **Fig. J56**).

Le courant de foudre I_n circule principalement suivant le circuit ABCD comme précédemment.

La surtension de mode commun est éliminée par l'amorçage de l'éclateur à gaz et la tension de mode différentiel est limitée à la tension U_{p2} du parafoudre.

Fig. J56
Protection en mode commun et différentiel



Chapitre K

Efficacité Energétique de la Distribution Electrique

1	La consommation mondiale d'énergie électrique	K2
2	Efficacité Energétique et Electricité	K3
	2.1 Une réglementation volontariste pour l'efficacité énergétique partout dans le monde	K3
	2.2 Normes d'Efficacité Energétique	K8
	2.3 La norme CEI 60364-8-1 : efficacité énergétique dans les installations électriques basse tension	K10
	2.4 Considérations pratiques pour l'efficacité énergétique	K12
3	Diagnostic par mesures électriques	K14
	3.1 Les mesures électriques	K14
	3.2 Comment choisir les instruments de mesure pertinents ?	K14
4	Des gisements d'économies d'énergie	K16
	4.1 Economies d'énergie liées aux moteurs	K16
	4.2 Economies d'énergie liées à l'éclairage	K20
	4.3 Economies d'énergie liées à la correction du facteur de puissance et le filtrage d'harmoniques	K23
	4.4 Economies d'énergie liées à la gestion de charge	K23
	4.5 Economies d'énergie liées aux systèmes d'information et de communication	K24
	4.6 Economies d'énergie liées aux tableaux intelligents	K27
	4.7 La conception des systèmes d'information et de surveillance des installations électriques	K32
5	Comment évaluer les économies d'énergie	K33
	5.1 Procédures IPMVP et EVO	K33
	5.2 Pour une performance soutenue	K35

K1

1 La consommation mondiale d'énergie électrique

La consommation mondiale d'énergie continue à croître sans perspective de ralentissement dans un avenir proche. Cette tendance est motivée par différents facteurs, à la fois économiques et sociologiques :

- l'augmentation de la population mondiale, en particulier dans les pays où l'utilisation d'énergie par personne doit se développer dans l'avenir. Par exemple, aujourd'hui, plus d'un milliard de personnes n'a pas encore accès à l'électricité. Environ 40% de la population mondiale vit sous stress hydrique. Cela signifie que les besoins énergétiques vont augmenter à l'avenir, afin de permettre aux populations de bénéficier d'un meilleur niveau de vie. Ce besoin en énergie supplémentaire n'est globalement pas compensé par une diminution de la consommation d'énergie dans les pays développés. Selon l'Agence Internationale de l'Energie, la consommation moyenne d'énergie par personne a augmenté de 10% entre 1990 et 2008,
- l'urbanisation et l'industrialisation, en particulier dans les pays en développement. Cela signifie que plus d'énergie sera nécessaire pour la construction, l'industrie et le transport des personnes et des biens.

La majeure partie de l'énergie est aujourd'hui obtenue en brûlant des combustibles fossiles (environ 82% en 2012). La conséquence est l'émission de grandes quantités de CO₂ (32 milliards de tonnes en 2014), ce qui a un impact reconnu sur le changement climatique par effet de serre.

En outre, ces combustibles fossiles sont soumis à des fluctuations de prix, en raison de problèmes géopolitiques et de la concurrence entre les pays.

Pour ces raisons, il y a un engagement de nombreux pays pour ralentir l'utilisation de combustibles fossiles. Le protocole de Kyoto a été le premier accord international par lequel les pays industrialisés ont fixé des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre. Un tel engagement a été confirmé lors de la Conférence des Parties (COP 21) en 2015, avec l'objectif de limiter le réchauffement climatique dans des limites acceptables (maximum 2°C, et si possible 1,5°C).

Afin d'atteindre ces objectifs, différentes réglementations ont déjà été mises en place dans de nombreux pays, relatives à la performance énergétique dans la construction par exemple.

Une des solutions proposées pour résoudre le dilemme entre développement économique et émissions de CO₂ est d'augmenter la part de l'électricité dans le mix énergétique. La production d'électricité représente environ 30% des combustibles fossiles consommés dans le monde, et 68% de l'électricité est produite à partir de la combustion de combustibles fossiles (charbon, pétrole et gaz naturel).

Ainsi, les actions doivent comprendre deux aspects :

- développer l'utilisation des énergies renouvelables (principalement solaire et éolien). Malheureusement, le coût pose encore problème, en particulier pendant les périodes où le prix des combustibles fossiles est faible. L'autre problème majeur est le caractère fluctuant de la production solaire et éolienne. Le stockage d'énergie est nécessaire, ce qui peut encore augmenter considérablement le coût des énergies renouvelables,
- l'Efficacité Énergétique. L'objectif est de fournir le même niveau de service en consommant moins d'énergie. Par la mise en œuvre d'équipement électrique à haut rendement et de contrôleurs intelligents, il est possible d'économiser jusqu'à 30% d'énergie. Ceci est le moyen le plus efficace pour limiter les émissions de CO₂, faire des économies et réduire la consommation d'énergie.

Voici les principaux points présentés dans ce chapitre :

- vue d'ensemble de la normalisation dans le monde et des techniques d'évaluation de l'Efficacité Énergétique,
- présentation de la mesure des grandeurs électrique comme outil clé de diagnostic,
- vue d'ensemble des possibilités d'économies d'énergie dans les installations électriques.

2.1 Une réglementation volontariste pour l'efficacité énergétique partout dans le monde

Les réglementations pour les économies d'énergie concernent tous les bâtiments nouveaux comme anciens... et leurs installations électriques.

Comme le montre la **Figure K1a**, l'efficacité énergétique dans les bâtiments peut être le résultat de :

- mesures réglementaires, avec l'évolution de règlements, directives et normes, qui peuvent être publiés au niveau national ou international,
- ou d'une démarche volontaire, avec des systèmes de certification Green Building tels que LEED, BREEAM, etc. Les promoteurs, propriétaires et occupants peuvent décider de faire certifier leur immeuble afin d'adopter des solutions durables, et obtenir la reconnaissance de leurs réalisations sur le marché du bâtiment.

Fig. K1a
approches réglementaire
et volontaire pour
l'Efficacité Énergétique
dans les bâtiments



2.1.1 Réglementation pour l'Efficacité Énergétique en Europe

L'Union Européenne a publié 2 directives qui mettent l'accent sur la nécessité d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Directive Efficacité Énergétique

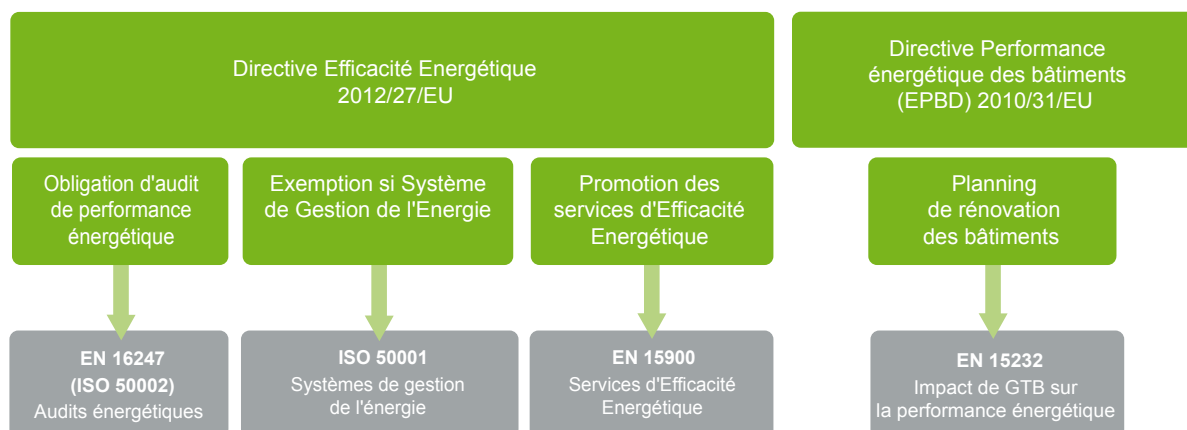
La directive sur l'efficacité énergétique de 2012 établit un ensemble de mesures pour aider l'UE à atteindre son objectif de 20% d'efficacité énergétique d'ici à 2020.

En vertu de cette directive, tous les pays de l'UE sont tenus d'utiliser l'énergie plus efficacement à tous les stades de la chaîne de l'énergie à partir de sa production jusqu'à sa consommation finale.

En particulier, toute entreprise de plus de 250 personnes doit soit effectuer régulièrement un audit énergétique, soit mettre en place un système de gestion de l'énergie installé en permanence, comme décrit dans la **figure K1b**.

Les exigences de la directive sont des exigences minimales et n'empêchent pas un État membre de maintenir ou d'introduire des mesures plus strictes.

Fig. K1b: cohérence entre réglementation Européenne (en vert) et normes (en gris)



2 Efficacité Énergétique et Electricité

Directive sur la Performance Énergétique des Bâtiments

Cette directive est entrée en vigueur le 4 Janvier 2006, et fixe des exigences de performance énergétique telles que :

- tous les nouveaux bâtiments devraient être proches de "zéro énergie" avant le 31 décembre 2020,
- les certificats de performance énergétique doivent être inclus dans toutes les publicités pour la vente ou la location de bâtiments,
- les pays de l'UE doivent mettre en place des programmes d'inspection pour les systèmes de chauffage et de climatisation ou mettre en place des mesures d'effet équivalent,
- les pays de l'UE doivent fixer des exigences minimales de performance énergétique pour les bâtiments neufs, pour la rénovation importante de bâtiments et le remplacement ou la rénovation d'éléments de construction (systèmes de chauffage et de climatisation, toits, murs, etc.).

2.1.2 Exemples de systèmes de certification "Bâtiment vert"

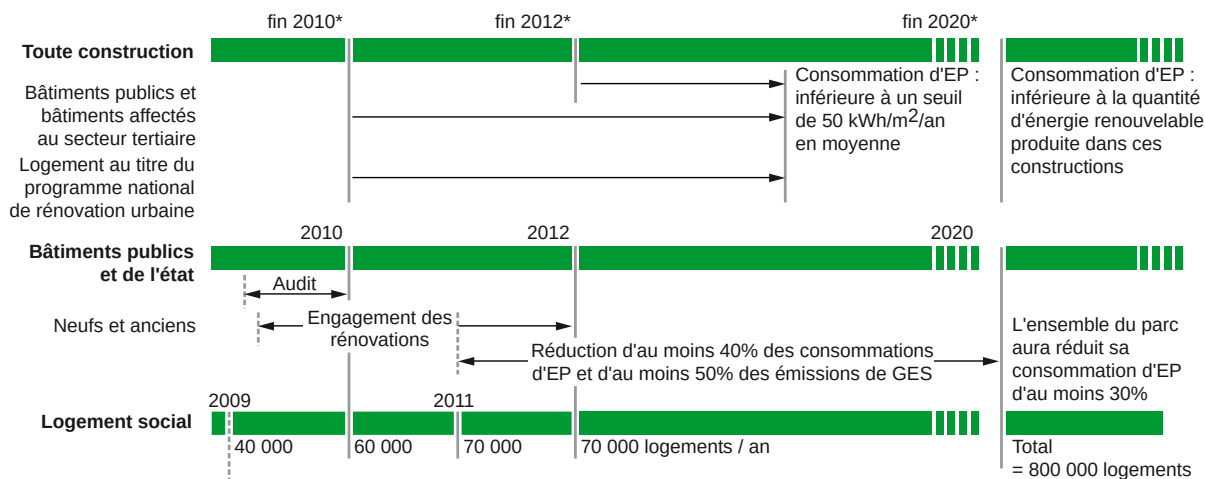
De nombreux pays ont publié des documents comme indiqué dans la **figure K1c** :

Fig. K1c
exemples de systèmes de
certification des bâtiments

Certification "bâtiment vert"	Influence	Année de sortie première version
LEED (Leadership in Energy and Environmental Design)	USA	2009
BREEAM (Building Research Establishment Environmental Assessment Methodology)	Royaume Uni	2008
NF HQE (Haute Qualité Environnementale)	France	2009
CASBEE (Comprehensive Assessment System for Built Environment Efficiency)	Japon	2004
DGNB (Deutsche Gesellschaft für Nachhaltiges Bauen)	Allemagne	2011

- En France, en octobre 2007, les rencontres du «Grenelle de l'environnement» ont abouti à des décisions à long terme en matière d'environnement et de développement durable dont le planning représenté par la **Figure Kf1** donne un aperçu.

Fig. Kf1: Des objectifs fixés après le "Grenelle de l'environnement"



(*) : Date de dépôt du permis de construire pour les constructions neuves

EP : Energie primaire GES : Gas à effet de serre

Toutes ces réflexions conduisent aussi à un élargissement de la réglementation (cf. **Fig. Kf2**), à de nombreux programmes d'incitation, fiscaux, financiers et législatifs qui sont mis en place aux niveaux national et régional, par exemple :

- programmes d'évaluation et d'audit,
- programmes d'étiquetage de la performance,
- réglementation de la construction,
- certificats de performance énergétique.

Fig. Kf2

Un environnement réglementaire français bien orienté «Efficacité énergétique»

Obligations (Sigles et titre)	Détails	Concernés
DPE Diagnostic de Performance Énergétique	Évaluation d'un bâtiment, à la vente ou à la location : ● énergie consommée (chauffage, eau chaude, climatisation, ...), ● gaz à effet de serre émis, ● amélioration à apporter.	Les propriétaires d'immeubles
CEE Certificat d'Economie d'Énergie	Ce système impose à des fournisseurs d'énergie (électricité, gaz, fuel, ...) de mettre en place chez leurs clients : ● des actions d'économie d'énergie (isolation, régulation du chauffage, lampes basse consommation, ...), ● pénalités, si non respect des quotas.	Les fournisseurs d'énergie
RT2012 Réglementation Thermique 2012	Le maître d'œuvre (constructions neuves) s'engage à prendre en compte, toutes les possibilités d'amélioration de la performance énergétique.	Les architectes et maîtres d'œuvre,
HQE Haute Qualité Environnementale	Démarche pour construire des bâtiments : ● sains et confortables, ● avec impacts les plus faibles possibles sur l'environnement.	Les constructeurs : entreprises, administrations, particuliers, promoteurs immobiliers
Grenelle de l'environnement	Plus de 20 plans d'action contre la pollution et les gaspillages d'énergie ● 2007 - 2012 : l'Etat rénove ses bâtiments dans les 5 ans, ● 2012 : tous les bâtiments neufs sont basse consommation, ● 2020 : les bâtiments produisent plus d'énergie qu'ils n'en consomment.	Toutes les administrations

Tous les secteurs (administration, industrie, tertiaire et habitat) et toutes les formes d'utilisation de l'énergie (éclairage, ventilation, chauffage, refroidissement et climatisation) sont concernés.

Ces réglementations concernent non seulement les nouvelles constructions et les installations neuves mais aussi les équipements et bâtiments existants dans le secteur industriel.

En outre, les travaux de normalisation ont commencé et un grand nombre de nouvelles normes ont été formulées ou sont en cours de rédaction. C'est le cas des normes réglementant l'emploi des systèmes de gestion de l'énergie (conformes aux normes bien connues ISO 9001 pour la qualité et ISO 14001 pour l'environnement) qui sont en cours de formulation par les agences de réglementation pour les sociétés industrielles et commerciales.

Des normes applicables aux services d'efficacité énergétique sont, elles aussi, en préparation.

2.1.3 RT 2012 et Distribution Electrique

La Réglementation Thermique "Grenelle de l'Environnement 2012" dite RT 2012 est un outil réglementaire concernant les bâtiments résidentiels et tertiaires neufs. Elle fixe une exigence de résultats et des exigences de moyens. Elle rend obligatoire un diagnostic de performance énergétique lors de la vente ou la location des bâtiments.

Ce diagnostic est exprimé en termes de :

- consommation d'énergie: kWh Equivalent Pétrole / m² / an,
- gaz à effet de serre: kWh Equivalent CO₂ / m² / an.

L'objectif visé par la RT 2012 est la généralisation des Bâtiments Basse Consommation (BBC) à l'horizon 2012, et la généralisation des bâtiments à énergie positive en 2020.

La RT 2012 fixe des exigences de résultats :

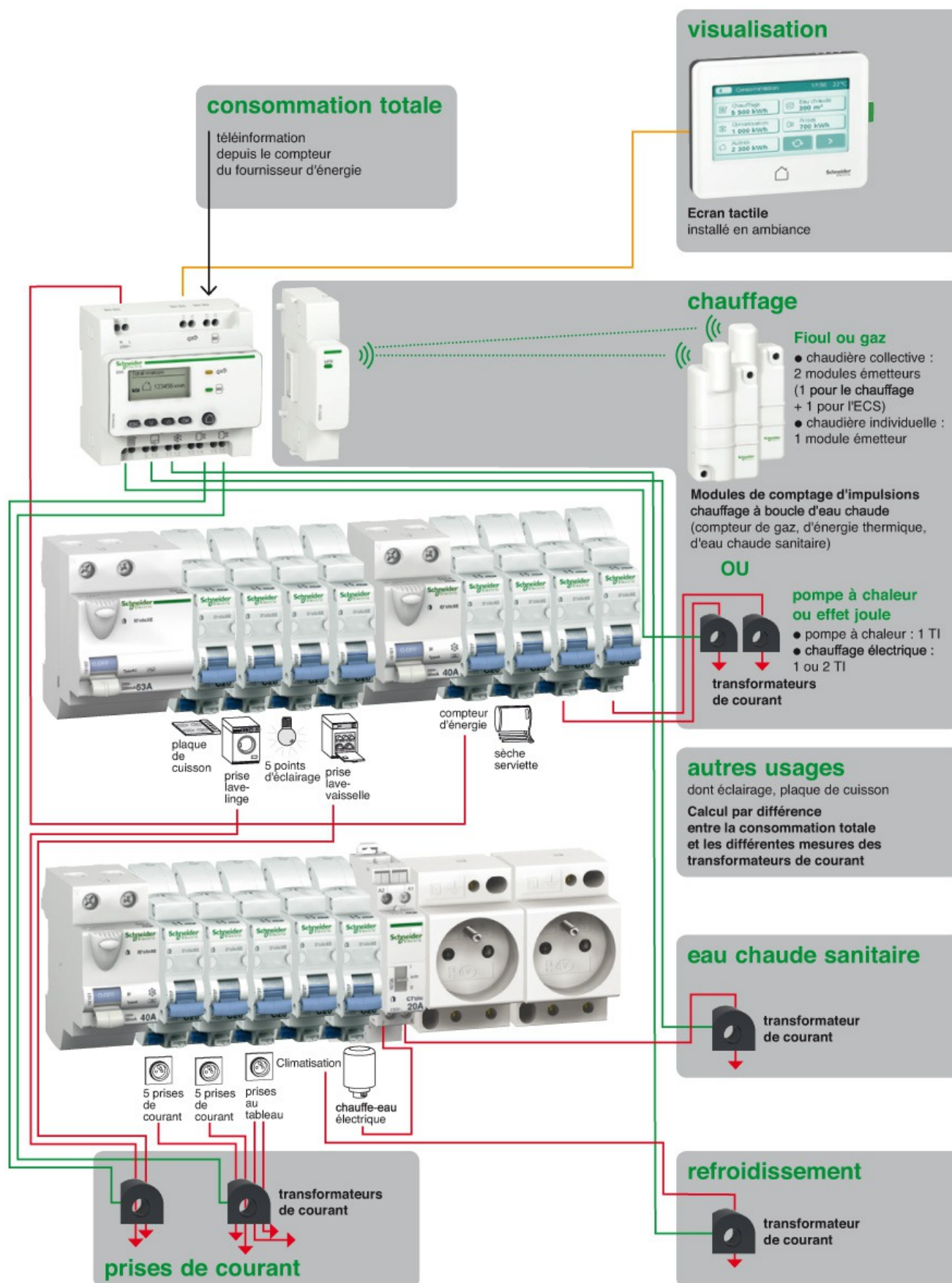
- un haut niveau d'exigence pour l'architecture, la qualité de conception et de réalisation du bâtiment, concrétisé par le coefficient: Bbio. Ce coefficient valorise notamment la conception bio-climatique (prise en compte de l'éclairage naturel, de l'orientation du bâtiment, de son inertie thermique), le niveau d'isolation et la mitoyenneté,
- une valeur maximale de consommation d'énergie exprimée par le coefficient Cep. Celui-ci ne doit pas excéder 50 kWh Equivalent Pétrole/m²/an en moyenne.
Le coefficient Cep prend en compte le chauffage, la production d'eau chaude sanitaire, le refroidissement, l'éclairage et les auxiliaires (pompes et ventilateurs).
Cette valeur de Cep impose la mise en œuvre d'équipements énergétiques à haut rendement, et incite à la production d'énergie renouvelable.
Le coefficient Cep est toutefois modulable, de 40 à 120 kWh EP / m² / an, en fonction du type de bâtiment, de la localisation géographique, de l'altitude, et de l'émission de gaz à effet de serre des énergies utilisées,
- enfin, il existe une exigence de confort d'été, qui permet de garantir une température agréable pendant la saison chaude, sans avoir recours à un système de climatisation.

La RT 2012 fixe également des exigences de moyens. En dehors de l'application de bonnes pratiques de construction (isolation, étanchéité, orientation du bâtiment), ces exigences concernent plus particulièrement la Distribution Electrique :

2 Efficacité Énergétique et Electricité

- inciter à la production d'énergie renouvelable. La contribution minimale d'un bâtiment est fixée à 5 kWh EP / m² / an,
- mettre en place des dispositifs de mesure de consommation énergétique. Les informations doivent être fournies a minima mensuellement, et concernent les circuits d'alimentation pour le chauffage, la climatisation, la production d'eau chaude, les prises électriques, l'éclairage, la ventilation et tout circuit dont l'intensité est supérieure à 80 A,
- mettre en œuvre des équipements et appareillages visant à réduire la consommation d'énergie. Ceci concerne toutes les utilités des bâtiments :
 - chauffage : thermostats d'ambiance programmables, temporisateurs, programmeurs,
 - éclairage : détecteurs de présence et de mouvement, programmeurs, interrupteurs crépusculaires, commande d'occultation, commande centralisée,
 - production d'eau chaude sanitaire : chauffe-eau thermodynamique, panneaux solaires,
 - comptage : compteurs et centrales de mesure,
 - production d'énergie renouvelable : onduleurs, dispositifs de protection des circuits de raccordement des panneaux photovoltaïques.

2 Efficacité Énergétique et Electricité



K7

2.2 Normes d'Efficacité Énergétique

2.2.1 Domaine d'application des normes

Il est important de différencier les normes applicables à une évaluation complète du site, et les normes applicables aux appareils de mesure utilisés pour aider à l'évaluation des sites, comme le montre la **Figure K1d** :

Fig. K1d
normes d'Efficacité
Énergétique

Evaluation des installations	Outils d'évaluation	Dispositifs pour l'évaluation des installations
 ISO 50001 Systèmes de management de l'énergie - Exigences et recommandations de mise en œuvre	 ISO 50006 Systèmes de management de l'énergie - Mesurage de la performance énergétique	 IEC 61557-12 Dispositifs de mesure et de surveillance des performances
 IEC 60364-8-1  Installations électriques basse tension - Partie 8-1 : Efficacité énergétique		

2.2.2 ISO 50001

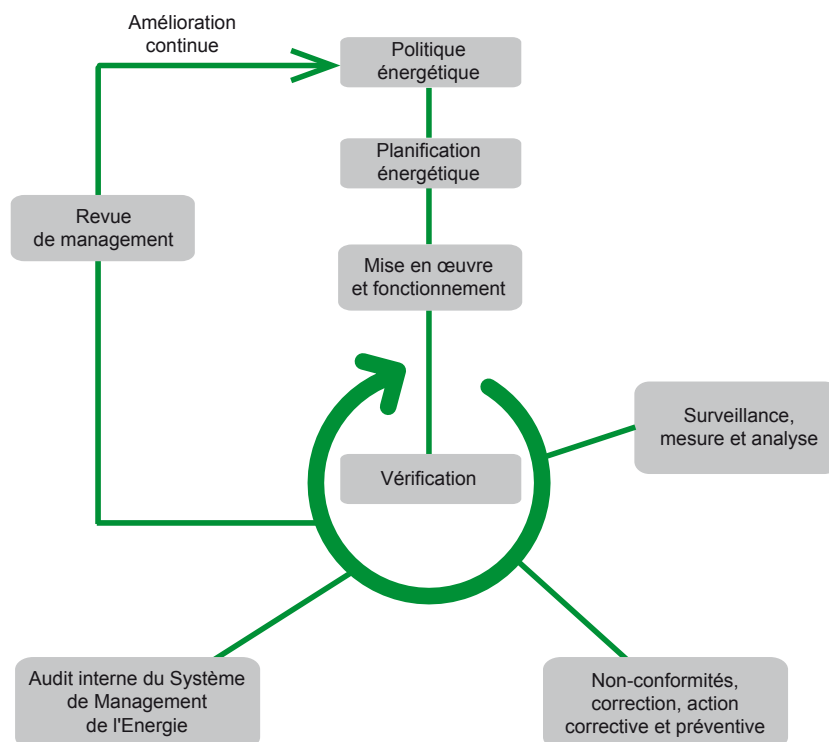
La norme ISO 50001 "Systèmes de management de l'énergie - Exigences et recommandations de mise en œuvre" est la principale norme internationale fournissant des exigences sur les systèmes gestion de l'énergie. Elle fournit un cadre d'exigences pour les organisations afin de :

- développer une politique pour une utilisation plus efficace de l'énergie,
- fournir des cibles et objectifs pour suivre cette politique,
- utiliser des données pour mieux comprendre et décider de l'utilisation d'énergie,
- mesurer les résultats,
- vérifier que la politique fonctionne bien, et
- améliorer continuellement la gestion de l'énergie.

Le modèle de système de gestion de l'énergie requis par la norme ISO 50001 est décrit sur la **Figure K2**.

2 Efficacité Énergétique et Electricité

Fig. K2
modèle de système de
gestion de l'énergie
suivant ISO 50001



2.2.3 ISO 50006

La norme ISO 50006 est une norme d'accompagnement décrivant comment surveiller l'efficacité énergétique à l'aide d'**indicateurs de performance énergétique (IPE)** mesurés sur certaines périodes. En comparant les IPE entre la période de référence et la période de déclaration, on peut mesurer les améliorations de l'efficacité énergétique. Voir **Figure K3**.

IPE

Valeur ou mesure qui quantifie les résultats liés à l'efficacité énergétique, l'utilisation et la consommation dans les installations, les systèmes, les processus et l'équipement dans son ensemble ou en partie.

EnB

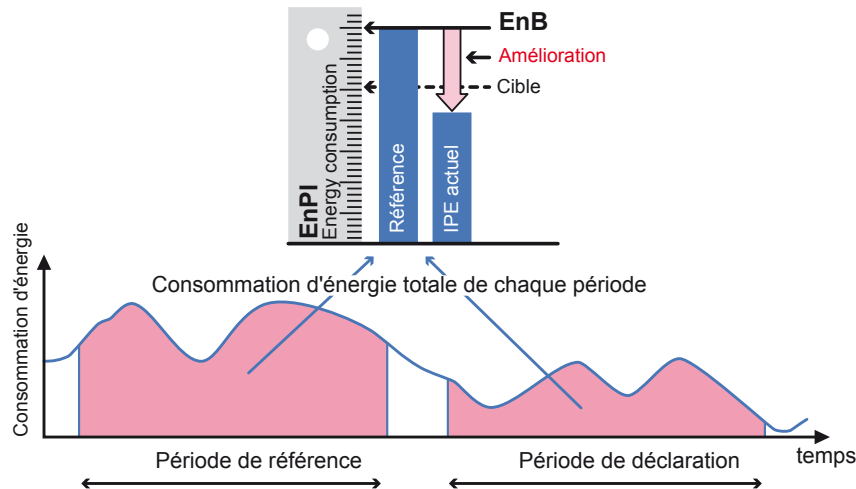
Quantifie la performance énergétique au cours d'une période de temps spécifiée pour être utilisé comme une référence de base pour comparer la performance énergétique. L'organisation doit tenir compte des objectifs de performance énergétique spécifiques tout en identifiant et en concevant les indicateurs EnBs et EnPIs.

Un élément mis en évidence dans la norme ISO 50006 est l'importance de définir et de quantifier les facteurs ou variables qui peuvent avoir un impact sur la consommation d'énergie (comme la température extérieure, l'occupation des locaux...) afin de comparer le rendement énergétique dans des conditions équivalentes.

2 Efficacité Énergétique et Electricité

Fig. K3

Concept de période de référence et de période de déclaration pour IPE



2.2.4 La norme NF EN 15232

La norme NF EN 15232 s'applique aux systèmes de Gestion Technique des bâtiments (GTB) et aux fonctions d'automatisation et de régulation (Building Automation & Control Systems, BACS).

Déjà en France, depuis le 12 janvier 2008 la norme NF EN 15232 "Performance énergétique des bâtiments - Impact de l'automatisation de la régulation et de la gestion technique du bâtiment" est en application.

Cette norme spécifie notamment :

- une liste des fonctions d'automatisation, de régulation et de gestion technique du bâtiment ayant un impact sur la performance énergétique des bâtiments ;
- des méthodes pour :
 - définir les spécifications minimales concernant les fonctions de régulation d'automatisation et de gestion technique du bâtiment,
 - estimer l'impact de ces fonctions sur un bâtiment donné,
 - obtenir une première estimation de l'impact de ces fonctions sur des bâtiments type.

Elle est destinée aux pouvoirs publics pour définir des spécifications minimales, des procédures d'inspection et des méthodes de calcul, mais aussi aux :

- propriétaires de bâtiments, architectes ou ingénieurs qui spécifient les fonctions à mettre en oeuvre pour un bâtiment neuf ou pour la rénovation d'un bâtiment existant,
- concepteurs qui vérifient que l'impact de toutes les fonctions d'automatisation, de régulation et de gestion technique.

2.3 La norme CEI 60364-8-1 : efficacité énergétique dans les installations électriques basse tension

Dans le contexte de la réglementation internationale sur l'efficacité énergétique, la norme CEI 60364-8-1 ("Installations électriques basse tension - Efficacité énergétique") a été développée spécifiquement pour les installations électriques.

La norme définit les exigences et recommandations pour la conception d'une installation électrique avec une approche d'efficacité énergétique. Cela souligne l'importance de l'efficacité énergétique dans la conception des installations électriques, de la même façon que les règles de sécurité et de mise en œuvre.

Dans l'industrie manufacturière, l'efficacité énergétique peut facilement être définie par la quantité d'énergie (kWh) nécessaire pour fabriquer un produit. Pour une installation électrique dans un bâtiment particulier, l'efficacité énergétique est définie comme une approche système, dont l'objectif est d'optimiser l'utilisation de l'électricité.

Ceci comprend :

- minimiser les pertes d'énergie,
- utiliser l'électricité au bon moment et au moindre coût,
- maintenir les performances tout au long du cycle de vie de l'installation.

Voici les principaux points à garder à l'esprit lors de la mise en œuvre de l'approche d'efficacité énergétique dans une installation électrique :

- il ne doit y avoir aucun conflit avec les exigences relatives à la sécurité des personnes et des biens,
- il ne doit y avoir aucune détérioration de la disponibilité de l'énergie électrique,
- l'approche est applicable aux installations nouvelles et existantes,
- elle peut être mise en œuvre à tout moment, le seul point à considérer étant le rythme de l'investissement,

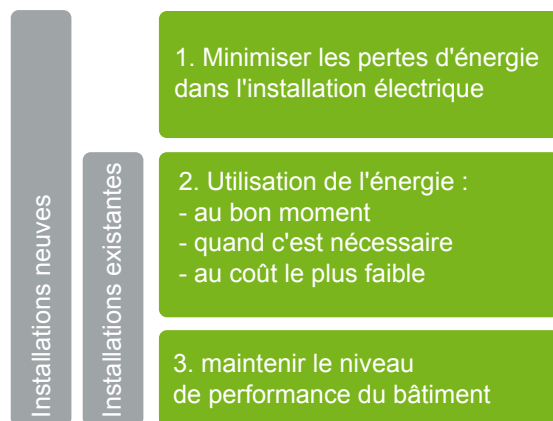
2 Efficacité Énergétique et Electricité

- ceci est une approche itérative et les améliorations peuvent être incrémentales.

Le retour sur investissement est le facteur de décision pour la mise en œuvre d'un nouvel équipement dédié à l'efficacité énergétique.

Fig. K4a

mise en œuvre de
l'Efficacité Énergétique
selon CEI 60364-8-1



Un guide technique est fourni sur les principes de conception, en tenant compte des aspects suivants :

- emplacement optimal du poste HT / BT et du tableau de distribution en utilisant la méthode du barycentre (voir [Choix des détails d'architecture](#))
- la réduction des pertes de câblage, en augmentant la section des câbles et par la mise en œuvre de compensation d'énergie réactive et l'atténuation des harmoniques,
- détermination de mailles ou des zones avec des dispositifs ayant des besoins énergétiques similaires,
- les techniques de gestion de charge,
- l'installation d'équipement de contrôle et de surveillance.

Un exemple de méthode d'évaluation est donné avec 5 niveaux de performance, tenant compte de différents aspects tels que :

- suivi de la courbe de charge,
- emplacement et rendement du transformateur de la sous-station,
- optimisation du rendement des moteurs, de l'éclairage et des équipements de Chauffage, Ventilation, Climatisation.

Par exemple, la **Figure K4b** donne les niveaux d'évaluation recommandés pour les différents secteurs d'activité, pour la détermination du profil de charge en kWh (EM: Mesures d'efficacité). D'autres niveaux d'évaluation sont définis (pour les niveaux d'harmoniques...), et sont spécifiés par type d'activité : Résidentiel (logements), commercial, industriel ou infrastructure.

Fig. K4b

détermination des profils
de consommation en kWh

EM0	EM1	EM2	EM3	EM4
Aucune considération	Profil de consommation de l'installation pendant une journée	Profil de consommation de l'installation, pour chaque jour de la semaine	Profil de consommation de l'installation, pour chaque jour de l'année	Enregistrement permanent de la consommation de l'installation

Il est important de noter que l'objectif de l'Efficacité Énergétique n'est pas seulement de faire des économies d'énergie. La mise en œuvre de l'Efficacité Énergétique doit conserver le même niveau de service et de sécurité, maintenir les performances, tout en économisant de l'énergie et de l'argent, au présent et dans le futur.

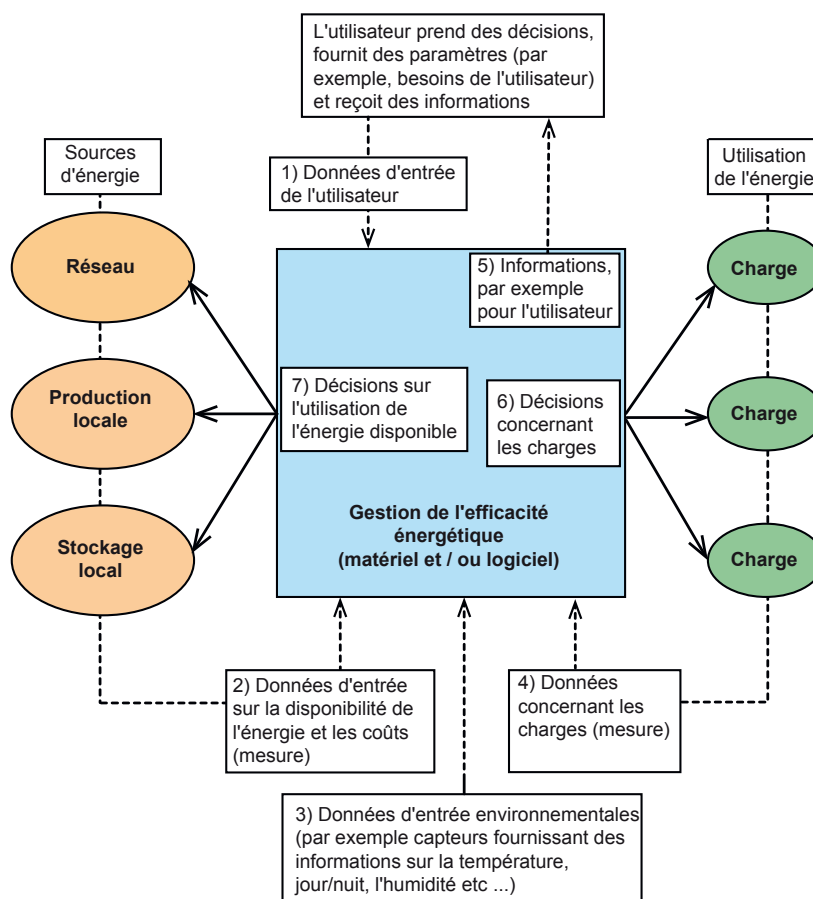
La **Figure K5** extraite de la CEI 60364-8-1 illustre comment mettre en œuvre le système de gestion de l'énergie électrique au sein de l'installation :

- **étape 1** : les données d'entrées de l'utilisateur doivent être prises en compte, telles que la consigne de température du bâtiment,
- **étape 2** : toutes les sources d'énergie sont considérées, selon la disponibilité et le coût en temps réel,
- **étape 3** : les données d'entrée environnementales sont prises en compte pour éviter des décisions inappropriées, comme l'éclairage pendant la journée,
- **étape 4** : les données concernant les charges sont extraites car elles sont indispensables pour vérifier l'exactitude du profil de charge,
- **étape 5** : des informations détaillées sur la consommation d'énergie sont fournies à l'utilisateur,

2 Efficacité Énergétique et Electricité

- **étape 6** : les décisions sont prises par rapport aux charges telles que le délestage,
- **étape 7** : les décisions sont prises par rapport aux sources d'énergie afin de fournir le service à l'utilisateur au plus bas coût.

Fig. K5
Efficacité Énergétique et
système de gestion de
charge



2.4 Considérations pratiques pour l'efficacité énergétique

Il est possible dès aujourd'hui de réaliser des économies d'énergie jusqu'à 30%, mais pour bien comprendre la nature de cette réduction potentielle, il est essentiel de bien comprendre d'abord la différence entre Efficacité Énergétique active et passive.

2.4.1 Efficacité Énergétique active et passive

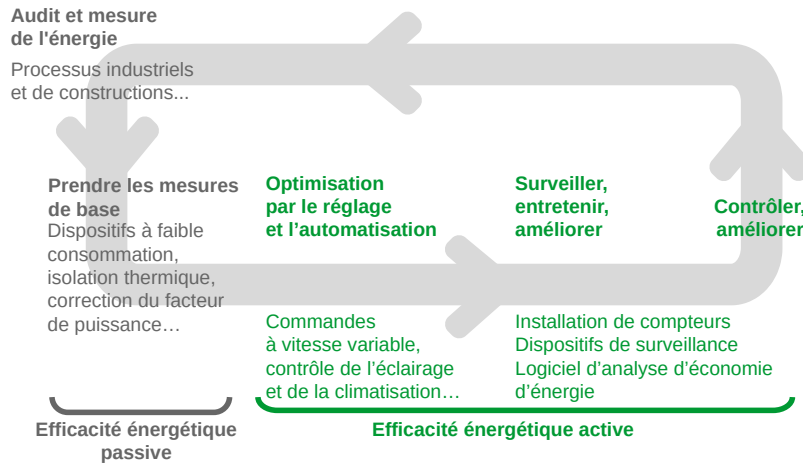
L'Efficacité Énergétique passive est celle qui résulte de la réduction des pertes thermiques et de l'utilisation d'équipements à faible consommation d'énergie.

L'Efficacité Énergétique active est celle qui résulte de la mise en œuvre d'une infrastructure de mesure, de surveillance et de contrôle de l'utilisation de l'énergie pour un changement permanent.

Voir **Figure K6**.

2 Efficacité Énergétique et Electricité

Fig. K6
des solutions d'Efficacité
Énergétique basées sur le
cycle de vie



Des économies de 5% à 15% peuvent être facilement obtenues par la mise en œuvre de l'efficacité énergétique passive. Des mesures typiques comprennent la suppression des systèmes redondants, l'utilisation de moteurs et d'éclairage à haut rendement, la compensation d'énergie réactive. Des économies plus importantes peuvent être réalisées par la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique active.

Typiquement :

- jusqu'à 40% de l'énergie motrice grâce au contrôle des systèmes motorisés par commande et automatisation,
 - jusqu'à 30% sur l'éclairage lorsqu'il est contrôlé par un système d'optimisation automatique.
- Une efficacité énergétique active est possible non seulement lorsque des dispositifs et appareils à haut rendement énergétique sont installés, mais aussi avec tous les types d'appareils. C'est le contrôle qui est critique pour une efficacité maximale, par exemple une ampoule qui reste éclairée dans une pièce vide même si elle est à faible consommation, gaspille toujours de l'énergie !

Mais les économies peuvent disparaître rapidement dans les cas suivants :

- arrêts non planifiés et non gérés de l'équipement et des processus,
- absence d'automation et de réglage (moteurs, chauffage),
- intermittence des comportements d'économie.

En outre, lorsqu'il est prévu que le réseau électrique de l'opérateur subisse des changements fréquents compte tenu des activités dans lesquelles il est impliqué, ces changements devraient inciter à rechercher des mesures immédiates et significatives d'optimisation.

Les approches d'efficacité énergétique doivent également prendre en compte d'autres paramètres (température, lumière, pression, etc.), car, à supposer que l'énergie est transformée sans pertes, l'énergie consommée par un équipement peut excéder l'énergie utile qu'il produit. Un exemple de ceci est un moteur, qui convertit une partie de l'énergie qu'il consomme en chaleur, en plus de l'énergie mécanique.

3 Diagnostic par mesures électriques

3.1 Les mesures électriques

La première étape dans une démarche d'efficacité énergétique est d'établir un diagnostic et vise principalement à obtenir une meilleure idée de où et comment l'énergie est consommée. Cela nécessite l'élaboration de mesures initiales et un processus d'évaluation comparative en vue de l'évaluation de la performance, définissant les principaux domaines d'amélioration et d'estimer les niveaux d'économie d'énergie réalisables. La logique derrière cette approche est basée sur le constat que "vous ne pouvez améliorer que ce que vous pouvez mesurer".

Avec un large domaine d'application et une liste détaillée des besoins, la norme CEI 61557-12 est applicable aux dispositifs de mesure pour la plupart des applications dans les tableaux et armoires, dans le monde entier. Voir le chapitre [Mesure](#), le sous-chapitre relatif à cette norme.

Les appareils autonomes de mesure de puissance sont la solution naturelle pour obtenir des données pertinentes aux points les plus importants dans l'installation électrique. Une large gamme de dispositifs est disponible auprès des fabricants, couvrant toute la gamme de tension et de courant, fournissant des données sur un grand nombre de grandeurs électriques différentes (tension, courant, puissance, énergie, etc.), avec affichage local ou capacité de communication à distance. Cependant, de nombreux avantages peuvent être obtenus en combinant les fonctions de mesure et de protection en un seul appareil. Premièrement, cette approche conduit à une réduction des coûts d'installation de l'équipement: installer un seul appareil coûte moins cher que d'en installer deux. Ensuite, la combinaison de ces deux fonctions dans la même unité assure le dimensionnement correct des capteurs de courant, élimine les risques d'erreurs de connexion et garantit le bon fonctionnement global du dispositif testé en usine.

Des exemples d'architecture, incluant les deux types de dispositifs sont présentés : [Tableaux intelligents](#) (smart panels).

3.2 Comment choisir les instruments de mesure pertinents ?

La norme AFNOR "FD X30-147 : plan de mesurage de la performance énergétique- conception et mise en œuvre", publiée en Octobre 2015 et décrite ci-après est actuellement le document le plus avancé sur les moyens concrets pour construire un plan de mesure.

Ce document propose 3 niveaux de réalisation, en commençant par un "niveau de base", puis avec un "niveau moyen" et la finition par un "niveau avancé".

3.2.1 Mesure par zone ou par maille

La mesure de l'énergie active doit être réalisée zone par zone, ou maille par maille.

Fig. K7
mesures appropriées
pour l'énergie électrique

Mesures à réaliser	Mesures pertinentes		
	Base	Moyen (en plus de la base)	Avancé (en plus du moyen)
Pour chaque zone ou maille	Energie active	Energie réactive Energie apparente Puissance	-

3.2.2 Mesure par type d'utilisation usage

Une attention particulière devrait être mise sur la mesure par type d'utilisation qui peut être utile pour déterminer les sources potentielles d'amélioration de l'efficacité énergétique.

Fig. K8
mesures pertinentes pour
différentes utilisations

Mesures à effectuer	Variables pertinentes		
	Base	Moyen (en plus de la base)	Avancé (en plus du moyen)
HVAC	Energie active	Température interne: Hygrométrie Coefficient de performance	-
Eclairage	Energie active	-	-
Electroménager	Energie active	-	-
Moteurs	Energie active	Energie réactive	THDi Unb (Déséquilibre de tension)

3 Diagnostic par mesures électriques

3.2.3 Mesure des variables pertinentes

La norme ISO 50006 fournit des orientations sur les "fondements de l'énergie" et sur les "Indicateurs de performance énergétique". Ces éléments rassemblent la mesure de l'énergie avec d'autres paramètres pertinents. Par exemple la mesure de la consommation d'énergie en corrélation avec DJU (Degré Jour Unifié), ou la consommation d'énergie liée au nombre de personnes présentes dans un établissement, ou d'autres paramètres influents.

Tous ces paramètres pertinents doivent être mesurés ou estimés ou transférés d'une autre base de données.

Fig. K9
mesures appropriées de
facteurs influents selon
les usages

Mesures à effectuer	Variables pertinentes		
	Base	Moyen (en plus de la base)	Avancé (en plus du moyen)
HVAC	température extérieure (ou degré-jour)	- température intérieure - hygrométrie intérieure - Nombre de personnes présentes ou indicateur équivalent (ex. : présence journalière moyenne)	- Coefficient de Performance CoP - puissance
Eclairage	saison	- éclairage naturel - Nombre de personnes présentes ou indicateur équivalent (ex. : présence journalière moyenne)	-
Electroménager	-	Nombre de personnes présentes ou indicateur équivalent (ex. : présence journalière moyenne)	-
Moteurs	-	Température ambiante	-
Générateurs	-	Température ambiante	-

3.2.4 Surveillance de l'installation électrique

Il est également important de surveiller le système de distribution électrique, car certaines mesures peuvent révéler des problèmes liés à l'efficacité énergétique, ainsi que certains risques liés aux actifs.

K15

Fig. K10
mesures appropriées de
facteurs influents selon
les usages

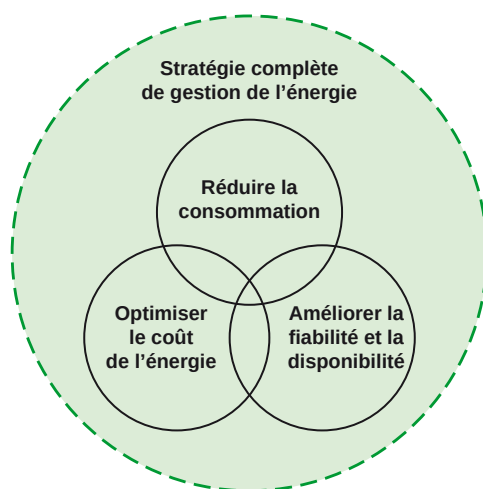
Mesures à réaliser		Mesures pertinentes		
		Base	Moyen (en plus de la base)	Avancé (en plus du moyen)
Point de livraison		Energie active	Tension, facteur de puissance, puissance et énergie active / réactive, THDu THDi, fréquence	Tensions et courants harmoniques rang par rang
Tableau de Distribution	pour chaque départ ≥ 100 kVA (ex. : 160 A, 400 V tri)	Energie active	Tension, facteur de puissance, puissance et énergie active / réactive, THDu THDi, fréquence	Tensions et courants harmoniques rang par rang
	pour chaque départ ≥ 40 kVA (ex. : 63 A, 400 V tri)	-	Tension, courant, Facteur de Puissance, puissance et énergie active/réactive	THDu, THDi
	pour chaque départ $\geq 3,5$ kVA (ex. : 16 A, 230 V mono)	-	-	Energie Active
	Transformateurs	-	Rendement du transformateur	Déséquilibre de tension, tension primaire et secondaire

4 Des gisements d'économies d'énergie

Les économies d'énergie (cf. **Fig. K11**) peuvent être alors obtenues par différentes méthodes :

- **de réduction d'énergie** : Elles visent à moins consommer pour obtenir les mêmes résultats (ex. : installation de lampes à haut rendement énergétique offrant la même qualité d'éclairage avec moins d'énergie) ou réduisent la consommation d'énergie en veillant à ne pas utiliser plus d'énergie qu'il n'est strictement nécessaire (ex. : une autre méthode est la réduction du nombre de lampes dans une salle qui est trop éclairée).
- **d'économie d'énergie** : Elles ne réduisent pas la quantité totale d'énergie consommée mais réduisent le coût unitaire. Par exemple, le transfert de certaines activités diurnes pour profiter du tarif préférentiel de nuit ; ou encore évitement des périodes de pointe par des programmes de réponse à la demande.
- **de fiabilité de l'énergie** : Elles contribuent non seulement à l'efficacité opérationnelle en évitant les arrêts de production, mais évitent aussi les pertes d'énergie associées aux redémarrages fréquents et au travail supplémentaire associé aux lots de produits gâchés.

Fig. K11
Une stratégie complète
de gestion de l'énergie



Les appareils transformateurs d'énergie sont les premiers gisements d'économie exploitables auxquels tout le monde pense : moteurs, dispositifs d'éclairages et de chauffage.

Mais il y a aussi tous les dispositifs et programmes de commande de ces appareils qui sont susceptibles d'être des sources d'économie.

4.1 Economies d'énergie liées aux moteurs

4.1.1 Généralités

Dans l'industrie 60 % de l'électricité consommée sert au fonctionnement des moteurs.

Les systèmes motorisés figurent parmi les sources potentielles d'économie d'énergie.

Le remplacement des moteurs est souvent envisagé en premier, pour l'amélioration de l'efficacité énergétique passive, pour deux raisons :

- profiter des avantages offerts par les nouveaux moteurs haute performance (cf. **Fig. K12**),
- remédier au surdimensionnement.

Les moteurs qui fonctionnent pendant de longues périodes sont de bons candidats au remplacement par des moteurs haute performance, surtout lorsque les moteurs existants sont anciens et requièrent un rebobinage.

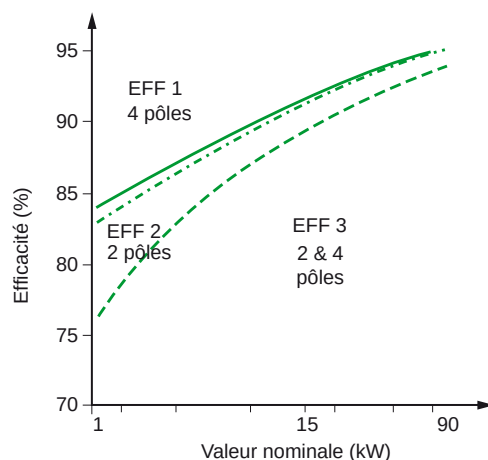
Les moteurs haute performance, selon leur puissance, fonctionnent avec une efficacité supérieure jusqu'à 10% de celle des moteurs standard et les moteurs ayant subi un rebobinage ont une efficacité inférieure de 3 à 4% à celle du moteur d'origine.

Cependant, si l'utilisation du moteur est faible ou modérée (par exemple moins de 3 000 heures par an), le remplacement des moteurs d'efficacité standard (surtout ceux qui n'ont pas encore subi de rebobinage) par des moteurs haute performance, peut ne pas être économique. Il est aussi important de veiller à ce que les caractéristiques de performance critique (comme la vitesse) du nouveau moteur soient équivalentes à celles du moteur existant.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K12

Définition des classes d'efficacité énergétique pour les moteurs BT établie par la Commission Européenne et le Comité européen des fabricants d'appareils électriques et électroniques ou CEMEP (European Committee of Manufacturers of Electrical Machines and Power Electronics)



- Les moteurs surdimensionnés ne sont pas seulement inefficaces, ils sont aussi plus chers à l'achat que les moteurs correctement dimensionnés. Les moteurs ont une efficacité optimale lorsqu'ils fonctionnent entre 60 et 100 % de leur charge nominale. L'efficacité baisse rapidement lorsque la charge est inférieure à 50 %. D'un point de vue historique, les concepteurs ont eu tendance à développer des moteurs surdimensionnés pour leur donner une marge de sécurité suffisante et éliminer les risques de défaillance même dans des conditions hautement improbables. Les études montrent qu'au moins un tiers des moteurs sont nettement surdimensionnés et fonctionnent à moins de 50 % de leur charge nominale. La charge moyenne des moteurs est d'environ 60 %.

Les plus gros moteurs ont aussi tendance à avoir un facteur de puissance inférieur, ce qui peut conduire à la facturation de frais de puissance réactive. Les décisions de remplacement doivent tenir compte de ces facteurs et de la période résiduelle de la vie utile du moteur. En outre, il faut noter que certains moteurs peuvent être surdimensionnés, mais que leur charge est si légère ou leur utilisation si peu fréquente, qu'ils ne consomment pas suffisamment d'électricité pour justifier le coût d'un remplacement.

En résumé, la décision du changement doit être précédée d'une réflexion intégrant tous ces paramètres.

D'autres considérations peuvent être appliquées aux moteurs.

- Améliorer l'efficacité énergétique **active** en arrêtant simplement les moteurs quand ils ne sont pas nécessaires. Cela peut requérir des améliorations en matière de contrôle automatique, de formation ou de surveillance et peut-être d'incitation des opérateurs. Si l'opérateur n'est pas tenu pour responsable de la consommation d'énergie, il est probable qu'il oubliera d'arrêter un moteur dont la marche est momentanément inutile.
- Surveiller et corriger tous les éléments composant les chaînes cinématiques, en commençant par celles des plus gros moteurs, qui peuvent affecter le rendement global, par exemple rectifier si nécessaire l'alignement des arbres ou des accouplements. A savoir : un décalage angulaire de 0,6 mm au niveau d'un accouplement peut causer une perte possible de puissance de 8%.
- Avoir une approche prioritaire sur les pompes et ventilateurs car
 - 63% de l'énergie utilisée par les moteurs sert à la propulsion des fluides, comme dans les pompes et les ventilateurs ;
 - la régulation du flux est souvent faite avec des vannes, des registres et des papillons d'obturation qui sont des organes provoquant des pertes énergétiques par obturation des conduits alors que les moteurs fonctionnent à plein régime ;
 - des projets bien conçus permettent souvent l'amortissement des investissements en moins de dix mois.

4.1.2 La variation de vitesse

Le juste dimensionnement d'un moteur associé à un contrôle et/ou un variateur de vitesse est une source potentielle d'économie.

Pour faire varier le flux ou la pression dans un système, il existe plusieurs techniques (cf. **Fig. K13**). Le choix de la technique dépend de la conception de la pompe ou du ventilateur, selon par exemple que la pompe utilisée soit une pompe volumétrique ou centrifuge et le ventilateur centrifuge ou à flux axial.

Chaque fois qu'un ventilateur ou une pompe est installé dans le but d'obtenir une certaine plage de débits ou de pressions, le dimensionnement est basé sur la demande maximale. Il est donc généralement surdimensionné et n'opère pas efficacement dans les autres régimes. Ce surdimensionnement systématique, combiné à l'inefficacité des méthodes de contrôle décrites ci-dessus, signifie qu'il est généralement possible de réaliser des économies d'énergie significatives par recours à des méthodes de contrôle qui réduisent le courant d'alimentation de la pompe ou du ventilateur pendant les périodes de demande réduite.

Les systèmes à ventilateur et pompe sont régis par certaines lois d'affinité :

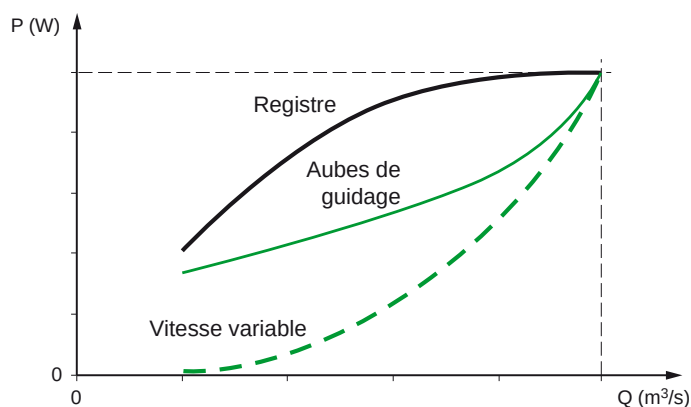
K17

4 Des gisements d'économies d'énergie

- Le flux est proportionnel à la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit le flux de moitié (cf. **Fig K14**) ;

Fig. K14

Rapport entre énergie et flux pour les différentes méthodes de contrôle de ventilateur telles que, registre, aubes de guidage d'admission et vitesse variable



- La pression ou la hauteur est proportionnelle au carré de la vitesse de l'arbre : réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit la pression au quart de sa valeur.
- L'énergie est proportionnelle au cube de la vitesse de l'arbre : Réduire de moitié la vitesse de l'arbre réduit dans un rapport de 8 la consommation, et donc, réduire le flux de moitié réduit dans un rapport de 8 la consommation.

De fait, s'il n'est pas nécessaire que le ventilateur ou la pompe produise 100% du flux ou de la pression, il est possible de réduire l'énergie consommée et l'économie réalisée est substantielle même pour une réduction modeste du flux (cf. **Fig K15**).

Malheureusement, en pratique, les pertes en efficacité des divers composants font que ces valeurs théoriques ne sont pas réalisables.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K15

Exemples de techniques pouvant bénéficier de commandes à vitesse variable

Technique	Inconvénient
Commande d'arrêt et de démarrage	Cette méthode n'est efficace que lorsqu'un flux intermittent est acceptable.
Vanne de commande : une vanne contrôle le flux en augmentant la résistance frictionnelle à la sortie de la pompe.	Gaspillage d'énergie car la pompe produit un flux qui est ensuite réduit par l'action de la vanne. En outre, les pompes ont une plage de fonctionnement optimal et l'augmentation de la résistance par cette méthode peut obliger la pompe à opérer dans une plage d'efficacité réduite (avec gaspillage d'énergie supplémentaire) et dans laquelle sa fiabilité est compromise.
Dispositif de contournement : dans cette méthode, la pompe tourne en continu à plein régime et l'excès de fluide à la sortie de la pompe est canalisé vers la source, d'où un flux réduit sans risque d'augmentation de la pression de sortie.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour pomper l'excédent de fluide est entièrement gaspillée.
Pompes ou ventilateurs multiples : ces configurations permettent une augmentation ponctuelle par actionnement de pompes ou de ventilateurs additionnels, ce qui rend le contrôle difficile.	Généralement il y a une perte d'efficacité car le besoin réel est souvent situé entre les différents régimes disponibles.
Registre : technique similaire de celle de la vanne de commande dans un système équipé d'une pompe, elle réduit le flux en obstruant partiellement la sortie du ventilateur.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action du registre.
Vanne de trop plein : technique semblable à celle de la vanne de contournement dans un système équipé d'une pompe. Le ventilateur tourne en permanence à plein régime et le flux excédentaire de gaz est évacué.	Le système est très inefficace car l'énergie utilisée pour propulser l'excédent d'air ou de gaz est entièrement gaspillée.
Ventilateur à pales orientables : l'orientation des pales permet de moduler le flux.	Gaspillage d'énergie car le ventilateur produit un flux qui est ensuite réduit par l'action des pales.
Pales de guidage d'admission : des ailettes obstruent ou facilitent le flux du gaz dans un ventilateur et modulent ainsi le rendement du ventilateur.	Le ventilateur ne produit pas de flux superflu, mais ne fonctionne pas à son meilleur rendement.

K19

L'utilisation d'une commande à vitesse variable (cf. **Fig. K16**) en remplacement des techniques évoquées précédemment est une méthode d'efficacité énergétique **active** qui assure le rendement variable requis pour un fonctionnement optimal d'une pompe ou d'un ventilateur.

Fig. K16

Des variateurs Altivar de différentes puissances (Schneider Electric)



Altivar 12 (≤ 4 kW)

Altivar 212 (≤ 75 kW)

Altivar 71 (≤ 630 kW)

Voir [les offres de variateurs de vitesse](#) de Schneider Electric

Dans certains cas des solutions simples peuvent être envisagées :

- Quand une modification des dimensions des poulies permet de faire tourner les ventilateurs ou les pompes à leur vitesse optimale. Cette solution ne fournit pas la flexibilité des commandes à vitesse variable, mais elle est peu onéreuse et peut probablement être financée dans le cadre du budget d'entretien sans investissement supplémentaire.
- Lorsque ventilateur ou pompe peut fonctionner à plein régime en permanence sans les méthodes de contrôle décrites précédemment ou avec des méthodes de contrôles installées mais inutilisées (par exemple avec les registres et les vannes ouverts au maximum). Dans ce cas, le dispositif fonctionne avec une efficacité optimale ou proche de l'optimum.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Les économies réalisables, en pratique, dépendent du modèle du ventilateur ou de la pompe, de leur efficacité propre, de la taille du moteur, du nombre d'heures d'utilisation par an, et du coût local de l'électricité. Ces économies peuvent être calculées en utilisant des logiciels spécifiques (Eco 8), ou estimées avec précision par l'installation de compteurs temporaires et l'analyse des données obtenues.

4.1.3 La régulation

La régulation de vitesse : une juste adaptation de la consommation énergétique au besoin.

Les lignes précédentes ont déjà présenté l'intérêt des commandes à variation de vitesse pour les pompes et les ventilateurs. Cet intérêt peut être augmenté par leur association à des dispositifs de contrôle et de régulation bien adaptés au besoin.

- Contrôle par pression fixe et variation du flux : ce type de régulation est souvent appliqué aux systèmes de distribution de l'eau (eau potable, irrigation). Il est aussi appliqué pour la circulation des fluides de refroidissement.
- Contrôle des systèmes de chauffage : dans les circuits de chauffage et de refroidissement, le flux doit varier en fonction de la température.
- Contrôle par flux fixe mais avec variation de la pression : Les applications les plus courantes sont dans le pompage (différences de pression dues à des différences de niveaux) comme c'est le cas pour les installations de nettoyage, d'arrosage, de refroidissement et de congélation qui requièrent la fourniture d'un certain volume d'eau même si les conditions d'aspiration et de refoulement varient.

Les avantages immédiats sont les suivants :

- meilleur contrôle et précision supérieure des valeurs de pression ou de flux,
- forte atténuation des effets transitoires dans le réseau électrique et des contraintes mécaniques sur les mécanismes,
- réduction du bruit et des vibrations, car un variateur permet un réglage fin des vitesses qui empêche le fonctionnement de l'équipement à la fréquence de résonance des tuyaux ou des conduites,
- démarrages et arrêts en douceur ;

D'où des avantages induits de :

- plus grande fiabilité et prolongement de la vie des systèmes,
- systèmes de tuyaux ou de conduites simplifiés (élimination des registres, des vannes de commande et des conduites de contournement),
- maintenance réduite.

Pour en final avoir une réduction de la consommation d'énergie et donc des coûts !

4.2 Economies d'énergie liées à l'éclairage

L'éclairage peut représenter plus de 35% de la consommation d'énergie dans les bâtiments en fonction des activités. Le contrôle de l'éclairage est un des moyens les plus faciles de réaliser des économies d'énergie importantes avec un investissement minimal et c'est une des mesures d'économie d'énergie la plus souvent utilisée.

Les systèmes d'éclairage des bâtiments commerciaux sont régis par des normes, réglementations et codes de construction. L'éclairage doit non seulement être fonctionnel, mais il doit aussi répondre aux normes de santé et de sécurité professionnelles et aux exigences opérationnelles.

Dans bien des cas, les bureaux sont trop éclairés et des économies d'énergie passives substantielles sont possibles, par remplacement des luminaires inefficaces, des lampes obsolètes par des lampes haute performance et à faible consommation et par l'installation de ballasts électroniques. Ces réponses sont appropriées dans les salles dans lesquelles l'éclairage est requis constamment ou pendant de longues périodes, avec impossibilité de réaliser des économies en éteignant les lampes.

Les périodes d'amortissement peuvent varier, mais de nombreux projets ont des périodes d'amortissement d'environ deux ans.

4.2.1 Lampes et ballasts électroniques

Selon les besoins en éclairage, du type et de l'âge du système d'éclairage, des lampes plus efficaces peuvent être disponibles. Par exemple il existe de nouvelles lampes fluorescentes, mais le changement d'une lampe requiert généralement le changement du ballast.

De nouveaux ballasts électroniques sont également disponibles, offrant des économies d'énergie significatives par rapport aux ballasts électromagnétiques antérieurs. Par exemple, les lampes T8 avec ballasts électroniques utilisent entre 32% et 40% d'électricité en moins que les lampes T12 équipées de ballasts électromagnétiques.

Cependant, les ballasts électroniques ont un certain nombre de points d'attention par rapport aux ballasts magnétiques :

4 Des gisements d'économies d'énergie

- leur fréquence de fonctionnement (entre 20 et 60 kHz) peut introduire des perturbations conduites et rayonnées à haute fréquence qui peuvent interférer avec les appareils de communication par courant porteur par exemple. Des filtres adéquats doivent être incorporés.
- le courant d'alimentation des appareils standards est fortement déformé. Des perturbations typiques liées aux **harmoniques** sont donc présentes, comme une surcharge de courant neutre. Des dispositifs à faible émission harmonique sont maintenant disponibles, qui réduisent la distorsion harmonique à moins de 20 % du courant fondamental, ou même 5% pour les installations les plus sensibles (hôpitaux, environnements de fabrication sensibles, etc.).

La technologie LED, introduite il y a quelques années seulement, offre d'importantes perspectives de progrès, en particulier pour le contrôle intelligent. Les LED sont considérées comme la solution alternative durable pour atteindre les objectifs d'économies d'énergie dans le secteur de l'éclairage. C'est la première technologie d'éclairage adaptée à tous les domaines (résidentiel, bâtiments de services, infrastructures, etc.) offrant une grande efficacité énergétique et une capacité de gestion intelligente.

D'autres types d'éclairage peuvent être plus appropriés selon les conditions. Une évaluation des besoins en éclairage passe par une évaluation des activités, du degré d'éclairage et de rendu des couleurs requis. Un grand nombre de systèmes d'éclairage anciens ont été conçus pour fournir un éclairage plus intense que nécessaire. Des économies facilement quantifiables peuvent être réalisées en concevant un nouveau système qui réponde exactement aux besoins en éclairage.

Outre ces économies, tout en répondant aux normes et réglementations en vigueur, la modernisation d'un éclairage apporte d'autres avantages : réduction des coûts d'entretien, juste adaptation aux besoins (bureaux, ateliers passage,...), amélioration du confort visuel (suppression des battements et scintillements souvent causes de migraines et de stress oculaire), et meilleur rendu des couleurs.

4.2.2 Réflecteurs

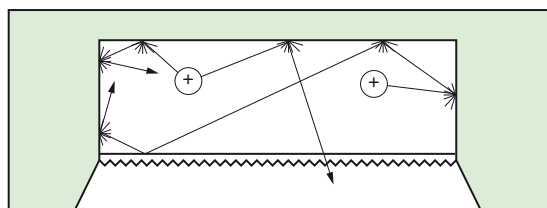
Une mesure d'efficacité énergétique **passive** moins populaire, mais qui doit être néanmoins considérée en parallèle à l'utilisation de lampes équipées de ballast, est le remplacement des réflecteurs qui dirigent la lumière des lampes vers les zones d'utilisation. Les progrès réalisés au niveau des matériaux et de la conception ont permis d'améliorer la qualité des réflecteurs qui peuvent être installés sur les lampes existantes. Ce qui permet une intensification de la lumière utile et autorise dans certains cas une réduction du nombre de lampes utilisées, et donc une économie d'énergie sans compromission de la qualité de l'éclairage.

Les nouveaux réflecteurs à haute performance ont une efficacité spectrale supérieure à 90 % (cf. **Fig. K17**). Cela signifie :

- que deux lampes peuvent être remplacées par une seule lampe. Il est ainsi possible de réduire le coût de l'énergie nécessaire à l'éclairage de 50 % ou plus,
- et que les luminaires existants peuvent être modernisés par l'installation de réflecteurs de type miroir tout en conservant leur écartement, ce qui rend la modernisation facile et peu onéreuse, avec un impact minimal sur la configuration du plafond.

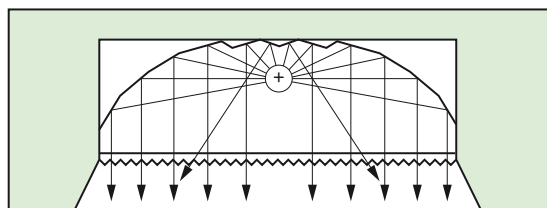
Fig. K17

Vue d'ensemble du principe de fonctionnement des réflecteurs à hautes performances



En haut : Environ 70 % de la lumière des tubes fluorescents est émise latéralement et vers le haut.

En bas : Les nouvelles surfaces argentées sont conçues pour réfléchir un maximum de lumière vers le bas.



4.2.3 Le contrôle de l'éclairage

En elles-mêmes, les mesures d'économie d'énergie passives précédemment décrites ne maximisent pas les économies. L'objectif des programmes de contrôle de l'éclairage est d'assurer le confort et la flexibilité requis par les utilisateurs, tout en assurant simultanément une économie d'énergie active qui minimise les coûts en éteignant

K21

4 Des gisements d'économies d'énergie

les lampes dès qu'elles cessent d'être utilisées. Pour cela, les techniques sont nombreuses et leur sophistication peut varier énormément, mais la période d'amortissement est généralement courte, entre six et douze mois. De nombreux dispositifs sont actuellement exploitables (cf. **Fig. K18**)

Fig. K18

Exemples de dispositifs de contrôle d'éclairage : minuteries, détecteurs de lumière, détecteurs de mouvement



Voir [\[les offres de gestion de l'éclairage\]](#) de Schneider Electric

- Les minuteries, elles éteignent la lumière au bout d'un certain temps, utiles lorsque les périodes d'occupation ou d'activité sont clairement définies tels que pour des lieux de passage.
- Les capteurs d'occupation et des détecteurs de mouvement, ils éteignent la lumière quand aucun mouvement n'a été détecté pendant un certain temps. Ils sont particulièrement adaptés là où les périodes de présence et d'activité ne peuvent pas être connues avec précision (salles d'entrepôt, escaliers, ...).
- Les cellules photoélectriques et les capteurs de lumière naturelle pour contrôler les lampes situées à proximité des fenêtres. Lorsque la lumière naturelle est suffisante, les lampes sont éteintes ou mises en veilleuse.
- Les horloges programmables, elles allument et éteignent les lumières à certaines heures prédéterminées (devantures de magasin, bureaux pour les W-E et les nuits).
- Les luminaires à intensité variable, ils délivrent un éclairage réduit (veilleuse) pendant les périodes de faible activité (ex. : parking bien éclairé jusqu'à minuit, mais avec peu de lumière de minuit jusqu'à l'aube).
- Les régulateurs de tension, ballasts ou dispositifs électroniques spéciaux, ils optimisent l'énergie consommée par les lampes (tube fluorescent, lampe à sodium haute pression, ..).
- Les télécommandes sans fil, dont l'application permet une modernisation simple et économique d'installations existantes.

Ces techniques peuvent être combinées et aussi associées à des critères esthétiques, par exemple les panneaux d'éclairage programmables dans des salles de réunions qui ont plusieurs formules d'éclairage (conseil d'administration, exposés, colloques, etc.) actualisables par la simple touche d'un bouton.

4.2.4 La gestion centralisée de l'éclairage

Il existe maintenant des systèmes de contrôle de l'éclairage tels que ceux basés sur le protocole KNX qui offrent l'avantage supplémentaire de pouvoir être intégrés au système de gestion du bâtiment (cf. **Fig. K19**).

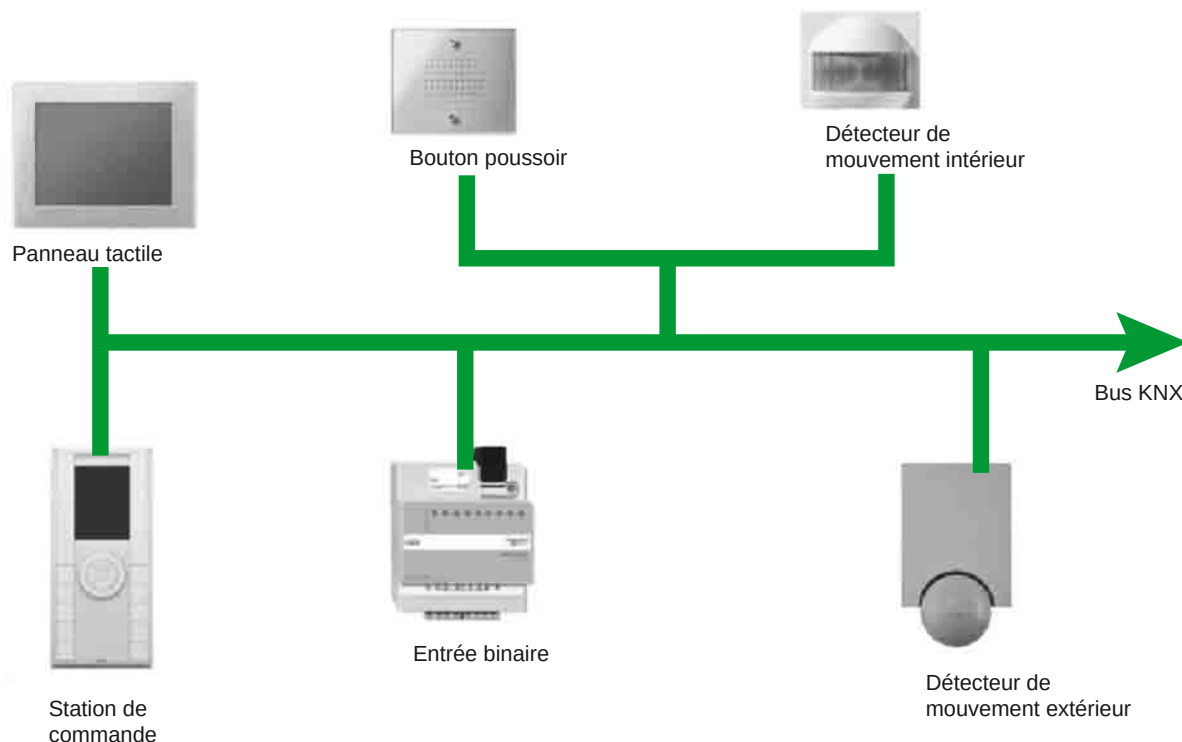
Ils apportent une plus grande flexibilité de gestion, une surveillance centralisée et une intégration des contrôles d'éclairage à d'autres systèmes tels que la climatisation, pour une plus grande économie d'énergie. Certains peuvent permettre des économies d'énergie de 30 %, leur efficacité dépend de l'application dont le choix est donc très important.

La conception et la mise en oeuvre de tels systèmes, pour obtenir un résultat commence par un audit de la consommation d'énergie et une étude du système d'éclairage pour définir la meilleure solution d'éclairage et identifier les possibilités de réduction des coûts et de la consommation d'énergie. Dans ce domaine, Schneider

4 Des gisements d'économies d'énergie

Electric propose aussi des solutions de gestion pour les bureaux, et également pour l'éclairage extérieur, parkings et parcs ou jardins paysagés.

Fig. K19: Exemple de liaisons réalisées avec le système KNX de Schneider Electric



K23

4.3 Economies d'énergie liées à la correction du facteur de puissance et le filtrage d'harmoniques

- Lorsque le distributeur d'énergie impose des pénalités pour la consommation de puissance réactive, l'amélioration du facteur de puissance est une mesure d'économie d'énergie passive typique : son rendement est immédiat dès sa mise en oeuvre et elle ne requière aucune modification des procédures ni du comportement du personnel. Les périodes d'amortissement peuvent être de moins d'un an.
[Pour plus de détails.](#)
- De nombreux équipements (variateurs de vitesse, ballasts électroniques, ...) ainsi que les ordinateurs sont à l'origine d'harmoniques dans leurs réseaux d'alimentations avec parfois des effets significatifs. (surintensités qui entraînent des déclenchements des relais de protection, échauffements et vibrations qui peuvent réduire l'efficacité et la durée de vie des matériels y compris des batteries de condensateurs destinées à la correction du facteur de puissance). Leur filtrage est aussi une mesure d'économie d'énergie passive typique à envisager.
[Pour plus de détails.](#)

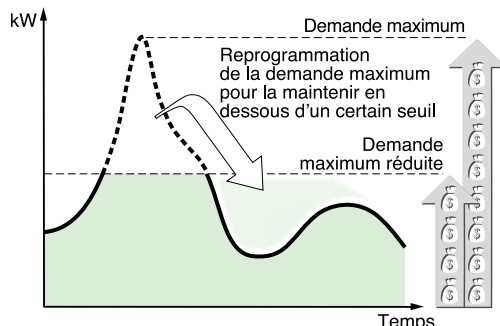
4.4 Economies d'énergie liées à la gestion de charge

Pour adapter en permanence la consommation d'énergie électrique à la production, les distributeurs modulent leurs tarifs pour inciter les consommateurs à réduire leurs besoins en période de pointe.

Différentes stratégies peuvent être envisagées selon l'importance des consommations et les impératifs d'exploitation : restriction de la demande (cf. **Fig. K20**), évitement des heures de pointe, programmation des charges voire génération complémentaire d'énergie sur le site.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K20
Exemple d'une stratégie
de gestion de charge



4.4.1 Restriction de la demande

Cette solution peut être prévue par les distributeurs dans des contrats de fourniture comportant des clauses de restriction d'urgence (limite impérative) ou optionnelle dont l'application se fait sur décision du consommateur (avec des tarifs spéciaux).

Cette politique de gestion est généralement appliquée pendant les mois les plus chauds ou les plus froids de l'année, lorsque les besoins en ventilation et en climatisation ou en chauffage des entreprises et des particuliers sont très élevés et consomment une grande quantité d'électricité en plus de la demande normale.

Cette réduction de la consommation dans l'habitat et le tertiaire est difficilement applicable en raison de l'impact significatif sur le confort des occupants, les clients industriels sont plus susceptibles de participer à un tel programme, et s'ils disposent d'une quantité significative de charges non essentielles ils peuvent bénéficier de ces contrats qui réduisent le coût unitaire jusqu'à 30%.

4.4.2 Evitement des heures de pointe

Il s'agit alors de déplacer les pointes de consommation selon les plages tarifaires, et ainsi minimiser la part correspondante de la facture... même si la consommation totale reste inchangée.

4.4.3 Programmation des charges

Ce mode de gestion est possible pour des entreprises qui peuvent planifier leur consommation de manière à profiter des tarifs inférieurs pour toutes leurs activités pour lesquelles l'heure n'est pas un facteur important ou critique.

4.4.4 Génération complémentaire d'énergie sur le site

Cette alimentation par des groupes électrogènes augmente la flexibilité de l'exploitation en fournissant l'énergie requise pour continuer à fonctionner normalement pendant les périodes de demande de pointe et de restriction de la demande. Un système de contrôle automatisé peut être configuré pour gérer cette production selon les besoins et selon les tarifs applicables à chaque instant. Lorsque le prix de l'énergie fournie dépasse celui de la génération interne, le système de contrôle effectue un transfert automatique.

4.5 Economies d'énergie liées aux systèmes d'information et de communication

4.5.1 Un système d'information

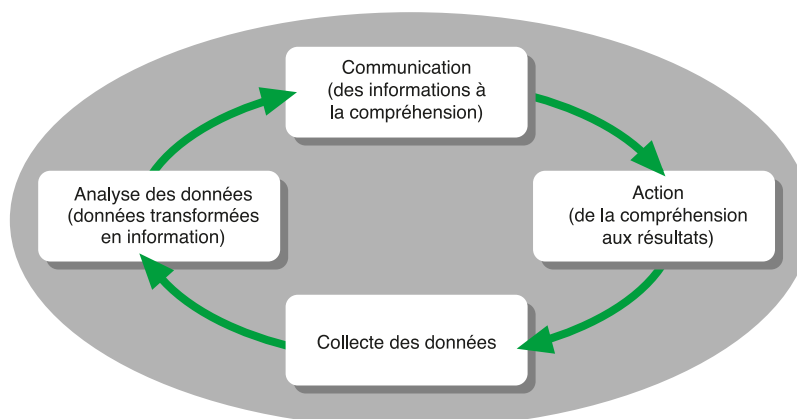
Pour être utiles, les données (mesures, états de fonctionnement, bases tarifaires,...) doivent être transformées en informations diffusées à tous les acteurs de l'efficacité énergétique selon leur besoin (pour augmenter le savoir de tous les intervenants du processus de gestion de l'énergie), et expliquées (pour une parfaite compréhension nécessaire au développement des capacités de contrôle et d'intervention qui seules permettent les économies d'énergie effectives). La circulation de ces données doit aboutir à l'action, puis pour maintenir l'efficacité énergétique, elle doit perdurer... (cf. **Fig. K21**).

Ce cycle opérationnel ne peut fonctionner que si un réseau de communication efficace est en place.

Le système d'information est alors prêt à être utilisé quotidiennement, pour atteindre les objectifs d'efficacité énergétique spécifiés par la direction de la société, par les opérateurs aux différents postes de consommation d'électricité (processus industriels, éclairage, climatisation, etc.) et à la contribution positive de ces postes de consommation au fonctionnement de la société (quantité de produits fabriqués, confort des visiteurs dans un supermarché, température ambiante dans une salle réfrigérée, etc.).

Fig. K21

Le cycle opérationnel des données indispensable à l'efficacité énergétique



4.5.2 Un système de surveillance

Pour un audit rapide, voire permanent

La connaissance et la diffusion de ces données sont des facteurs de progrès dans l'instant, mais les réseaux électriques sont soumis à des évolutions rapides nécessitant de répondre toujours à la même question, "Ce réseau peut-il prendre en charge cette nouvelle évolution ?".

Dans cette situation, un système de surveillance des échanges et des consommations d'énergie est à même de fournir toutes les informations requises pour un audit complet du site. Cet audit couvrant non seulement l'électricité, mais aussi l'eau, l'air, le gaz et la vapeur.

Le degré d'efficacité des processus et des installations industrielles peut être déterminé à partir des mesures, évaluations comparatives et données de consommation d'énergie normalisées.

Pour des prises de décisions rapides et justifiées

Des plans d'action appropriés peuvent être mis en place incluant la mise en place de systèmes de contrôle et d'automatisation de l'éclairage et des bâtiments, une commande à vitesse variable, l'automatisation de processus, etc.

Les enregistrements des informations sur l'utilisation effective des équipements permettent de déterminer avec précision la capacité disponible sur le réseau ou sur un transformateur, et aussi de déterminer les interventions d'entretien les plus appropriées et le moment le plus approprié pour les réaliser... ni trop tôt, ni trop tard.

4.5.3 Les réseaux de communication

Système d'information et système de surveillance vont de pair avec les réseaux de communication, Intranet ou Internet, les échanges étant organisés au sein d'architectures informatiques à définir selon les besoins de chaque exploitant.

L'Intranet

En majeure partie, l'échange de données dans le secteur industriel utilise des technologies Web installées de façon permanente sur le réseau de communication de l'entreprise, généralement un réseau intranet à l'usage exclusif de l'opérateur.

Pour l'échange de données entre les composants connectés via une liaison physique de transmission, le protocole Modbus est très largement utilisé. La connexion est possible avec les dispositifs de mesure et de protection dans les réseaux électriques. Initialement créé par Schneider Electric, il est très répandu aussi dans le secteur du bâtiment et considéré comme un protocole standard.

Pour la transmission d'une grande quantité de données entre les systèmes de distribution électrique, la technologie développée la plus récente est Ethernet. Cette technologie est largement répandue pour sa simplicité et ses performances. Il s'agit du média le mieux adapté soit pour l'affichage en local, soit pour communiquer entre serveurs distants.

Dans la pratique, les données électriques sont stockées dans les serveurs Web industriels installées dans les tableaux de contrôle. Le protocole standard TCP / IP est utilisé très largement pour la transmission de ces données afin de réduire les coûts de maintenance associés à tout réseau informatique. Ce principe est bien adapté pour communiquer des données associées à la mise en œuvre de l'efficacité énergétique. Aucun logiciel supplémentaire n'est requis - un PC et un navigateur Internet sont les seuls dispositifs nécessaires. Ainsi, toutes les données relatives à l'efficacité énergétique sont stockées et peuvent être communiquées de manière courante par l'intermédiaire des réseaux intranet, GSM / GPRS, wifi, etc.

Pour plus de simplicité et de cohérence, les appareils de mesure et interfaces de communication sont avantageusement intégrés dans les tableaux de distribution.

Voir [Tableaux intelligents](#).

K25

4 Des gisements d'économies d'énergie

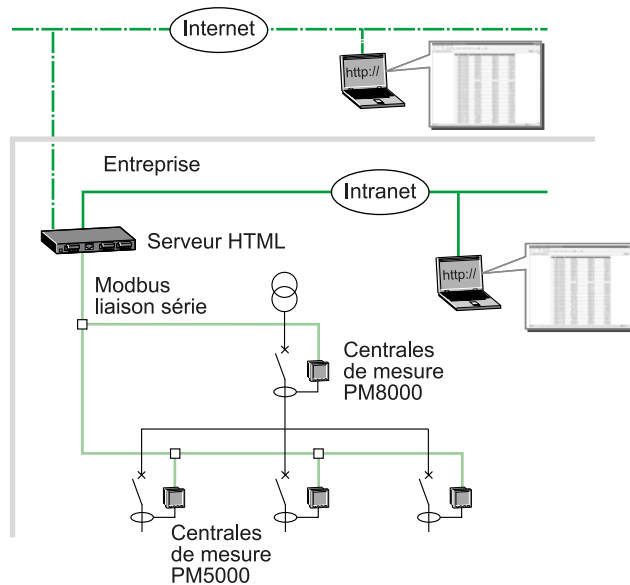
L'Internet

La surveillance et le contrôle à distance améliorent la disponibilité et l'accessibilité des données, tout en offrant une plus grande flexibilité en termes de service. La **Figure K22** représente un schéma de ce type d'installation. La connexion à un serveur et un navigateur Web standard rendent beaucoup plus facile l'utilisation et l'export des données vers des tableurs Microsoft Excel[™], par exemple, dans le but de tracer des courbes de puissance en temps réel.

La technologie Ethernet permet maintenant une connexion facile des tableaux de commande à Internet, en étant compatible avec les installations de "Smart Grid" qui se développent rapidement.

Fig. K22

Exemple d'un réseau d'information Intranet protégé par un serveur (EGX400 - Schneider Electric) et surveillé à partir du réseau Internet



Les architectures

Traditionnellement et pendant de nombreuses années, les systèmes de surveillance et de contrôle ont été centralisés et basés sur les systèmes d'automatisation SCADA (Supervisory, Control et Data Acquisition).

Actuellement, trois niveaux d'architecture sont couramment distingués (cf. **Fig. K23**).

Architecture de niveau 1

Un nouveau concept d'équipement intelligent a été conçu récemment grâce aux nouvelles capacités inhérentes à la technologie Web. Il peut être positionné comme l'équipement de base dans la gamme des systèmes de surveillance du réseau électrique. L'installation et l'entretien nécessitent naturellement un niveau de compétence inférieur que le niveau 3, tous les dispositifs de distribution électrique étant déjà présents dans une bibliothèque spécialisée. Finalement, le coût d'acquisition est minimisé en raison de la simplicité des besoins d'intégration du système.

Architecture de niveau 2

Ce système a été conçu spécifiquement pour les électriciens, et adapté aux exigences des réseaux électriques.

Cette architecture est basée sur un système de surveillance centralisé qui répond à tous les besoins de surveillance du réseau électrique. L'installation et l'entretien nécessitent naturellement un niveau de compétence inférieur que le niveau 3, tous les dispositifs de distribution électrique étant déjà présents dans une bibliothèque spécialisée. Finalement, le coût d'acquisition est minimisé en raison de la simplicité des besoins d'intégration du système.

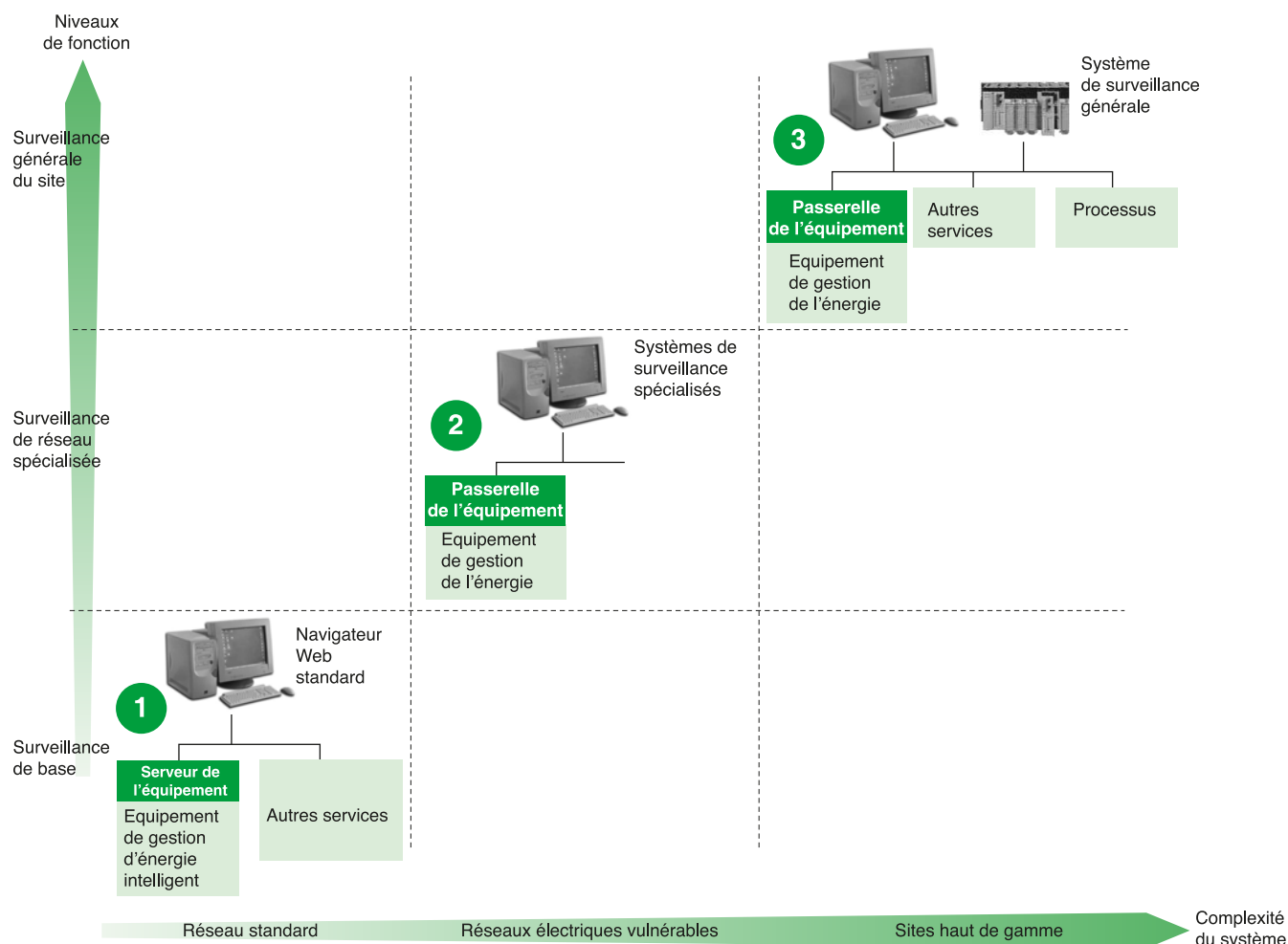
Sur certains sites, les niveaux 2 et 3 peuvent cohabiter.

Architecture de niveau 3

L'investissement dans un tel système est généralement réservé aux installations haut de gamme qui sont soit grosses consommatrices d'énergie, soit utilisatrices d'équipements très sensibles aux variations de la qualité de l'énergie et ayant besoin d'une grande disponibilité de l'électricité. Pour répondre à l'exigence de très grande disponibilité, ce système requiert très souvent la prise en charge de manière transparente (sans impact visible), au premier défaut, des composants de l'installation. Le coût initial conséquent, les compétences requises pour réaliser correctement ce système et le coût des mises à jour nécessaires pour répondre à l'évolution du réseau peuvent rebuter les investisseurs potentiels qui imposent alors des études préalables très détaillées.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K23: Positionnements d'un système de surveillance



K27

4.6 Economies d'énergie liées aux tableaux intelligents

4.6.1 Définition des tableaux communicants

Les tableaux communicants sont des tableaux de distribution qui comprennent les 3 fonctions clés :

- **collecter**, avec fonctions de mesure - commande intégrées et autonomes,
- **transmettre**, avec des interfaces de communication intégrés, prêts à raccorder le système de distribution électrique aux plates-formes de gestion de l'énergie,
- **visualiser**, à savoir fournir les bénéfices de l'efficacité énergétique, à travers le suivi et le contrôle en temps réel, et l'accès aux services en ligne.

Avec des dispositifs de mesure intégrés, les tableaux communicants sont la source naturelle de données au sein de l'installation électrique. L'information peut être mise à disposition par affichage local, ou transmise par réseau de communication.

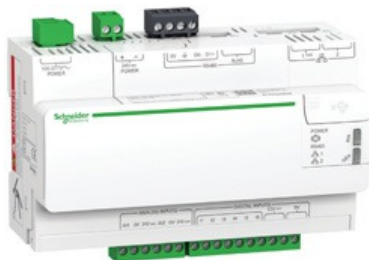
Des dispositifs d'interface sont mis en œuvre afin que la communication soit simple et facile à installer. Les technologies les plus avancées et les plus efficaces sont utilisées :

- **Modbus** : pour la transmission d'informations à l'intérieur des tableaux, entre composants,
- **câble Ethernet ou wifi** : l'intérieur des bâtiments, assurant la connexion des tableaux avec le réseau informatique,
- **Ethernet sur DSL / GPRS** : connexion du système de distribution électrique à des services en ligne.

4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K23b

exemple de dispositif de communication développé pour panneaux intelligents (Com'X510 : enregistreur de données d'énergie, Schneider Electric)



Voir [les offres d'interfaces de communication] de Schneider Electric

4.6.2 Comment les tableaux communicants contribuent à l'efficacité énergétique ?

Les tableaux communicants sont conçus pour contrôler l'énergie électrique dans l'installation le plus en amont possible. Ceci est la meilleure façon de savoir comment l'énergie est utilisée. Ils sont adaptés à une large gamme de puissance : depuis la distribution terminale, jusqu'au tableau général de distribution. Ils offrent de grandes possibilités de visualisation, depuis l'affichage en local, jusqu'à une solution intégrée basée dans le nuage.

Ils assurent le suivi et le contrôle sur site en temps réel. L'information la plus essentielle peut être affichée localement: puissance, consommation d'énergie, état de l'équipement, alarmes, etc. La commande de l'appareillage est également possible : ouverture, fermeture, réinitialisation des dispositifs de protection, etc.

Les données et fonctions clés sont fournies sur un écran en local, sur le réseau informatique local, dans la salle de télécommande ou sur une plate-forme de cloud:

- détection des pics de demande ou d'utilisation anormale de l'énergie,
- planning de consommation d'énergie à long terme,
- fourniture des tendances sur la consommation, rendant possible des économies d'énergie,
- fourniture d'information pour la maintenance corrective, préventive ou prédictive.

L'information est disponible sur PC pour le gestionnaire de site à l'aide des pages Web accessibles avec un navigateur standard. L'accès est également donné à des experts externes pour l'analyse et l'optimisation.

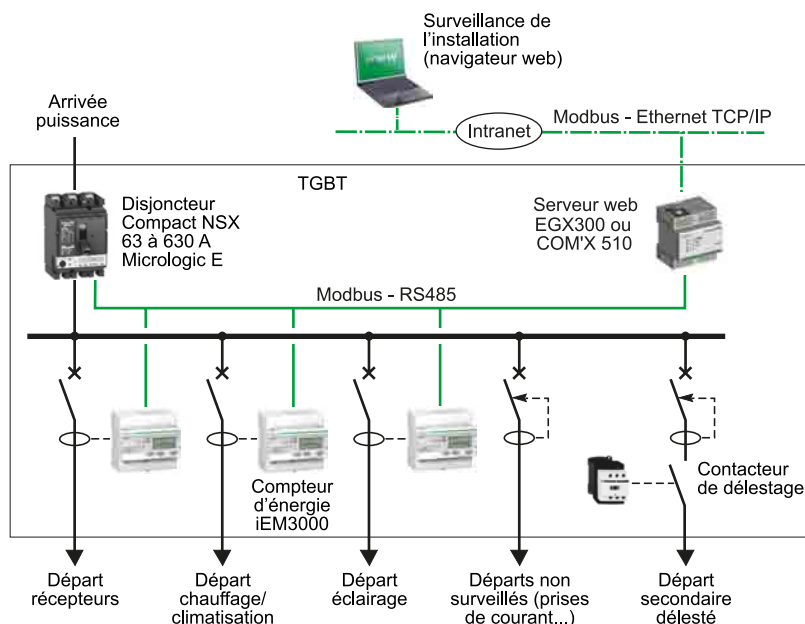
4.6.3 Exemples d'architectures avec tableaux communicants

Les système de surveillance et de commande de l'énergie sont physiquement très semblables et se chevauchent avec l'architecture de distribution électrique dont ils reproduisent souvent le tracé.

Les architectures présentées dans les **figures K24 à K28** représentent des exemples possibles et reflètent les exigences généralement associés à la distribution électrique concernée (en termes de nombre de départs, de quantité et de qualité de l'énergie nécessaire, de réseaux numériques, de mode de gestion, etc.). Elles aident à visualiser et à faire connaître les différents services qui peuvent être utilisés pour favoriser l'efficacité énergétique.

Fig. K24

Architecture de surveillance pour un petit site permettant le sous-comptage uniquement



4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K25: Architecture de surveillance et commande pour une entreprise composée de plusieurs petits sites

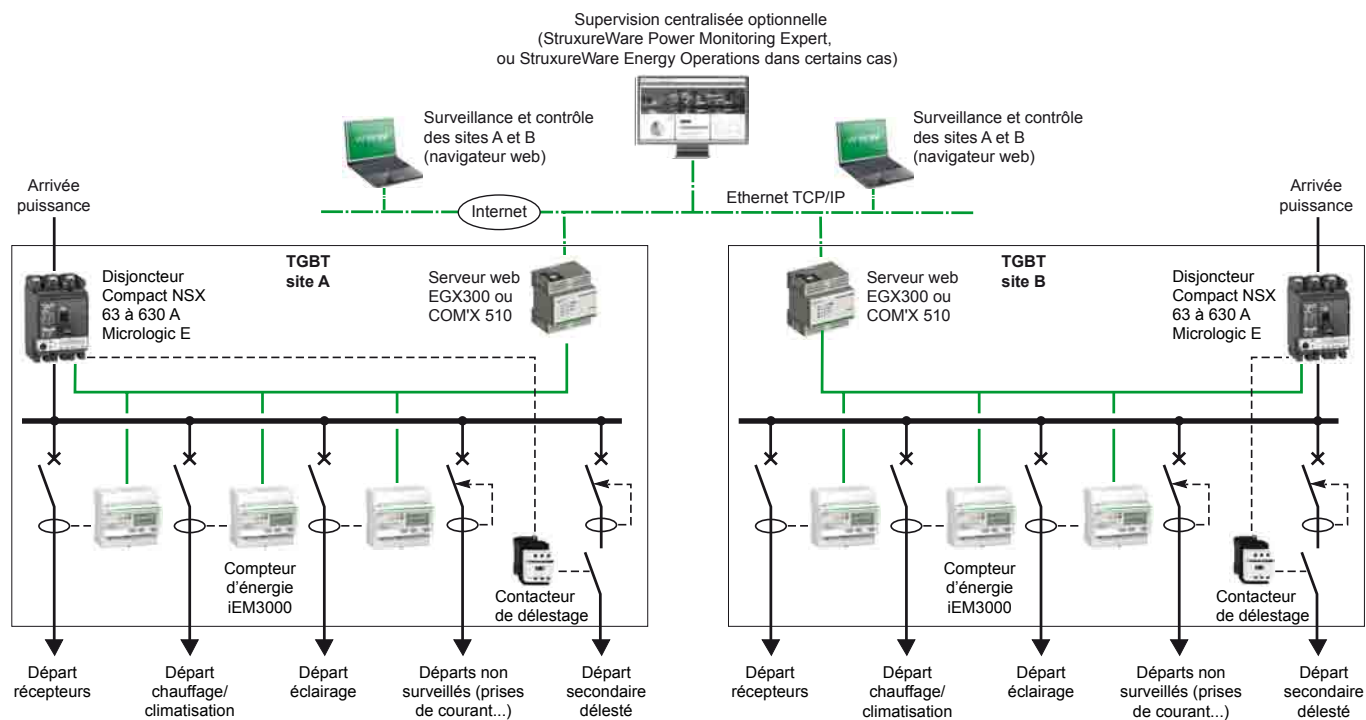
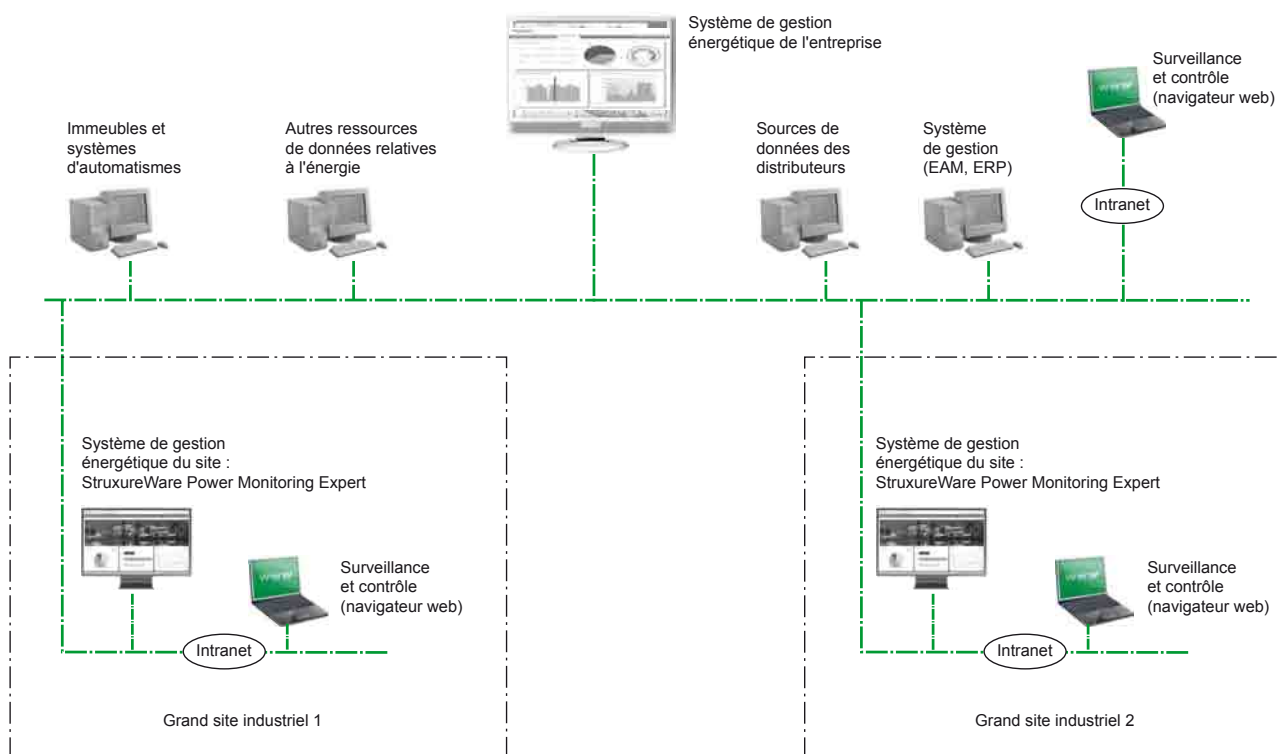


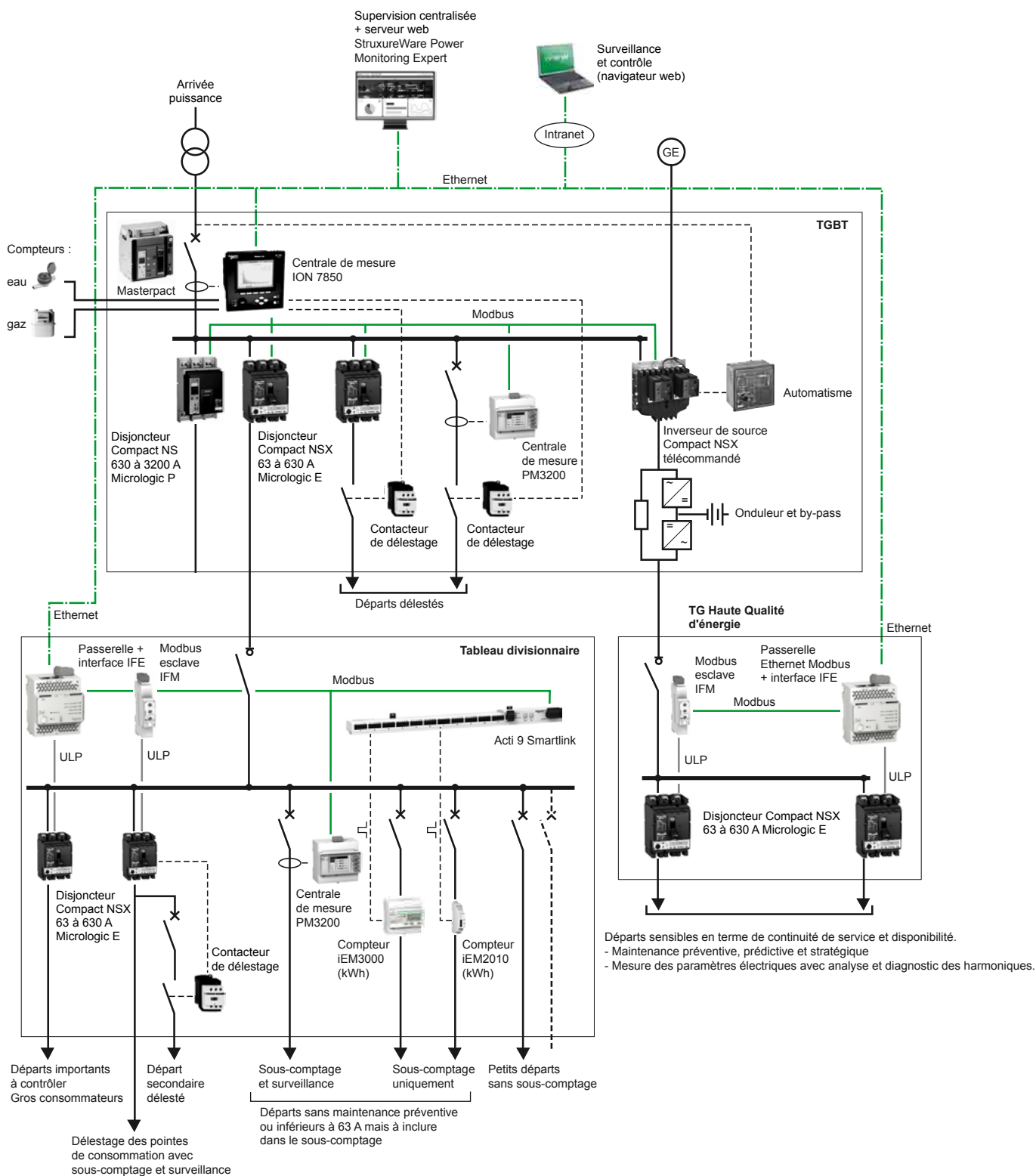
Fig. K26: Architecture pour les multisites de grande taille



K29

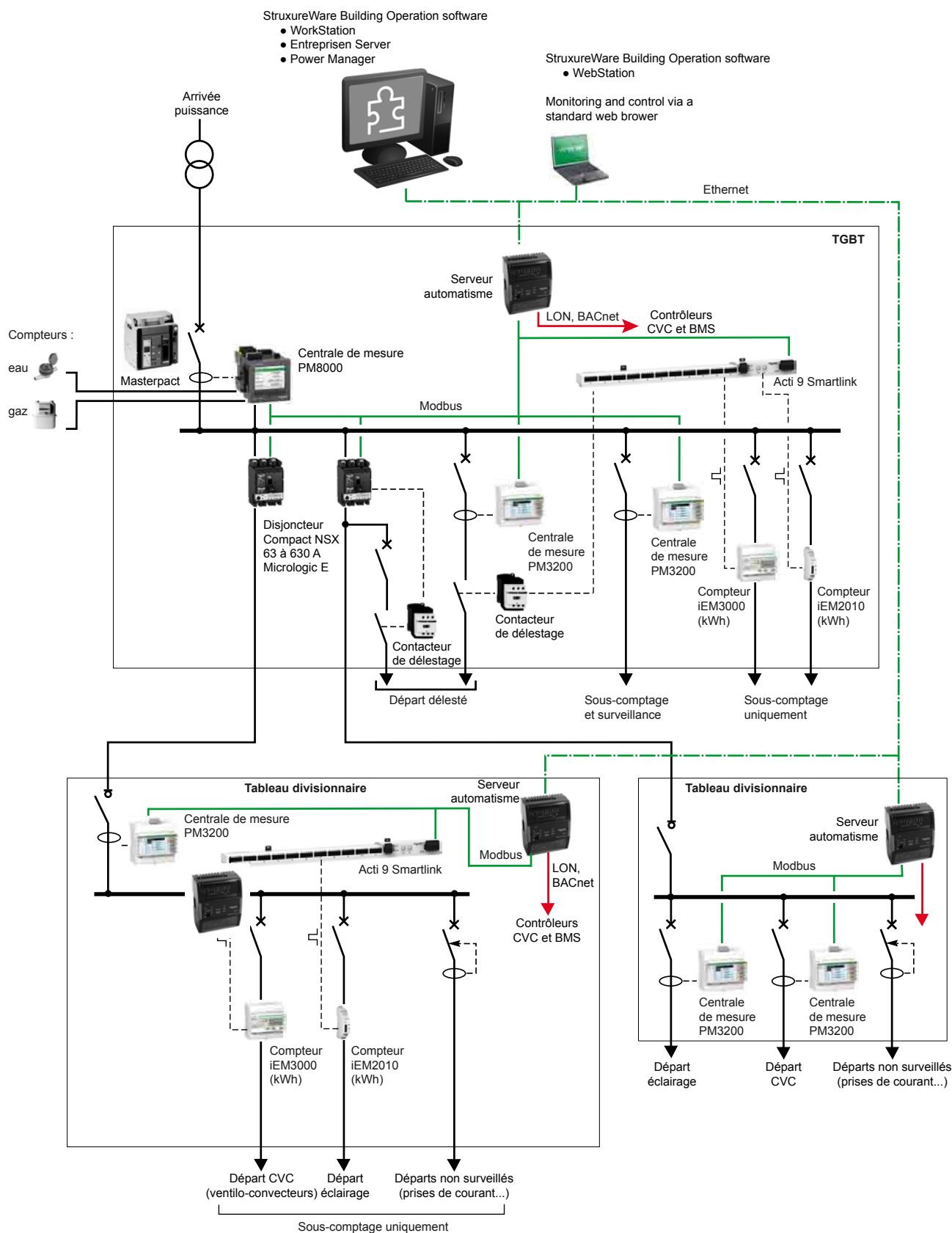
4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K27: Architecture de surveillance et commande pour un grand site industriel sensible



4 Des gisements d'économies d'énergie

Fig. K28: Architecture pour un grand site tertiaire



4 Des gisements d'économies d'énergie

4.7 La conception des systèmes d'information et de surveillance des installations électriques

En fait, physiquement, ces systèmes de surveillance et de contrôle énergétique sont très proches et imbriqués dans l'architecture de la distribution électrique dont ils reprennent souvent la géographie.

Les schémas types présentés dans les **Figures K24 à K28** sont des exemples imaginés avec la prise en compte des impératifs habituels pour la distribution citée (nombres de départs, quantité et qualité de l'énergie nécessaire, réseaux numériques, mode de gestion, ...). Ils permettent de voir et comprendre tous les services exploitables au bénéfice de l'efficacité énergétique.

Ces schémas montrent dans le même temps que le choix d'une architecture impose le choix de composants (par exemple adéquation entre capteurs et bus numérique), mais l'inverse est aussi possible car un bilan technico-économique de leur installation et des résultats recherchés peut modifier le choix initial de l'architecture.

En effet, les coûts (achat et installation) de ces composants, portant parfois la même désignation avec des caractéristiques différentes, peuvent varier fortement, mais avec des résultats très variables :

- un dispositif de mesure peut mesurer un ou plusieurs paramètres, avec ou sans calcul (énergie, puissance, cos ϕ),
- un disjoncteur standard remplacé par un disjoncteur équipé d'une unité de contrôle électronique peut délivrer de nombreuses informations sur un bus numérique (mesures efficaces instantanées des courants, des tensions simples et composées, des déséquilibres des courants de phase et des tensions composées, de fréquence, de puissances actives et réactives totales et par phase, ...).

La conception de ces systèmes nécessite donc de bien définir les objectifs d'efficacité énergétique et de bien connaître toutes les solutions techniques avec leurs avantages, inconvénients et limites d'application (cf. **Fig. K29**).

Pour envisager tous les cas de figures, il peut être alors nécessaire d'explorer différents catalogues de matériels, ou simplement de consulter un constructeur disposant d'un large éventail d'appareils pour la distribution électrique et les systèmes d'information. Enfin, certains constructeurs, tel Schneider Electric, proposent des services de conseil et d'études pour le choix et la mise en oeuvre de tous ces appareils.

K32

Fig. K29
Cartographie des
solutions

	Economies d'énergie	Optimisation du coût	Disponibilité et fiabilité
Commandes à vitesse variable	■ ■ ■	■	■
Moteurs et transformateurs haute performance	■ ■ ■		
Alimentation des moteurs MT	■ ■ ■		
Correction de facteur de puissance	■	■ ■ ■	
Gestion des harmoniques	■	■ ■	■
Configuration des circuits			■ ■ ■
Générateurs d'appoint		■ ■	■ ■ ■
<u>Dispositifs d'alimentation sans coupure</u>			■ ■ ■
Démarrateurs progressifs	■	■	■ ■ ■
iMCC		■ ■	■ ■
Architecture basée sur un équipement intelligent Niveau 1	■ ■	■	
Architecture centralisée spécialisée pour électriciens Niveau 2	■ ■ ■	■ ■	■
Architecture centralisée générale conventionnelle Niveau 3	■	■ ■	■ ■ ■

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Un des principaux obstacles à l'élaboration et la réalisation des projets d'efficacité énergétique est le manque de résultats financiers fiables et commercialement probants. Plus l'investissement est important, plus pressant est le besoin de disposer d'une preuve fiable des avantages qu'il présente. Il existe donc une réelle nécessité de méthodes fiables de quantification des résultats des investissements en efficacité énergétique.

5.1 Procédures IPMVP et EVO

Des informations fournies dans ce chapitre sont tirées du volume 1 du guide IPMVP publié par EVO www.evo-world.org

Pour répondre à cette attente l'organisation EVO -Efficiency Valuation Organization- responsable des évaluations de performance a publié "IPMVP" -International Performance Measurement and Verification Protocol-. Il s'agit d'un guide qui décrit les procédures utilisées dans la mesure, le calcul et la documentation des économies réalisées grâce aux divers projets d'efficacité énergétique.

Jusqu'à présent, EVO a publié trois volumes de IPMVP dont le premier "Concepts et Options pour guider les choix en matière d'économie d'eau et d'énergie" fournit des méthodes, de coût et de précision variables, permettant de déterminer les économies totales réalisées ou celles réalisées dans le seul domaine de l'efficacité énergétique. Il est utilisé par Schneider Electric dans la formulation des projets d'efficacité énergétique.

5.1.1 Principe et qualités de IPMVP

Avant l'installation de la solution d'efficacité énergétique, une étude réalisée selon l'IPMVP doit être faite sur une certaine période pour définir la relation qui existe entre l'utilisation d'énergie et les conditions d'exploitation. Pendant cette période, des valeurs de référence sont définies, soit par des mesures directes, soit simplement à partir des factures d'énergie du site.

Après l'installation, ces données de référence sont utilisées pour estimer la quantité d'énergie appelée "énergie de référence ajustée" qui aurait été consommée si la solution n'avait pas été mise en œuvre. L'énergie économisée est la différence entre cette "énergie de référence ajustée" et l'énergie effectivement mesurée.

Lorsqu'un plan de vérification et de mesure est formulé dans le cadre d'une initiative IPMVP, il doit être :

- Précis

Les rapports de vérification et de mesure doivent être aussi précis que possible compte tenu des limites du budget de l'opération. Les coûts de vérification et de mesure doivent normalement être modestes par rapport au montant des économies escomptées.

- Complet

L'étude des économies d'énergie doit tenir compte de tous les effets du projet.

- Prudent

Lorsqu'il y a des doutes sur les résultats, les procédures de vérification et de mesure doivent fournir une sous-estimation des économies considérées.

- Consistant

Le rapport sur l'efficacité énergétique du projet doit intégrer de manière consistante les facteurs suivants :

- les différents types de projet d'efficacité énergétique,
- les différents types d'experts qui interviennent dans chacun des projets,
- les différentes périodes applicables à chacun des projets,
- les projets d'efficacité énergétique et les nouveaux projets d'alimentation en énergie.

- Pertinent

La spécification des économies doit mesurer les paramètres de performance qui sont pertinents ou moins connus tandis que d'autres paramètres moins critiques ou plus facilement prévisibles peuvent être estimés.

- Transparent

Toutes les mesures qui entrent dans le plan de vérification et de mesure doivent être décrites de manière claire et détaillée.

5.1.2 Les options IPMVP

Selon les objectifs assignés à cette démarche d'efficacité énergétique, quatre niveaux d'étude ou "options" sont définis :

- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels = Option A,
- remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres = Option B,
- l'ensemble de l'installation = Option C,
- simulation étalonnée = Option D.

Leur présentation fait l'objet du tableau de la **Figure 30** et le diagramme de la **Figure 31** présente la procédure de sélection de l'option à retenir pour un projet.

K33

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Fig. K30
Synthèse des options
IPMVP

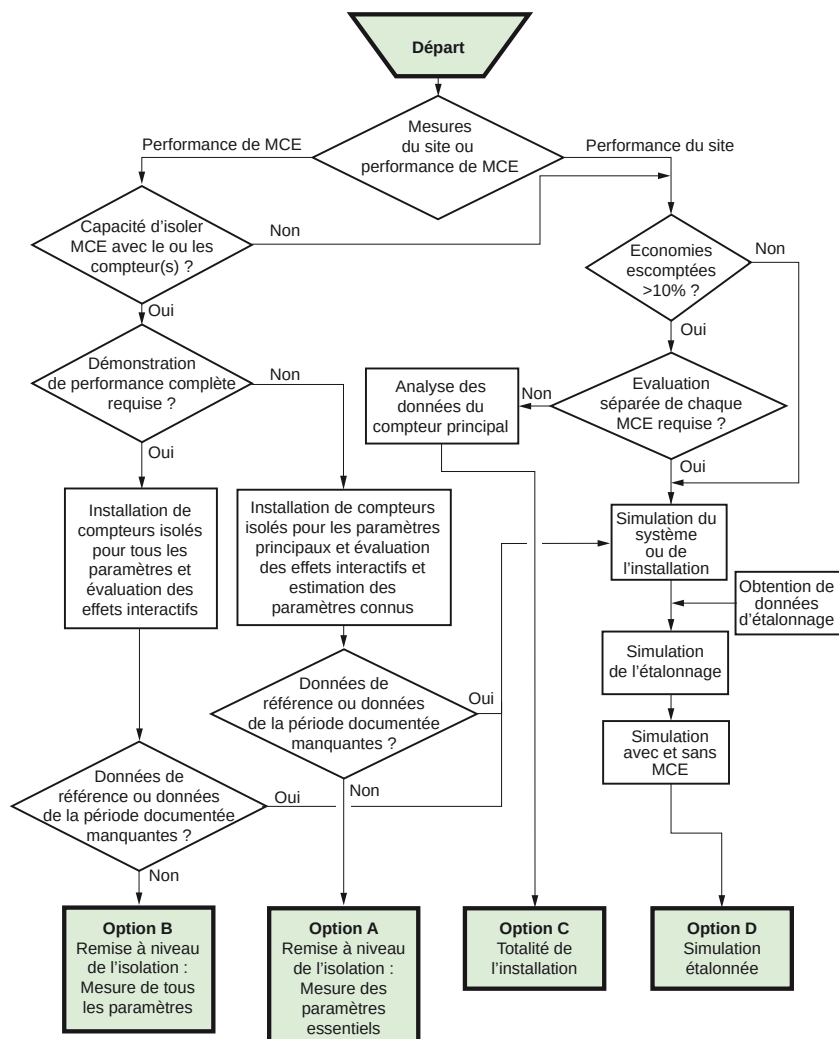
	Option A	Option B	Option C	Option D
Objectif économique	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres essentiels.	Remise à niveau des systèmes d'isolation avec mesure de tous les paramètres.	L'ensemble de l'installation.	Simulation étalonnée.
Description	Les économies sont calculées sur la base des relevés du ou des principaux paramètres de performance qui définissent la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique. Les paramètres qui ne sont pas sélectionnés pour une mesure sur le terrain font l'objet d'une estimation.	Les économies sont calculées sur la base des relevés de terrain de la consommation d'énergie du système affecté par la solution d'efficacité énergétique.	Les économies sont déterminées sur la base du relevé sur le terrain de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Des relevés continus de l'énergie utilisée dans l'installation dans son ensemble sont effectués tout au long de la période documentée.	Les économies sont déterminées sur la base d'une simulation de la consommation d'énergie au niveau de l'installation ou d'une portion de l'installation. Il doit être démontré que les procédures de simulation fournissent un modèle adéquat de la performance énergétique effective de l'installation.
Calcul des économies	Le calcul d'ingénierie de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée est effectué à partir de : • mesures continues ou à court terme du ou des principaux paramètres de performance, • et de valeurs estimées.	Les mesures continues ou à court terme de l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée.	Analyse des données sur l'énergie consommée pendant la période de référence et la période documentée pour la totalité de l'installation. Des ajustements de routine sont requis qui utilisent des techniques comme les analyses comparatives ou analyses par régression.	La simulation de l'énergie utilisée étalonnée sur la base des données de facturation mensuelle ou horaire.
Quand utiliser cette option ?	D'un côté, les résultats obtenus avec cette option sont sujets à une incertitude considérable du fait de l'estimation de certains des paramètres. D'un autre côté, elle est bien moins onéreuse que l'option B.	L'option B est plus onéreuse que l'option A parce que tous les paramètres sont mesurés. Mais si un client requiert un haut niveau de précision, cette option est la meilleure.	Lorsque un programme complexe de gestion de l'énergie est en place et qu'il affecte un grand nombre de systèmes dans une installation, le choix de l'option C peut permettre des économies tout en allégeant la procédure.	L'option D est utilisée seulement s'il n'existe pas de données de référence disponibles. Par exemple dans un site où il n'y avait pas de compteur avant l'installation de la solution et où l'acquisition des données de référence est trop longue et trop onéreuse.

K34

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Fig. K31

Procédure de sélection de
l'option IPMVP à retenir
pour un projet



MCE : Mesure de Conservation de l'Energie

5.2 Pour une performance soutenue

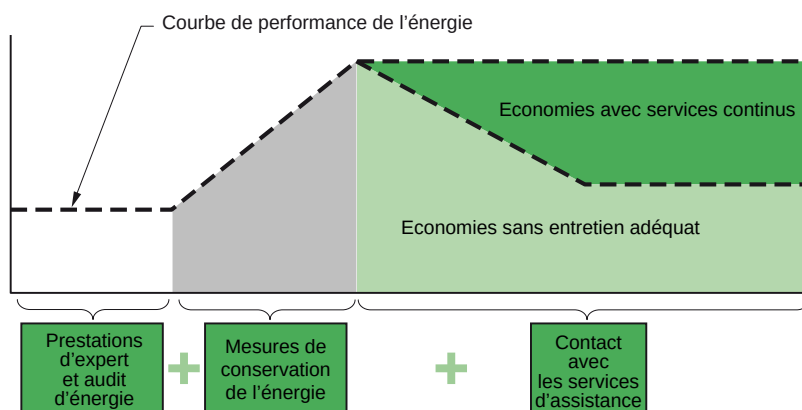
Une fois les audits d'énergie terminés, les mesures d'économie d'énergie en place et les économies quantifiées, il est impératif de suivre les procédures suivantes pour assurer la stabilité de la performance dans le temps. Sans un cycle d'amélioration continue, la performance tend à régresser (cf. Fig. K32).

K35

5 Comment évaluer les économies d'énergie

Fig. K32

Pour assurer la stabilité de la performance dans le temps



Un cycle d'amélioration continue requiert l'existence, l'utilisation productive et l'entretien d'un système de surveillance de l'énergie. Ce système est utilisé pour l'analyse continue et pro-active de l'utilisation de l'énergie dans le site et pour la formulation de recommandations d'amélioration du système de distribution électrique.

Pour assurer la performance optimale d'un tel système et la meilleure utilisation des données recueillies, des services d'assistance, sur site ou à distance (disponibles par téléphone, courriel ou VPN -Réseau privé virtuel- ou toute autre forme de connexion à distance) sont souvent nécessaires pour compléter les services internes de l'exploitant tant par leur expérience que par leur disponibilité.

Ils peuvent par exemple proposer :

- de veiller au bon fonctionnement des dispositifs de mesure,
- d'effectuer les mises à jour et adaptations logicielles,
- de gérer les bases de données, par exemple archivage,
- d'adapter en permanence le système de surveillance aux nouveaux besoins de contrôle.

Chapitre L

Compensation d'énergie réactive

1	Facteur de puissance et puissance réactive	L3
	1.1 Définition du facteur de puissance	L3
	1.2 Définition de la puissance réactive	L3
	1.3 Nature de la puissance réactive	L5
	1.4 Puissance réactive des condensateurs	L6
	1.5 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive	L6
	1.6 Valeurs courantes du facteur de puissance	L7
2	Pourquoi améliorer le facteur de puissance	L8
	2.1 Diminution de la facture d'électricité	L8
	2.2 Optimisation des choix technico-économiques	L9
3	Comment améliorer le facteur de puissance	L10
	3.1 Principes théoriques pour améliorer le facteur de puissance	L10
	3.2 Quels équipements utiliser pour améliorer le facteur de puissance	L11
	3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique	L13
4	Où installer les condensateurs de compensation ?	L14
	4.1 Compensation globale	L14
	4.2 Compensation partielle	L14
	4.3 Compensation individuelle	L15
5	Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?	L16
	5.1 Méthode générale	L16
	5.2 Méthode simplifiée	L16
	5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA	L17
	5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA	L18
6	Compensation aux bornes d'un transformateur	L20
	6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible	L20
	6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur	L21
7	Compensation des moteurs asynchrones	L24
	7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection	L24
	7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?	L25
8	Exemple d'une installation avant et après compensation	L27
9	Les effets des harmoniques	L30
	9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation	L30
	9.2 Risques de résonance liés au traitement des harmoniques	L30
	9.3 Solutions possibles de traitement des harmoniques	L31
10	Mise en oeuvre des batteries de condensateurs	L34

L1

Chapitre L

Compensation d'énergie réactive

10.1 Eléments condensateurs	L34
10.2 Choix de la protection, des dispositifs de commande et des câbles de raccordement	L35

1.1 Définition du facteur de puissance

Le facteur de puissance est un indicateur de la qualité de la conception et de la gestion d'une installation électrique. Il repose sur deux notions très basiques : les puissances active et apparente.

La **puissance active P (kW)** est la puissance réelle transmise à des charges telles que moteurs, lampes, appareils de chauffage, ordinateurs. La puissance active est transformée en énergie mécanique, chaleur ou lumière.

Dans un circuit où la tension efficace appliquée est V_{eff} et la valeur efficace du courant est I_{eff} , la puissance apparente S (kVA) est le produit: $V_{eff} \times I_{eff}$.

La puissance apparente est la base du dimensionnement de l'équipement électrique.

Le **facteur de puissance λ** est le rapport de la puissance active P (kW) sur la puissance apparente S (kVA) :

$$\lambda = \frac{P(kW)}{S(kVA)}$$

La charge peut être un appareil unique consommant de l'énergie ou un nombre d'appareils (par exemple une installation entière).

La valeur du facteur de puissance sera comprise entre 0 et 1.

1.2 Définition de la puissance réactive

Pour la plupart des charges électriques comme les moteurs, le courant I est en retard sur la tension V d'un angle ϕ .

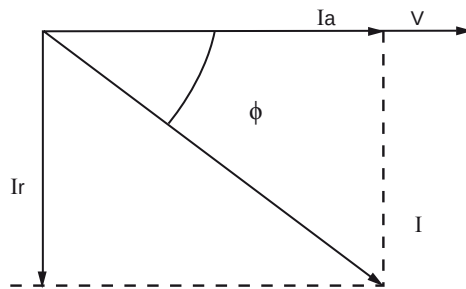
Si les courants et tensions sont des signaux parfaitement sinusoïdaux, on peut utiliser un diagramme de représentation vectorielle.

Dans ce diagramme vectoriel, le vecteur courant peut être décomposé en deux composantes: l'une en phase avec le vecteur tension (composante I_a), l'autre en quadrature (en retard de 90 degrés) avec le vecteur tension (composante I_r). Voir **Fig. L1**.

I_a est appelée composante **active** du courant.

I_r est appelée composante **réactive** du courant.

Fig. L1
Diagramme vectoriel du
courant



Le diagramme précédent tracé pour les courants s'applique également aux puissances, en multipliant chaque courant par la tension commune V. Voir **Fig L2**.

On définit ainsi :

Puissance apparente : $S = V \times I$ (kVA)

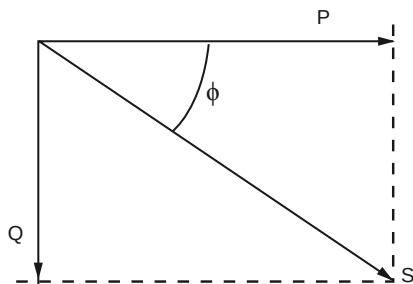
Puissance active : $P = V \times I_a$ (kW)

Puissance réactive : $Q = V \times I_r$ (kvar)

1 Facteur de puissance et puissance réactive

Fig. L2

Diagramme vectoriel des puissances



Dans ce diagramme, on peut voir que :

- Facteur de Puissance : $P/S = \cos \varphi$

Cette formule est applicable pour des tensions et courants sinusoïdaux. C'est pourquoi le facteur de puissance est alors appelé "Facteur de puissance de déplacement".

- $Q/S = \sin \varphi$

- $Q/P = \tan \varphi$

Une formule simple est obtenue, liant les puissances apparente, active et réactive :

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

Un facteur de puissance proche de l'unité signifie que la puissance apparente S est minimale. Cela signifie que le dimensionnement de l'équipement électrique est minimal pour le transfert d'une puissance active donnée P à la charge. La puissance réactive est alors faible par rapport à la puissance active.

Une faible valeur du facteur de puissance indique une situation opposée.

Formules utiles (pour des charges équilibrées ou quasi-équilibrées dans les systèmes 4 fils) :

Puissance active P (en kW)	
Monophasé (entre phase et neutre)	$P = V.I.\cos \varphi$
Monophasé (entre phases)	$P = U.I.\cos \varphi$
Triphasé (3 phases ou 3 phases + neutre)	$P = \sqrt{3}.U.I.\cos \varphi$
Puissance réactive Q (en kvar)	
Monophasé (entre phase et neutre) :	$Q = V.I.\sin \varphi$
Monophasé (entre phases) :	$Q = U.I.\sin \varphi$
Triphasé (3 phases ou 3 phases + neutre) :	$Q = \sqrt{3}.U.I.\sin \varphi$
Puissance apparente S (en kVA)	
Monophasé (entre phase et neutre) :	$S = V.I$
Monophasé (entre phases) :	$S = U.I$
Triphasé (3 phases ou 3 phases + neutre) :	$S = \sqrt{3}.U.I$

Avec :

- V = Tension entre phase et neutre
- U = Tension entre phases
- I = Courant ligne
- φ = Angle entre les vecteurs V et I

Exemple de calcul de puissances (voir Fig. L3a)

Fig. L3a

Exemple de calcul de
puissance active et
réactive

Type de circuit	puissance apparente S (kVA)	puissance active P (kW)	puissance réactive Q (kvar)
Monophasé (phase - neutre)	$S = VI$	$P = VI \cos \varphi$	$Q = VI \sin \varphi$
Monophasé (entre phases)	$S = UI$	$P = UI \cos \varphi$	$Q = UI \sin \varphi$
Exemple charge 5 kW $\cos \varphi = 0,5$	10 kVA	5 kW	8,7 kvar
Triphasé (3 phases ou 3 phases + neutre)	$S = \sqrt{3} UI$	$P = \sqrt{3} UI \cos \varphi$	$Q = \sqrt{3} UI \sin \varphi$
Exemple Moteur $P_n = 51$ kW $\cos \varphi = 0,86$ $\rho = 0,91$ (rendement moteur)	65 kVA	56 kW	33 kvar

Le calcul pour l'exemple triphasé ci-dessus est effectué comme suit :

P_n = puissance fournie sur l'arbre = 51 kW

P = puissance active absorbée

$$P = \frac{P_n}{\rho} = \frac{51}{0,91} = 56 \text{ kW}$$

S = puissance apparente

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{56}{0,86} = 65 \text{ kVA}$$

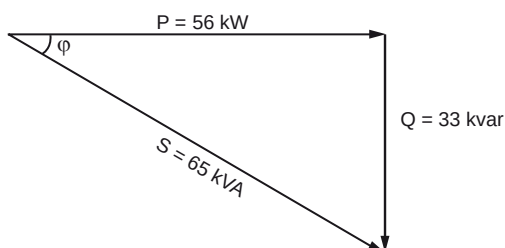
Ainsi, en se reportant au diagramme de la **Figure L3b** ou en utilisant une calculatrice, on obtient une valeur de $\tan \varphi$ correspondant à un $\cos \varphi$ de 0,86 égale à 0,59.

$$Q = P \tan \varphi = 56 \times 0,59 = 33 \text{ kvar (voir Figure L15)}$$

On peut aussi utiliser la formule suivante :

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{65^2 - 56^2} = 33 \text{ kvar}$$

Fig. L3b

Calcul du diagramme de
puissance

L5

1.3 Nature de la puissance réactive

Tous les appareils et machines à induction (c'est-à-dire à bobinages électromagnétiques) qui fonctionnent sur les systèmes à courant alternatif convertissent l'énergie électrique fournie par les générateurs du système d'alimentation en travail mécanique et en chaleur. Cette énergie est mesurée en kWh, et est appelée énergie "active".

Pour effectuer cette conversion, les champs magnétiques doivent être établis dans les machines. Le champ magnétique est créé par la circulation du courant dans les bobines, qui sont principalement inductives. Le courant dans ces bobines est donc en retard de 90° par rapport à la tension, et représente le courant réactif absorbé par la machine.

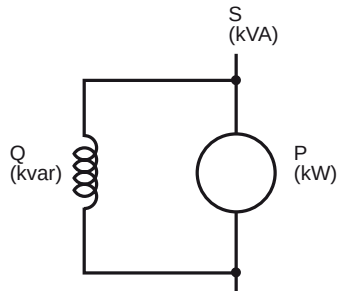
Il convient de noter que, bien que courant réactif n'absorbe pas de puissance du système, il provoque des pertes de puissance dans les réseaux de transport et distribution par échauffement des conducteurs.

En pratique, les courants de charge dans les systèmes d'alimentation sont invariablement inductifs, et les impédances des réseaux de transport et de distribution à prédominance inductive également. La combinaison d'un courant inductif traversant une réactance inductive est la condition la plus défavorable en termes de chute de tension (c'est-à-dire directement en opposition de phase à la tension du système).

Pour ces deux raisons (pertes de puissance en ligne et chute de tension), les opérateurs de réseau cherchent à réduire la valeur des courants réactifs (inductifs) autant que possible.

Fig. L4

Un moteur électrique absorbe au réseau une puissance active P et une puissance réactive Q



1.4 Puissance réactive des condensateurs

Le courant circulant à travers les condensateurs est en avance de 90° par rapport à la tension. Le vecteur de courant correspondant est alors en opposition par rapport au vecteur de courant des charges inductives. C'est pourquoi les condensateurs sont couramment utilisés dans les systèmes électriques, afin de compenser la puissance réactive absorbée par des charges inductives telles que les moteurs.

La puissance inductive réactive est par convention positive (absorbée par une charge inductive), tandis que la puissance capacitive réactive est négative (fournie par une charge capacitive).

Comme les charges inductives et les réactances de ligne sont responsables de chutes de tension, les courants réactifs-capacitifs ont l'effet inverse sur les niveaux de tension et produisent une élévation de tension dans les réseaux.

1.5 Récepteurs consommateurs d'énergie réactive

Tous les récepteurs fonctionnant en courant alternatif qui comportent des dispositifs électromagnétiques ou des enroulements couplés magnétiquement, consomment plus ou moins des courants réactifs pour créer les flux magnétiques.

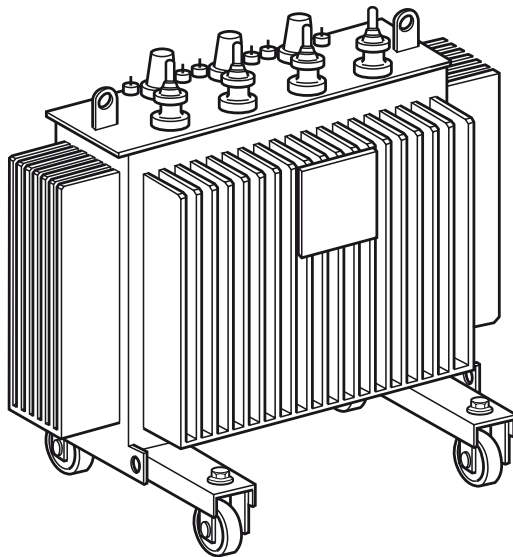
Les plus communs de ces récepteurs sont les transformateurs (et les réactances), les moteurs et les lampes à décharge (avec ballasts magnétiques) (cf. **Fig. L5**).

La proportion de puissance réactive (kvar) par rapport à la puissance active (kW) pour un fonctionnement à pleine charge du récepteur, dépend du type de récepteur :

- 65 à 75% pour les moteurs asynchrones,
- 5 à 10% pour les transformateurs.

Fig. L5

Les récepteurs consomment de l'énergie réactive



1.6 Valeurs courantes du facteur de puissance

Le tableau de la **Figure L6** indique les valeurs moyennes du facteur de puissance pour les équipements et les appareils les plus couramment utilisés.

Fig. L6
Valeurs de $\cos \varphi$ et $\tan \varphi$
pour les appareils
courants

Equipements et appareils				cos φ	tan φ
Moteur	Moteur asynchrone ordinaire	chargé à	0 %	0,17	5,80
			25%	0,55	1,52
			50%	0,73	0,94
			75%	0,80	0,75
			100%	0,85	0,62
Lampes	Lampes à incandescence			1,0	0
	Lampes fluorescentes (non compensées)			0,5	1,73
	Lampes fluorescentes (compensées)			0,93	0,39
	Lampes à décharge			0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
Fours	Fours à résistance			1,0	0
	Fours à induction avec compensation intégrée			0,85	0,62
	Fours à chauffage diélectrique			0,85	0,62
	Fours à arc			0,8	0,75
Soudage	Machines à souder à résistance			0,8 à 0,9	0,75 à 0,48
	Postes statiques monophasés de soudage à l'arc			0,5	1,73
	Groupes rotatifs de soudage à l'arc			0,7 à 0,9	1,02 à 0,48
	Transformateurs-redresseurs de soudage à l'arc			0,7 à 0,8	1,02 à 0,75

Nota : La compensation d'un appareil consiste à améliorer son facteur de puissance au moyen de condensateurs qui sont sources d'énergie réactive.

2.1 Diminution de la facture d'électricité



L'amélioration du facteur de puissance d'une installation présente de multiples avantages d'ordre économique et technique et permet de réduire la facture d'électricité.

Une bonne gestion de la consommation d'énergie réactive apporte de réels gains économiques.

Les calculs sont basés sur une structure tarifaire actuellement en vigueur dans les pays européens, conçue pour encourager les consommateurs à minimiser leur consommation d'énergie réactive.

En France, ce principe de tarification est applicable pour les branchements supérieurs à 250 kVA :

- du 1er novembre au 31 mars,
- tous les jours sauf le dimanche,
- de 6 heures à 22 heures.

L'installation de batteries de condensateurs pour améliorer le facteur de puissance de l'installation permet de réduire la facture d'électricité en maintenant le niveau de la consommation de puissance réactive en dessous d'une valeur définie contractuellement avec le fournisseur d'énergie. Dans cette tarification particulière, l'énergie réactive est payée suivant la valeur du critère $\tan \varphi$.

Comme indiqué précédemment :

$$\tan \varphi = \frac{Q(kvar)}{P(kW)}$$

On peut appliquer le même rapport pour l'énergie :

$$\tan \varphi = \frac{Q(kvarh)}{P(kWh)}$$

Le distributeur d'énergie fournit l'énergie réactive gratuitement (ou à un tarif réduit) :

- si l'énergie réactive représente moins de 40% de l'énergie active ($\tan \varphi < 0,4$) pendant une tranche maximale de 16 heures par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période tarifaire la plus chargée (souvent en hiver, période heures pleines d'hiver),
- sans limitation durant les périodes les moins chargées, période heures creuses d'hiver et le reste de l'année (périodes d'heures pleines d'été ou heures creuses d'été).

Note : Des découpages tarifaires complémentaires, incluant notamment des "heures de pointe", etc., peuvent être ajoutées suivant le contrat : l'objectif du fournisseur d'énergie est de toujours facturer les kvarh fournis au-delà d'une certaine valeur (contractuelle) à un tarif plus élevé (appelé assez couramment "pénalités").

Pendant les périodes^[1] de limitation ("heures de pointe"), la consommation d'énergie réactive dépassant 40% de l'énergie active (soit $\tan \varphi > 0,4$) est facturée mensuellement au tarif courant.

Donc la quantité d'énergie réactive facturée durant cette période est :

$kvarh$ (à facturer) = $kWh \times (\tan \varphi - 0,4)$ avec :

- kWh est l'énergie active consommée durant la période de limitation,
- $kWh \times \tan \varphi$ est l'énergie réactive totale durant la période de limitation,
- $kWh \times 0,4$ est l'énergie réactive fournie gratuitement pendant une période de limitation.

La $\tan \varphi = 0,4$ correspond à un facteur de puissance de 0,93.

Si des mesures sont prises pour assurer que durant les périodes de limitation le facteur de puissance ne descend pas au dessous de 0,93, l'exploitant n'aura rien à payer pour sa consommation d'énergie réactive.

En regard du gain économique dû à la diminution de sa facture, l'exploitant doit inscrire au bilan les coûts :

- d'achat, d'installation et de maintenance :
 - des condensateurs de compensation,
 - des équipements associés : appareils de commande, équipement de régulation automatique (si différents niveaux de compensation sont nécessaires).
- des consommations supplémentaires de kWh induites par les pertes diélectriques des capacités, etc.

Le bilan peut faire apparaître qu'il est plus économique de réaliser seulement une compensation partielle du fait que, dans ce cas, le coût des consommations d'énergie réactive à payer est plus économique que le coût généré par une compensation à 100%.

[1] Une période de limitation correspond à la durée journalière de 06 h 00 à 22 h 00.

2.2 Optimisation des choix technico-économiques



L'amélioration du facteur de puissance permet un dimensionnement réduit des transformateurs, des appareillages, des conducteurs, etc. ainsi qu'une diminution des pertes en ligne et des chutes de tension dans l'installation.

Un facteur de puissance élevé permet l'optimisation des composants d'une installation. Le surdimensionnement de certains équipements peut être évité, mais pour obtenir le meilleur résultat, le raccordement des capacités devra être réalisé au plus près des charges inductives.

2.2.1 Diminution de la section des câbles

La **Figure L7** montre l'accroissement de la section des câbles pour un facteur de puissance diminuant de 1 à 0,4 pour la même énergie active fournie.

Fig. L7

Facteur multiplicateur de la section des câbles en fonction du $\cos \varphi$

	1	1,25	1,67	2,5
Facteur multiplicateur de la section des conducteurs (câbles)	1	1,25	1,67	2,5
$\cos \varphi$	1	0,8	0,6	0,4

2.2.2 Diminution des pertes en ligne

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté et sont mesurées par les compteurs d'énergie active (kWh) de l'installation. La diminution de 10%, par exemple, du courant dans un conducteur réduira les pertes de 20%.

2.2.3 Réduction de la chute de tension

L'installation de condensateurs de compensation permet de réduire voire d'éliminer la circulation de courants réactifs (inductifs) dans les conducteurs en amont, et de ce fait réduit ou élimine les chutes de tension.

Note : Une surcompensation produira une élévation de tension au niveau des capacités.

2.2.4 Augmentation de la puissance disponible

L'augmentation du facteur de puissance d'une charge induit la diminution du courant fourni par le transformateur d'alimentation et, de ce fait, permet d'alimenter des charges supplémentaires. En pratique, en cas d'extension d'une installation, il peut être moins onéreux^[2] d'augmenter le facteur de puissance que de remplacer le transformateur existant.

Cette approche est développée dans la partie [Compensation aux bornes d'un transformateur](#).

[2] En plus des autres gains, mentionnés précédemment, réalisés grâce à une valeur élevée du facteur de puissance.

3.1 Principes théoriques pour améliorer le facteur de puissance

Améliorer le facteur de puissance d'une installation consiste à installer une batterie de condensateurs qui agit en tant que source d'énergie réactive. Cette disposition s'appelle la compensation de l'énergie réactive de l'installation.

Une charge inductive avec un facteur de puissance de faible valeur nécessite que le réseau en amont, les génératrices et le réseau de transport, lui fournissent un courant réactif inductif (en retard de 90° par rapport au système de tensions) ce qui génère, voir la partie [Facteur de puissance et puissance réactive](#), des pertes en ligne et des chutes de tension importantes. Si une batterie de condensateurs est installée en parallèle sur la charge, son courant réactif (capacitif) suivra le même chemin que le courant réactif (inductif) de la charge dans le réseau en amont : les 2 courants s'additionnent dans le réseau amont. Comme indiqué dans la partie [Puissance réactive des condensateurs](#), le courant capacitif I_C (qui est en avance de 90° par rapport au système de tensions) de la batterie de condensateurs est en opposition de phase avec le courant inductif I_L (qui est en retard de 90° par rapport au système de tension) et, par suite, les 2 courants s'additionnant dans le réseau amont l'intensité du courant réactif amont résultant sera fortement réduit voir annulé si les courants I_C et I_L sont égaux ($I_C = I_L$).

La **Figure L8 (a) et (b)** indique la circulation des composantes réactives des courants.

Sur la figure :

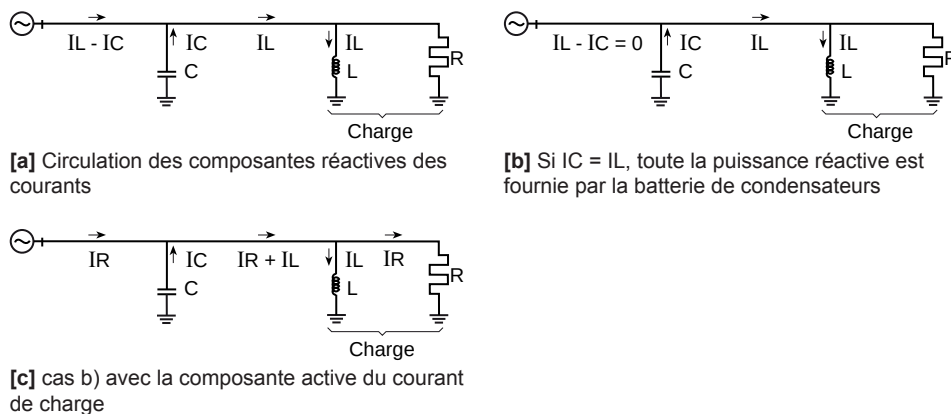
- R représente la somme des composantes actives des charges,
- L représente la somme des composantes réactives (inductives) des charges,
- C représente la composante réactive (capacitive) de la batterie de condensateurs de compensation.

Comme l'indique le schéma **(b)** de la **Figure L8**, la batterie de condensateurs semble fournir toute l'énergie réactive à la charge.

Dans le schéma **(c)** de la **Figure L8**, la composante active du courant a été ajoutée et montre une charge entièrement compensée ayant un facteur de puissance égal à 1.

En général il n'est pas économique de compenser entièrement une installation.

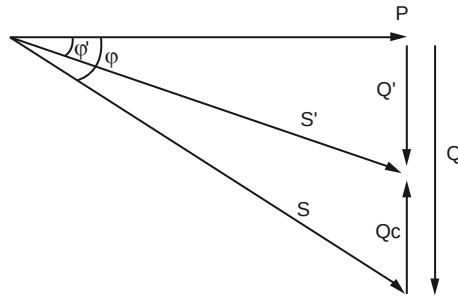
Fig. L8
Modifications des
courants consécutives à
l'amélioration du facteur
de puissance



La **Figure L9** reprend le diagramme de la figure L2 pour illustrer le principe de compensation partielle par réduction de la puissance réactive importante Q d'une installation à une valeur plus faible Q' au moyen d'une batterie de condensateurs de puissance réactive Q_C . Par suite, la valeur de la puissance apparente de l'installation S a été réduite à la valeur S' .

Fig. L9

Schéma de principe de la compensation : $Q_c = P (\tan \varphi - \tan \varphi')$



Exemple :

Un moteur consomme 100 kW avec un facteur de puissance de 0,75 (c'est-à-dire $\tan \varphi = 0,88$). Pour augmenter le facteur de puissance à 0,93 (c'est-à-dire $\tan \varphi' = 0,4$), la puissance réactive de la batterie de condensateurs doit être :

$$Q_c = 100 (0,88 - 0,4) = 48 \text{ kvar.}$$

Le niveau de compensation à choisir et le dimensionnement de la batterie de condensateurs dépendent des particularités de l'installation.

Certains facteurs nécessitent une attention particulière :

- [le cas général](#)
- [l'application transformateur](#)
- [l'application moteur](#)

Note : avant d'engager un projet de compensation, certaines précautions doivent être prises. Le surdimensionnement d'un moteur, de même que son fonctionnement à vide, doit être évité. Dans ce dernier cas, de l'énergie réactive est consommée par le moteur ce qui se traduit par un facteur de puissance de valeur très faible ($\approx 0,17$).

3.2 Quels équipements utiliser pour améliorer le facteur de puissance

L11

3.2.1 Compensation en BT

En basse tension, la compensation est réalisée par :

- des condensateurs fixes,
- des équipements de régulation automatique, ou des batteries de condensateurs qui permettent un ajustement continu aux besoins de l'installation.

Note : quand la puissance réactive de compensation installée dépasse 800 kvar, et si la charge est continue et stable, il est souvent plus économique d'installer des batteries de condensateurs en moyenne tension.

3.2.2 Condensateurs fixes

(cf. Fig. L10)

La compensation d'énergie réactive peut se faire avec des condensateurs fixes.

Ces condensateurs sont d'une puissance unitaire constante et leur mise en œuvre peut être :

- **manuelle** : commande par disjoncteur ou interrupteur,
- **semi-automatique** : commande par contacteur,
- **directe** : asservie aux bornes d'un récepteur.

Ils s'utilisent :

- aux bornes des récepteurs de type inductif (moteurs et transformateurs),
- sur un jeu de barres où se trouvent de nombreux petits moteurs dont la compensation individuelle serait trop coûteuse,
- dans le cas où la fluctuation de charge est faible.

Fig. L10
Exemple de
condensateurs fixes



3.2.3 Batteries de condensateurs à régulation automatique

(cf. Fig. L11)

La compensation d'énergie réactive se fait le plus souvent par batterie de condensateurs à régulation automatique.

Ce type d'équipement permet l'adaptation automatique de la puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs en fonction d'un $\cos \varphi$ désiré et imposé en permanence.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée ou la puissance active varient dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT,
- pour les gros départs.

Fig. L11
Exemple de batterie à
régulation automatique



3.2.4 Principe et intérêt de la compensation automatique

Les batteries de régulation automatique permettent l'adaptation immédiate de la compensation aux variations de la charge.

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à

l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kvar.

Un relais varométrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermetures des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varométrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser, comme décrit dans le schéma de la **Figure L12**.

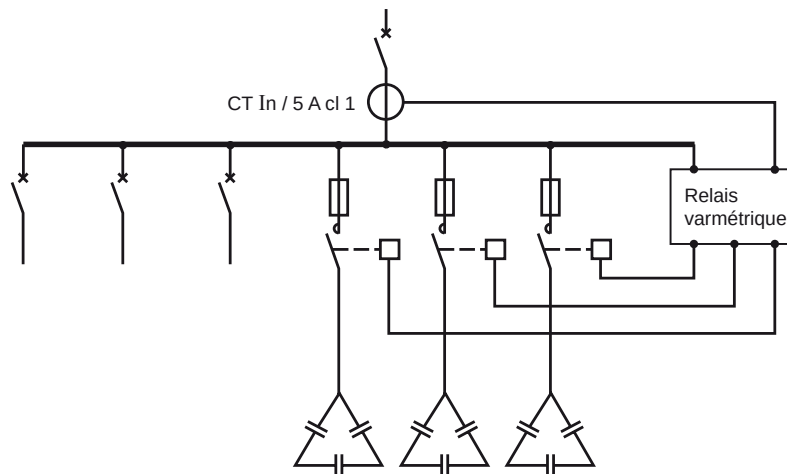
Des batteries de condensateurs ont été développées, incluant un contacteur statique (à thyristors) au lieu d'un contacteur électro-mécanique. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires.

Les avantages de la compensation automatique par contacteur statique :

- réponse immédiate à toute variation du facteur de puissance (le temps de réponse est de 2 ms à 40 ms selon l'option de régulation,
- nombre illimité d'opérations,
- élimination des phénomènes transitoires liés à la fermeture/ouverture des contacteurs sur les condensateurs,
- fonctionnement totalement silencieux.

En gérant la compensation au plus près des besoins de la charge, les risques de produire des surtensions durant les périodes de faible charge sont évités ainsi que, en empêchant l'établissement de surtension, les dégradations probables des appareils et des équipements.

Fig. L12
Variable Speed Drives of
various power ratings
(Altivar range, Schneider
Electric)



L13

3.3 Choix entre condensateurs fixes et batterie de condensateurs à régulation automatique

3.3.1 Règle générale

Si le dimensionnement en kvar des condensateurs est $\leq 15\%$ du dimensionnement du transformateur, une compensation à une valeur fixe est appropriée. Au-delà de 15% il est conseillé d'installer une batterie de condensateurs à régulation automatique.

La position des condensateurs dans l'installation indique le mode de compensation choisi qui peut être :

- global (en tête de l'installation),
- partiel (sur une ou plusieurs parties de l'installation),
- individuel (individuellement au niveau d'un récepteur),
- ou une combinaison des 2 derniers modes.

En pratique, les critères technico-économiques déterminent le choix.

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

4.1 Compensation globale

(cf. Fig. L13)

4.1.1 Principe

Lorsque la charge est stable et continue, une compensation globale convient.

La batterie est raccordée en tête d'installation BT et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

4.1.2 Intérêt

Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement.

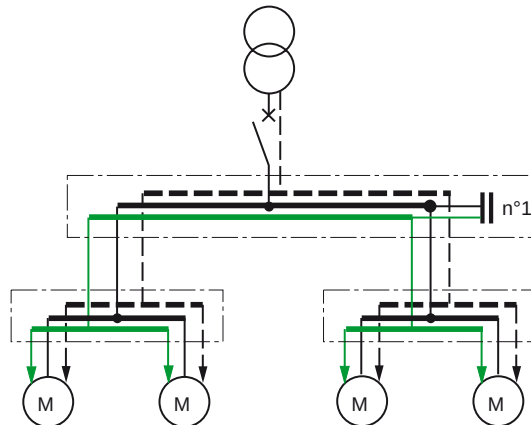
De plus, ce type de compensation :

- supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert),
- diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune),
- soulage le poste de transformation (puissance disponible en kW).

4.1.3 Remarques

- Le courant réactif est présent dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs.
- Les pertes par effet Joule (kWh) dans les câbles situés en aval et leur dimensionnement ne sont de ce fait pas diminuées.

Fig. L13
Compensation globale



4.2 Compensation partielle

(cf. Fig. L14)

Une compensation partielle est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des ateliers dont les régimes de charge sont différents.

4.2.1 Principe

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée (cf. Fig. L14). Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notamment au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour lesquels la compensation est réalisée.

4.2.2 Avantages

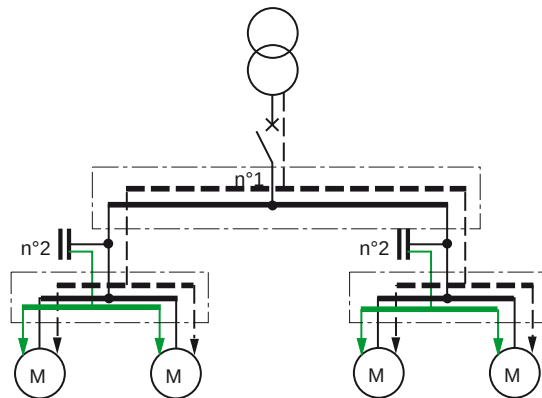
La compensation partielle de l'installation :

- réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,

4 Où installer les condensateurs de compensation ?

- réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées,
- soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire,
- permet de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire ou d'ajouter des charges supplémentaires,
- réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.

Fig. L14
Compensation partielle



4.2.3 Commentaires

- Les courants réactifs circulent toujours dans les départs du tableau jusqu'aux charges.
- Pour les raisons citées ci avant, la compensation partielle n'améliore ni le dimensionnement, ni les pertes en ligne de ces départs.
- Si de larges variations de charges se produisent, un risque de surcompensation et, par conséquent, de surtension est toujours à considérer.

4.3 Compensation individuelle

L15

Une compensation individuelle est à envisager dès que la puissance du récepteur (en particulier d'un moteur) est significative par rapport à la puissance de l'installation.

4.3.1 Principe

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur, voir [Compensation des moteurs asynchrones](#)). La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

Le dimensionnement en kvar de la batterie de condensateurs est de l'ordre de 25% de la puissance nominale (kW) du moteur. Une compensation complémentaire en tête de l'installation (transformateur) peut être aussi économiquement intéressante.

4.3.2 Avantages

La compensation individuelle réduit :

- les pénalités tarifaires dues à une consommation excessive d'énergie réactive,
- la puissance apparente consommée (en kVA),
- la section des câbles et les pertes en ligne.

4.3.3 Commentaires

- Les courants réactifs de l'installation sont significativement réduits ou éliminés.

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

5.1 Méthode générale

5.1.1 Bilan de la puissance réactive à la conception

Ce bilan peut être fait de la même façon que celui réalisé pour [la puissance active](#). Il est ainsi possible de déterminer les puissances actives et réactives consommées à chaque niveau de l'installation.

5.1.2 Optimisation technico-économique (pour une installation existante)

Pour déterminer la puissance d'une batterie de condensateurs pour une installation existante, il est nécessaire de prendre en compte les informations suivantes :

- factures d'électricité avant l'installation de la batterie,
- factures prévisionnelles d'électricité après l'installation de la batterie,
- coûts :
 - d'achats des condensateurs et de l'équipement de commande (contacteurs, relais, armoires, etc.),
 - d'installation et de maintenance,
 - des pertes diélectriques supplémentaires dans les condensateurs, versus les réductions de pertes dans les câbles, le transformateur, etc. ... après l'installation des condensateurs.

Plusieurs méthodes simplifiées appliquées à une tarification typique (courante en Europe) sont indiquées ci dessous :

- [Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA.](#)
- [Méthode de calcul pour tarif supérieur de 36 à 250 kVA.](#)

5.2 Méthode simplifiée

5.2.1 Principe général

Un calcul très approché peut suffire.

Il consiste à considérer que le $\cos \varphi$ d'une installation est en moyenne 0,8 (en retard) sans compensation. On considère qu'il faut "relever" le facteur de puissance à $\cos \varphi = 0,93$ pour supprimer les pénalités et compenser les pertes usuelles en énergie réactive de l'installation.

Pour «relever» ainsi le $\cos \varphi$ le tableau de la **Figure L15** indique que pour passer de $\cos \varphi = 0,8$ à $\cos \varphi = 0,93$, il faut fournir 0,355 kvar par kW de charge.

La puissance de la batterie de condensateurs à installer (en tête d'installation) est de ce fait :

$$Q \text{ (kvar)} = 0,355 \times P \text{ (kW)}.$$

Cette approche simple permet une détermination rapide des condensateurs à installer, que ce soit en mode global, partiel ou individuel.

5.2.2 Exemple

Comment augmenter le facteur de puissance d'une installation de 666 kVA de 0,75 à 0,93 ?

La puissance active consommée est $666 \times 0,75 = 500$ kW.

Sur la **Figure L15**, l'intersection de la ligne $\cos \varphi = 0,75$ (avant compensation) avec la colonne $\cos \varphi = 0,93$ (après compensation) indique une valeur de 0,487 kvar de compensation par kW de charge.

Pour une puissance de charge de 500 kW, la puissance de la batterie de compensation est de $500 \times 0,487 = 244$ kvar.

Note : la méthode est valable quel que soit le niveau de tension.

Fig. L15

Puissance de condensateur (kvar) à installer par kW de charge, pour augmenter le facteur de puissance de l'installation

Avant compensation		Puissance de condensateur en kvar à installer par kW de charge, pour relever le facteur de puissance $\cos \varphi$ ou $\tan \varphi$ à une valeur donnée													
		$\tan \varphi$	0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
$\tan \varphi$	$\cos \varphi$	$\cos \varphi$	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
2,29	0,40		1,557	1,691	1,805	1,832	1,861	1,895	1,924	1,959	1,998	2,037	2,085	2,146	2,288
2,22	0,41		1,474	1,625	1,742	1,769	1,798	1,831	1,840	1,896	1,935	1,973	2,021	2,082	2,225
2,16	0,42		1,413	1,561	1,681	1,709	1,738	1,771	1,800	1,836	1,874	1,913	1,961	2,022	2,164
2,10	0,43		1,356	1,499	1,624	1,651	1,680	1,713	1,742	1,778	1,816	1,855	1,903	1,964	2,107
2,04	0,44		1,290	1,441	1,558	1,585	1,614	1,647	1,677	1,712	1,751	1,790	1,837	1,899	2,041
1,98	0,45		1,230	1,384	1,501	1,532	1,561	1,592	1,628	1,659	1,695	1,737	1,784	1,846	1,988
1,93	0,46		1,179	1,330	1,446	1,473	1,502	1,533	1,567	1,600	1,636	1,677	1,725	1,786	1,929
1,88	0,47		1,130	1,278	1,397	1,425	1,454	1,485	1,519	1,532	1,588	1,629	1,677	1,758	1,881
1,83	0,48		1,076	1,228	1,343	1,370	1,400	1,430	1,464	1,497	1,534	1,575	1,623	1,684	1,826

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

Fig. L15 (suite): Puissance de condensateur (kvar) à installer par kW de charge, pour augmenter le facteur de puissance de l'installation

Avant compensation		Puissance de condensateur en kvar à installer par kW de charge, pour relever le facteur de puissance cos φ ou tan φ à une valeur donnée													
		tan φ	0,75	0,59	0,48	0,46	0,43	0,40	0,36	0,33	0,29	0,25	0,20	0,14	0,0
tan φ	cos φ	cos φ	0,80	0,86	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1
1,78	0,49		1,030	1,179	1,297	1,326	1,355	1,386	1,420	1,453	1,489	1,530	1,578	1,639	1,782
1,73	0,50		0,982	1,232	1,248	1,276	1303	1,337	1,369	1,403	1,441	1,481	1,529	1,590	1,732
1,69	0,51		0,936	1,087	1,202	1,230	1,257	1,291	1,323	1,357	1,395	1,435	1,483	1,544	1,686
1,64	0,52		0,894	1,043	1,160	1,188	1,215	1,249	1,281	1,315	1,353	1,393	1,441	1,502	1,644
1,60	0,53		0,850	1,000	1,116	1,144	1,171	1,205	1,237	1,271	1,309	1,349	1,397	1,458	1,600
1,56	0,54		0,809	0,959	1,075	1,103	1,130	1,164	1,196	1,230	1,268	1,308	1,356	1,417	1,559
1,52	0,55		0,769	0,918	1,035	1,063	1,090	1,124	1,156	1,190	1,228	1,268	1,316	1,377	1,519
1,48	0,56		0,730	0,879	0,996	1,024	1,051	1,085	1,117	1,151	1,189	1,229	1,277	1,338	1,480
1,44	0,57		0,692	0,841	0,958	0,986	1,013	1,047	1,079	1,113	1,151	1,191	1,239	1,300	1,442
1,40	0,58		0,665	0,805	0,921	0,949	0,976	1,010	1,042	1,076	1,114	1,154	1,202	1,263	1,405
1,37	0,59		0,618	0,768	0,884	0,912	0,939	0,973	1,005	1,039	1,077	1,117	1,165	1,226	1,368
1,33	0,60		0,584	0,733	0,849	0,878	0,905	0,939	0,971	1,005	1,043	1,083	1,131	1,192	1,334
1,30	0,61		0,549	0,699	0,815	0,843	0,870	0,904	0,936	0,970	1,008	1,048	1,096	1,157	1,299
1,27	0,62		0,515	0,665	0,781	0,809	0,836	0,870	0,902	0,936	0,974	1,014	1,062	1,123	1,265
1,23	0,63		0,483	0,633	0,749	0,777	0,804	0,838	0,870	0,904	0,942	0,982	1,030	1,091	1,233
1,20	0,64		0,450	0,601	0,716	0,744	0,771	0,805	0,837	0,871	0,909	0,949	0,997	1,058	1,200
1,17	0,65		0,419	0,569	0,685	0,713	0,740	0,774	0,806	0,840	0,878	0,918	0,966	1,007	1,169
1,14	0,66		0,388	0,538	0,654	0,682	0,709	0,743	0,775	0,809	0,847	0,887	0,935	0,996	1,138
1,11	0,67		0,358	0,508	0,624	0,652	0,679	0,713	0,745	0,779	0,817	0,857	0,905	0,966	1,108
1,08	0,68		0,329	0,478	0,595	0,623	0,650	0,684	0,716	0,750	0,788	0,828	0,876	0,937	1,079
1,05	0,69		0,299	0,499	0,565	0,593	0,620	0,654	0,686	0,720	0,758	0,798	0,840	0,907	1,049
1,02	0,70		0,270	0,420	0,536	0,564	0,591	0,625	0,657	0,691	0,729	0,769	0,811	0,878	1,020
0,99	0,71		0,242	0,392	0,508	0,536	0,563	0,597	0,629	0,663	0,701	0,741	0,783	0,850	0,992
0,96	0,72		0,213	0,364	0,479	0,507	0,534	0,568	0,600	0,634	0,672	0,712	0,754	0,821	0,963
0,94	0,73		0,186	0,336	0,452	0,480	0,507	0,541	0,573	0,607	0,645	0,685	0,727	0,794	0,936
0,91	0,74		0,159	0,309	0,425	0,453	0,480	0,514	0,546	0,580	0,618	0,658	0,700	0,767	0,909
0,88	0,75		0,132	0,282	0,398	0,426	0,453	0,487	0,519	0,553	0,591	0,631	0,673	0,740	0,882
0,86	0,76		0,105	0,255	0,371	0,399	0,426	0,460	0,492	0,526	0,564	0,604	0,652	0,713	0,855
0,83	0,77		0,079	0,229	0,345	0,373	0,400	0,434	0,466	0,500	0,538	0,578	0,620	0,687	0,829
0,80	0,78		0,053	0,202	0,319	0,347	0,374	0,408	0,440	0,474	0,512	0,552	0,594	0,661	0,803
0,78	0,79		0,026	0,176	0,292	0,320	0,347	0,381	0,413	0,447	0,485	0,525	0,567	0,634	0,776
0,75	0,80			0,150	0,266	0,294	0,321	0,355	0,387	0,421	0,459	0,499	0,541	0,608	0,750
0,72	0,81			0,124	0,240	0,268	0,295	0,329	0,361	0,395	0,433	0,473	0,515	0,582	0,724
0,70	0,82			0,098	0,214	0,242	0,269	0,303	0,335	0,369	0,407	0,447	0,489	0,556	0,698
0,67	0,83			0,072	0,188	0,216	0,243	0,277	0,309	0,343	0,381	0,421	0,463	0,530	0,672
0,65	0,84			0,046	0,162	0,190	0,217	0,251	0,283	0,317	0,355	0,395	0,437	0,504	0,645
0,62	0,85			0,020	0,136	0,164	0,191	0,225	0,257	0,291	0,329	0,369	0,417	0,478	0,620
0,59	0,86				0,109	0,140	0,167	0,198	0,230	0,264	0,301	0,343	0,390	0,450	0,593
0,57	0,87				0,083	0,114	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,317	0,364	0,424	0,567
0,54	0,88				0,054	0,085	0,112	0,143	0,175	0,209	0,246	0,288	0,335	0,395	0,538
0,51	0,89				0,028	0,059	0,086	0,117	0,149	0,183	0,230	0,262	0,309	0,369	0,512
0,48	0,90					0,031	0,058	0,089	0,121	0,155	0,192	0,234	0,281	0,341	0,484

xxxx Valeurs sélectionnées dans l'exemple [Méthode simplifiée](#)

xxxx Valeurs sélectionnées dans l'exemple [Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA](#)

5.3 Méthode de calcul pour tarif supérieur à 250 kVA

Le retour sur investissement d'une batterie de condensateurs de compensation et des équipements associés est généralement de dix huit mois.

Dans le cas de certains types de tarification (les plus courants), l'examen de plusieurs factures couvrant la période la plus chargée de l'année permet de déterminer le niveau de la compensation requise pour éviter les pénalités de dépassement.

La méthode suivante permet de dimensionner une batterie de condensateurs de compensation en se basant sur la facturation détaillée, quand la structure tarifaire correspond (ou est similaire) à celle décrite dans la partie [Diminution de la facture d'électricité](#).

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

Cette méthode détermine la compensation minimale requise pour éviter les "pénalités" dues à la consommation de kvarh.

La procédure à suivre est détaillée ci-après :

- analyser les factures de consommation des 5 mois d'hiver (période "heures pleines d'hiver" définie dans la partie [Diminution de la facture d'électricité](#)).

Note : dans les pays tropicaux, les mois d'été peuvent être considérés comme la période la plus chargée et/ou avec les pointes de consommation les plus fortes (du fait de l'utilisation intensive de climatiseurs). Par conséquent les périodes de haute tarification peuvent se situer durant cette saison. L'exemple ci-après considère les conditions de haute tarification en hiver.

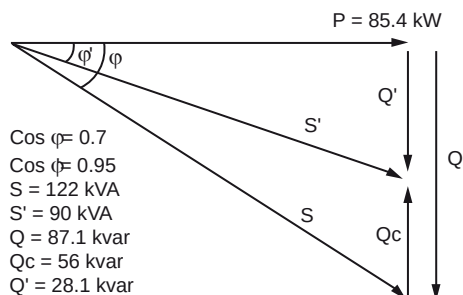
- sur la facture, identifier la ligne indiquant l'énergie réactive consommée et les kvarh induisant des pénalités. Choisir les factures qui indiquent le niveau le plus élevé de pénalités (après avoir vérifié qu'il ne s'agit pas d'une situation exceptionnelle).
Par exemple : 15 966 kvarh en janvier.
- Évaluer la durée totale de fonctionnement de l'installation pour ce mois, par exemple : 220 heures (22 jours x 10 h). Les heures qui doivent être décomptées sont les heures de fonctionnement qui ont lieu durant les "heures pleines" de la période la plus chargée. Les périodes sont indiquées dans les documents tarifaires et sont (le plus souvent) pendant une durée maximale de 16 heures, "heures pleines", par jour (de 06 h 00 à 22 h 00) durant la période la plus chargée. En dehors de ces périodes, aucune pénalité n'est demandée quelle que soit la consommation de kvarh.
- La valeur à retenir pour le calcul des batteries de compensation est déduite par la formule en kvar : $Q_c = \text{kvarh payés} / \text{nombre d'heures de fonctionnement}$ ^[3].
- La batterie de compensation installée est généralement légèrement surdimensionnée par rapport à la batterie calculée.
Certains constructeurs peuvent proposer des "règles simples" faites en particulier pour faciliter ce type de calcul, selon des tarifications spécifiques. Ces dispositifs et les documentations associées proposent des équipements adaptés et des schémas de contrôle, ainsi que des informations de mise en garde sur les contraintes imposées par les harmoniques de tension existants sur le réseau électrique. De telles tensions requièrent un surdimensionnement des condensateurs (en terme de dissipation calorifique, de dimensionnement en tension et courant) et/ou des inductances de filtrage des harmoniques ou des filtres.

5.4 Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA

Pour les consommateurs dont le tarif est basé sur un coût forfaitaire pour une puissance (en kVA) souscrite, plus un coût par kWh consommé, il est évident qu'une réduction de la puissance souscrite est profitable. Le schéma de la **Figure L16** montre comment l'amélioration du facteur de puissance permet de réduire la puissance apparente consommée pour une puissance active donnée P (en kW).

Dans ce cas, l'amélioration du facteur de puissance a pour but (en plus des autres avantages déjà mentionnés) de réduire le niveau de la puissance apparente (en kVA) souscrite et de ne pas le dépasser, c'est à dire éviter la facturation de kVA à un prix excessif lors d'un dépassement et/ou le déclenchement du disjoncteur de branchement. Le tableau de la Figure L15 indique la valeur de la batterie de compensation en kvar par kW consommé à installer pour augmenter le facteur de puissance d'une valeur donnée à la valeur requise.

Fig. L16
Réduction de la
puissance souscrite (kVA)
par amélioration du
facteur de puissance



Exemple

Un supermarché a déclaré une puissance de 122 kVA avec un facteur de puissance de 0,7 en retard soit une puissance active de 85,4 kW.

Le contrat spécifique pour cet abonné est basé sur une puissance souscrite (en kVA) par palier, soit :

^[3] Pour le mois de facturation pendant la période pour laquelle l'énergie réactive (kvarh) est taxée (dans le cas de l'exemple ci-dessus)

$$Q_c = \frac{15,996 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$$

5 Comment déterminer le niveau optimal de compensation ?

- ≤ 108 kVA, par paliers de 6 kVA,
- > 108 kVA, par paliers de 12 kVA.

Dans le cas considéré, l'abonné paye initialement pour une puissance souscrite de 132 kVA (car $120 \text{ kVA} < 122 \text{ kVA} < 132 \text{ kVA}$).

En se référant au tableau de la Figure L15, une batterie de condensateur de 60 kvar, fait passer le facteur de puissance de 0,7 à 0,95 ($0,691 \times 85,4 = 59$ kvar dans le tableau).

La puissance souscrite (en kVA) devient alors $\frac{85,4}{0,95} = 90 \text{ kVA}$ soit une diminution de 30%.

Pour des tarifications à 2 postes, partiellement basées sur la puissance souscrite (en kVA), le schéma de la **Figure L17** permet de déterminer les kvar de la compensation nécessaire pour réduire la valeur de la puissance souscrite et de ne pas la dépasser.

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

6.1 Compensation pour accroître la puissance disponible

L'installation d'une batterie de condensateurs peut éviter le changement du transformateur lors d'une extension.

Une démarche similaire à celle développée pour réduire la puissance souscrite (en kVA) c'est à dire accroître le facteur de puissance de la charge comme décrit au paragraphe [Méthode de calcul pour tarif de 36 à 250 kVA](#), permet d'augmenter la capacité d'un transformateur c'est à dire d'augmenter la puissance active (kW) disponible.

Dans certains cas, le remplacement d'un transformateur par un nouveau plus puissant pour pouvoir alimenter une augmentation de la charge, peut être évité en améliorant le facteur de puissance. Le tableau de la **Figure L17** indique la puissance active (kW) disponible d'un transformateur à pleine charge pour différentes valeurs du facteur de puissance. Une augmentation de la puissance active disponible peut être obtenue par un accroissement de la valeur du facteur de puissance.

Fig. L17

Puissance active en kW que peut débiter un transformateur à pleine charge en fonction du facteur de puissance

tan φ	cos φ	Puissance nominale du transformateur (en kVA)											
		100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,00	1	100	160	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600	2000
0,20	0,98	98	157	245	309	392	490	617	784	980	1225	1568	1960
0,29	0,96	96	154	240	302	384	480	605	768	960	1200	1536	1920
0,36	0,94	94	150	235	296	376	470	592	752	940	1175	1504	1880
0,43	0,92	92	147	230	290	368	460	580	736	920	1150	1472	1840
0,48	0,90	90	144	225	284	360	450	567	720	900	1125	1440	1800
0,54	0,88	88	141	220	277	352	440	554	704	880	1100	1480	1760
0,59	0,86	86	138	215	271	344	430	541	688	860	1075	1376	1720
0,65	0,84	84	134	210	265	336	420	529	672	840	1050	1344	1680
0,70	0,82	82	131	205	258	328	410	517	656	820	1025	1312	1640
0,75	0,80	80	128	200	252	320	400	504	640	800	1000	1280	1600
0,80	0,78	78	125	195	246	312	390	491	624	780	975	1248	1560
0,86	0,76	76	122	190	239	304	380	479	608	760	950	1216	1520
0,91	0,74	74	118	185	233	296	370	466	592	740	925	1184	1480
0,96	0,72	72	115	180	227	288	360	454	576	720	900	1152	1440
1,02	0,70	70	112	175	220	280	350	441	560	700	875	1120	1400

Exemple : (cf. **Fig. L18**)

Une installation est alimentée par un transformateur de 630 kVA qui fournit une puissance active $P1 = 450$ kW sous un $\cos \phi$ moyen de 0,8.

$$(\text{puissance apparente } S1 = \frac{450}{0,8} = 562 \text{ kVA})$$

$$(\text{puissance réactive } Q1 = \sqrt{S1^2 - P1^2} = 337 \text{ kvar})$$

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire :

$P2 = 100$ kW avec un $\cos \phi$ de 0,7.

$$(\text{puissance apparente } S2 = \frac{100}{0,7} = 143 \text{ kVA})$$

$$(\text{puissance réactive } Q2 = \sqrt{S2^2 - P2^2} = 102 \text{ kvar})$$

Quelle est la puissance minimale de la batterie de condensateurs à installer pour éviter le remplacement du transformateur ?

- Puissance active totale à fournir :

$$P = P1 + P2 = 550 \text{ kW}$$

- Puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA :

$$Qm = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$Qm = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kvar}$$

- Puissance réactive totale à fournir à l'installation avant compensation :

$$Q1 + Q2 = 337 + 102 = 439 \text{ kvar}$$

- D'où la puissance minimale de la batterie à installer :

$$Q_{kvar} = 439 - 307 = 132 \text{ kvar}$$

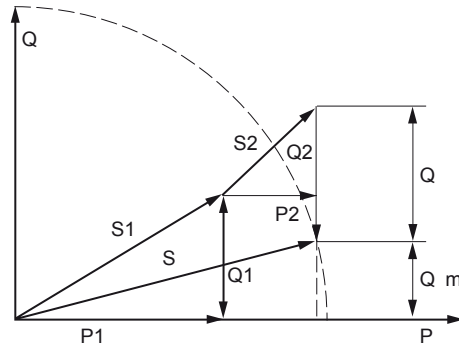
A noter que le calcul a été fait sans tenir compte des pointes de puissance et de leur durée.

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

Au mieux on effectuera une compensation totale ($\cos \varphi = 1$), ce qui permettra d'avoir une réserve de puissance de $630 - 550 = 80 \text{ kW}$, la batterie de condensateurs à installer sera alors de 439 kvar calculés ci-dessus.

Fig. L18

La compensation Q permet l'extension envisagée $S2$ sans avoir à remplacer le transformateur qui ne peut délivrer une puissance supérieure à S



6.2 Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur

6.2.1 Les types de réactances inductives d'un transformateur

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur doivent être considérées et réduites par compensation (suivant la tarification).

Dans un transformateur, l'énergie réactive est absorbée à la fois par une réactance parallèle (flux magnétisant) et par une réactance série (flux de fuite magnétique). Une compensation du facteur de puissance peut être réalisée par une batterie de condensateurs. La compensation complète peut être réalisée par une batterie de condensateurs en parallèle connectée en BT.

Toutes les études précédentes présentent des charges auxquelles ont été connectées en parallèle des batteries de condensateurs. La raison en est que ces charges demandent au réseau d'alimentation la quantité la plus importante d'énergie réactive ; cependant les réactances connectées en série, telles que les réactances de ligne et la réactance de fuite des bobinages d'un transformateur, etc. absorbent aussi de l'énergie réactive.

Lorsque le comptage est réalisé du côté MT d'un transformateur, les pertes d'énergie réactive dans le transformateur peuvent (suivant la tarification) nécessiter d'être réduites par compensation. Si l'on ne considère que les pertes d'énergie réactive, le schéma de principe d'un transformateur est défini sur la **Figure L19**.

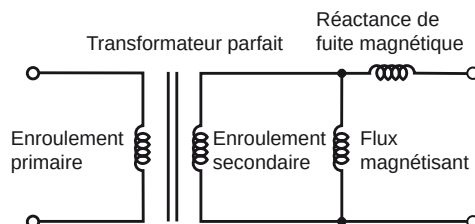
Toutes les réactances sont reportées au secondaire du transformateur :

- la réactance parallèle représente le circuit du courant magnétisant,
- la réactance série représente les pertes magnétiques.

Le courant magnétisant reste pratiquement constant (à environ 1,8% du courant de pleine charge) quelle que soit la charge, en régime normal, c'est à dire avec une tension primaire constante. Un condensateur de valeur fixe peut donc être installé, en MT ou BT, pour compenser l'énergie réactive absorbée.

Fig. L19

Schéma de principe des réactances d'un transformateur (par phase)



6 Compensation aux bornes d'un transformateur

6.2.2 Puissance réactive absorbée dans la réactance X_L (flux de fuite)

La puissance réactive absorbée par un transformateur ne peut pas être négligée, et peut être estimée à (environ) 5% de la puissance du transformateur quand celui-ci fonctionne à pleine charge.

La représentation vectorielle de la **Figure L20** illustre ce phénomène.

La composante réactive du courant dans la charge = $I \sin \phi$ d'où $Q_L = VI \sin \phi$.

La composante réactive du courant dans la source = $I \sin \phi'$ d'où $Q_E = EI \sin \phi'$.

Il est visible que $E > V$ et $\sin \phi' > \sin \phi$.

La différence entre $EI \sin \phi'$ and $VI \sin \phi$ détermine les kvar absorbés par la réactance X_L .

De cette représentation, on déduit que la puissance liée au flux de fuite magnétique est égale à $I^2 X_L$ (analogue aux pertes résistives en ligne $I^2 R$ dues à la résistance série de la ligne).

De la formule $I^2 X_L$, on déduit très facilement la puissance de fuite dissipée en kvar pour toutes les intensités du courant de charge d'un transformateur comme suit : si les valeurs utilisées sont rapportées à la charge nominale (à la place des valeurs en %) la multiplication de X_L par I peut être effectuée.

Exemple

Un transformateur de 630 kVA avec une réactance de court-circuit de 4% fonctionne à pleine charge. Quelles sont ses pertes réactives (en kvar) ?

$X_L = 0,04$ pu et $I = 1$ pu

Pertes = $I^2 X_L = 1^2 \times 0,04 = 0,04$ pu kvar

où 1 pu = 630 kVA

Par suite les pertes réactives (en kvar) sont : $630 \times 0,04 = 25,2$ kvar (ou plus simplement 4% de 630 kvar).

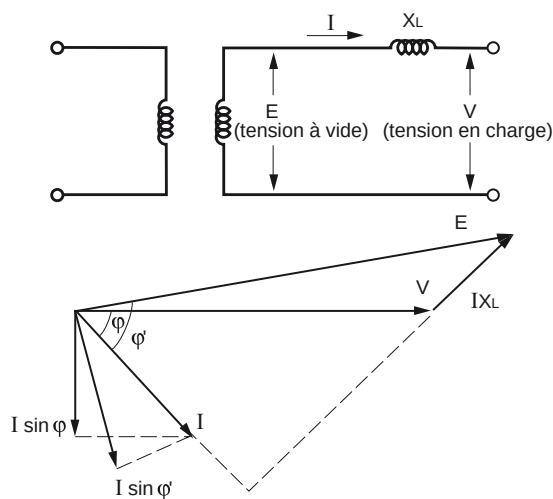
A demi charge, $I = 0,5$ pu les pertes réactive (en kvar) sont donc :

$0,5^2 \times 0,04 = 0,01$ pu soit $630 \times 0,01 = 6,3$ kvar etc.

L'exemple, et la représentation vectorielle de la **Figure L20**, montrent que :

- le facteur de puissance au primaire d'un transformateur chargé est différent (normalement inférieur) de celui mesuré au secondaire (à cause des kvar dissipés),
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur à pleine charge sont égales à la réactance de court-circuit du transformateur (en %) : une réactance de 4% signifie que les pertes à pleine charge sont égales à 4% de la puissance nominale (en kVA) du transformateur,
- les pertes réactives en kvar, dues aux flux de fuite, d'un transformateur varient proportionnellement au carré du courant de charge (ou proportionnellement à la puissance (en kVA) de la charge).

Fig. L20
Puissance réactive
dissipée par l'inductance
de fuite série d'un
transformateur



Pour déterminer les pertes réactives totales (en kvar) d'un transformateur, il faut ajouter les pertes dues au courant magnétisant constant à celles précédemment calculées (pertes réactives dues aux flux de fuite). Le tableau de la **Figure L21** indique les valeurs des pertes à vide et à pleine charge d'un transformateur. En principe les impédances séries peuvent être compensées par des condensateurs installés en série (comme c'est le cas pour les lignes de transport MT). Cependant cette configuration est difficile à mettre en œuvre, de sorte que aux

6 Compensation aux bornes d'un transformateur

niveaux de tension couverts par ce guide, les batteries de condensateurs de compensation sont toujours mises en parallèle.

Fig. L21

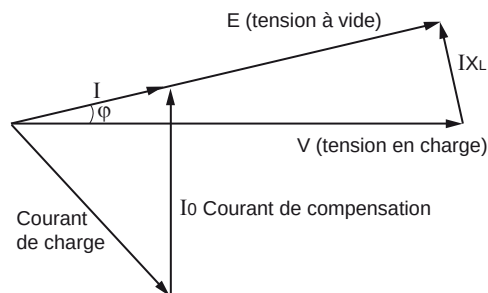
Consommation d'énergie réactive d'un transformateur de distribution MT/BT

Puissance (kVA) du transformateur	Puissance réactive (kvar) à compenser	
	À vide	À pleine charge
100	2,5	6,1
160	3,7	9,6
250	5,3	14,7
315	6,3	18,4
400	7,6	22,9
500	9,5	28,7
630	11,3	35,7
800	20	54,5
1000	23,9	72,4
1250	27,4	94,5
1600	31,9	126
2000	37,8	176

Les pertes réactives d'un transformateur peuvent être complètement compensées par une batterie de condensateurs telle que le facteur de puissance devienne très légèrement en avance. Dans un tel cas, toute la puissance réactive du transformateur est entièrement fournie par la batterie de condensateurs, tandis que le facteur de puissance vu côté MT est égal à l'unité, comme représenté dans le diagramme de la **Figure L22**.

Fig. L22

Surcompensation de la charge pour compenser complètement les pertes réactives d'un transformateur



D'un point de vue pratique, la compensation de la puissance réactive consommée par un transformateur est déjà comprise dans les condensateurs servant initialement à la correction du facteur de puissance de la charge soit partiellement, ou globalement soit individuellement. A l'inverse de la plupart des autres charges à compenser, les pertes d'un transformateur (soit la puissance réactive de fuite) varient de manière significative avec le niveau de charge, de sorte que si une compensation individuelle est installée pour le transformateur, elle doit être dimensionnée pour un niveau de charge moyenne estimée.

Généralement les pertes réactives du transformateur ne représentent qu'une faible part de l'énergie réactive totale d'une installation, et avec la mise en commun des compensations à chaque évolution de la charge cela n'est pas véritablement un problème.

Le tableau de la Figure L21 indique les valeurs en kvar des pertes typiques d'un transformateur de distribution standard MT / BT alimenté en 20 kV :

- pertes dues au courant magnétisant (colonne kvar "à vide"),
- pertes totales (colonne kvar "à pleine charge") y compris les pertes dues aux flux magnétiques de fuite.

7.1 Raccordement d'une batterie de condensateurs et réglage de la protection

La compensation individuelle d'un moteur est recommandée si la puissance apparente (en kVA) du moteur est importante par rapport à la puissance souscrite de l'installation.

7.1.1 Précautions générales

Le facteur de puissance d'un moteur a une valeur très faible en fonctionnement à vide ou à faible charge parce que :

- sa consommation en kW est faible,
- son courant réactif reste pratiquement constant quelle que soit la charge.

De ce fait, de nombreux moteurs fonctionnant à faible charge impliquent une consommation d'énergie réactive relativement importante ce qui est préjudiciable à l'installation (pour des raisons expliquées dans les paragraphes précédents).

7.1.2 Raccordement

La batterie de condensateurs doit être raccordée directement au moteur.

7.1.3 Moteurs spéciaux

Il est recommandé que les moteurs spéciaux (moteurs à marche intermittente tels que les moteurs de levage) ne soient pas compensés.

7.1.4 Effet sur les réglages des protections

Après l'installation d'une batterie de compensation sur un moteur, le courant de l'association moteur-condensateur est plus faible qu'avant compensation, tant que les conditions de charge entraînée par le moteur sont identiques. Ceci est dû au fait qu'une partie significative de la composante réactive du courant moteur est fournie par les condensateurs (en lieu et place du réseau d'alimentation) comme indiqué sur le schéma de la **Figure L23**.

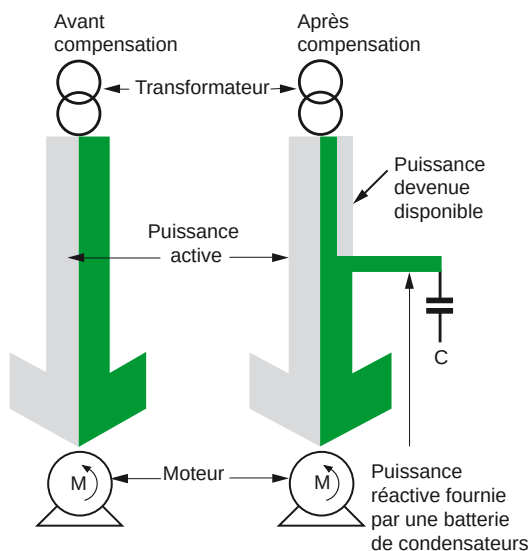


Fig. L23
Avant compensation, le transformateur fournit toute l'énergie réactive, après compensation, les condensateurs fournissent une grande partie de l'énergie réactive

Si les dispositifs de protection contre les surcharges du moteur sont installés en amont du raccordement des condensateurs au moteur (ce qui est toujours le cas pour les condensateurs raccordés aux bornes du moteur), le réglage de la protection thermique doit être réduite dans le rapport de :

$\cos \phi$ avant compensation / $\cos \phi$ après compensation

Pour des moteurs compensés conformément aux valeurs en kvar indiquées dans le tableau de la **Figure L24** (valeurs maximales recommandées pour éviter l'auto-excitation des moteurs asynchrones, comme développé dans la partie ci-dessous **Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?**, le rapport ci-dessus mentionné doit avoir une valeur similaire à celle indiquée pour la vitesse correspondant au moteur dans la **Figure L25**.

Fig. L24

Dimensionnement maximal (en kvar) de la batterie de condensateurs de correction du facteur de puissance pouvant être installée sans risque d'auto-excitation du moteur

Moteurs triphasés 230/400 V					
Puissance nominale		Puissance réactive à installer (en kvar)			
		Vitesse de rotation (tr/min)			
kW	hp	3000	1500	1000	750
22	30	6	8	9	10
30	40	7,5	10	11	12,5
37	50	9	11	12,5	16
45	60	11	13	14	17
55	75	13	17	18	21
75	100	17	22	25	28
90	125	20	25	27	30
110	150	24	29	33	37
132	180	31	36	38	43
160	218	35	41	44	52
200	274	43	47	53	61
250	340	52	57	63	71
280	380	57	63	70	79
355	482	67	76	86	98
400	544	78	82	97	106
450	610	87	93	107	117

Fig. L25

Facteur de réduction du réglage de la protection thermique après compensation

Vitesse en tr/min	Facteur de réduction
750	0,88
1000	0,90
1500	0,91
3000	0,93

7.2 Comment éviter l'auto-excitation d'un moteur asynchrone ?

L25

Quand une batterie de condensateurs est connectée aux bornes d'un moteur asynchrone, il est important de vérifier que le dimensionnement de la batterie est inférieur à celui qui peut engendrer une auto-excitation du moteur.

Quand un moteur entraîne une charge à forte inertie, le moteur continue à tourner (à moins d'être freiné spécifiquement) après que l'alimentation du moteur ait été coupée.

L' "inertie magnétique" du circuit du rotor signifie qu'une f.e.m. est générée dans les enroulements du stator pendant une courte période après la coupure, et devrait s'annuler après 1 ou 2 périodes, dans le cas d'un moteur non compensé.

Cependant les condensateurs de compensation constituent une charge triphasée réactive pour cette f.e.m. induite, qui fait circuler des courants capacitifs dans les bobinages du stator. Ces courants statoriques produisent un champ magnétique tournant dans le rotor qui est colinéaire avec le champ magnétique induit (dans le même axe et dans le même sens).

De ce fait le flux rotorique augmente, les courants statoriques augmentent et la tension aux bornes du moteur augmente jusqu'à atteindre des valeurs de tension élevées et dangereuses. Ce phénomène est connu sous l'appellation de "auto-excitation" et c'est la raison pour laquelle les générateurs de courants alternatifs ne fonctionnent normalement pas avec des facteurs de puissance en avance car il pourrait spontanément fonctionner (de manière incontrôlée) par auto-excitation.

7.2.1 Notes

1. Les caractéristiques d'un moteur fonctionnant sur l'inertie de la charge ne sont pas rigoureusement identiques à celles d'un moteur à vide. Cependant garder les mêmes caractéristiques est suffisamment précis en pratique pour traiter les problèmes.

2. Avec des moteurs fonctionnant en générateur, les courants circulant sont largement réactifs, de ce fait le freinage (retardé) du moteur est principalement dû à la charge mécanique représentée par le ventilateur de refroidissement du moteur.

3. Le courant (en retard de pratiquement 90°) normalement absorbé par le moteur à vide, et le courant (en avance de pratiquement 90°) fourni aux condensateurs par le moteur fonctionnant en générateur ont les mêmes effets de tension aux bornes du moteur.

Afin d'éviter l'auto-excitation du moteur comme décrit ci-dessus, le dimensionnement (en kvar) de la batterie de condensateurs doit être limité à la valeur maximale suivante :

$$Q_c \leq 0,9 \times I_o \times U_n \times \sqrt{3}$$

avec

- I_o = courant du moteur fonctionnant à vide
- U_o = tension nominale phase phase du moteur.

Le tableau de la Figure L24 sur la page précédente indique les valeurs de Q_c correspondant à cette formule.

7.2.2 Exemple

Un moteur triphasé de 75 kW, vitesse nominale 3000 tr / min, tension nominale 400 V ne peut être équipé que d'une batterie de condensateurs de 17 kvar suivant le tableau de la Figure L24. Les valeurs consignées dans ce tableau, sont en général, trop faibles pour assurer une compensation adéquate au niveau d'une valeur du $\cos \phi$ normalement souhaitable. De ce fait une compensation additionnelle doit être installée sur le réseau, par exemple une batterie de condensateurs dédiée à la compensation globale de plusieurs petites charges.

7.2.3 Moteurs et/ou charges à inertie importante

Dans une installation où des moteurs entraînent des charges à inertie importante, les disjoncteurs et les contacteurs protégeant ces moteurs doivent pouvoir déclencher très rapidement en cas de coupure totale du réseau d'alimentation.

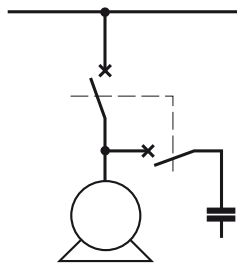
Si cette précaution n'est pas assurée, alors l'auto-excitation du moteur (générant des surtensions à ses bornes) est quasi sûre tant que toutes les autres batteries de condensateurs installées seront effectivement en parallèle avec celles des circuits moteurs à haute inertie.

Le plan de protection de ces moteurs doit aussi prévoir un relais de protection contre les surtensions ainsi qu'un relais contrôlant le retour de puissance (en effet, le moteur alimentera le reste de l'installation jusqu'à ce que l'énergie stockée dans le moteur soit dissipée). Si la batterie de condensateurs associée à un circuit moteur à haute inertie est plus largement dimensionnée que la valeur recommandée dans le tableau de la Figure L24, alors elle devra être pilotée par un disjoncteur ou un contacteur qui déclenchera en même temps que le disjoncteur ou le contacteur pilotant le départ moteur, comme indiqué sur le schéma de la **Figure L26**.

La fermeture du départ moteur n'est généralement possible que si le contacteur de la batterie de compensation est déjà fermé.

L26

Fig. L26
Connexion d'une batterie
de condensateurs à un
moteur



8 Exemple d'une installation avant et après compensation

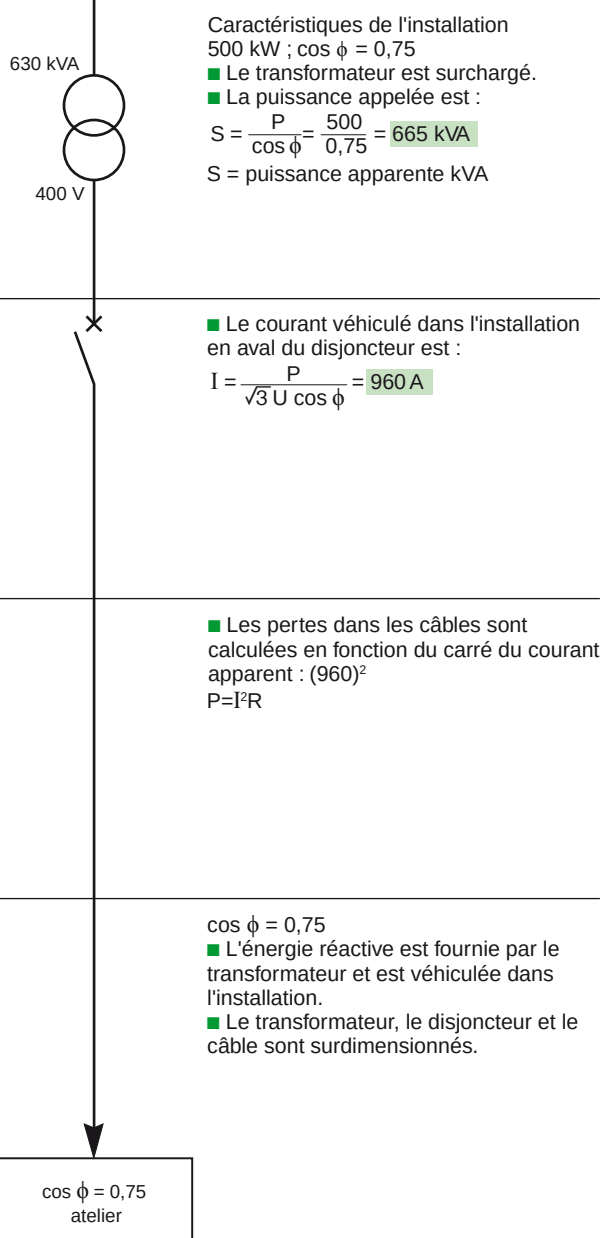
Fig. L27: Comparaison technico-économique d'une installation avant et après compensation

8 Exemple d'une installation avant et après compensation

Installation sans condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}^{(1)}$$

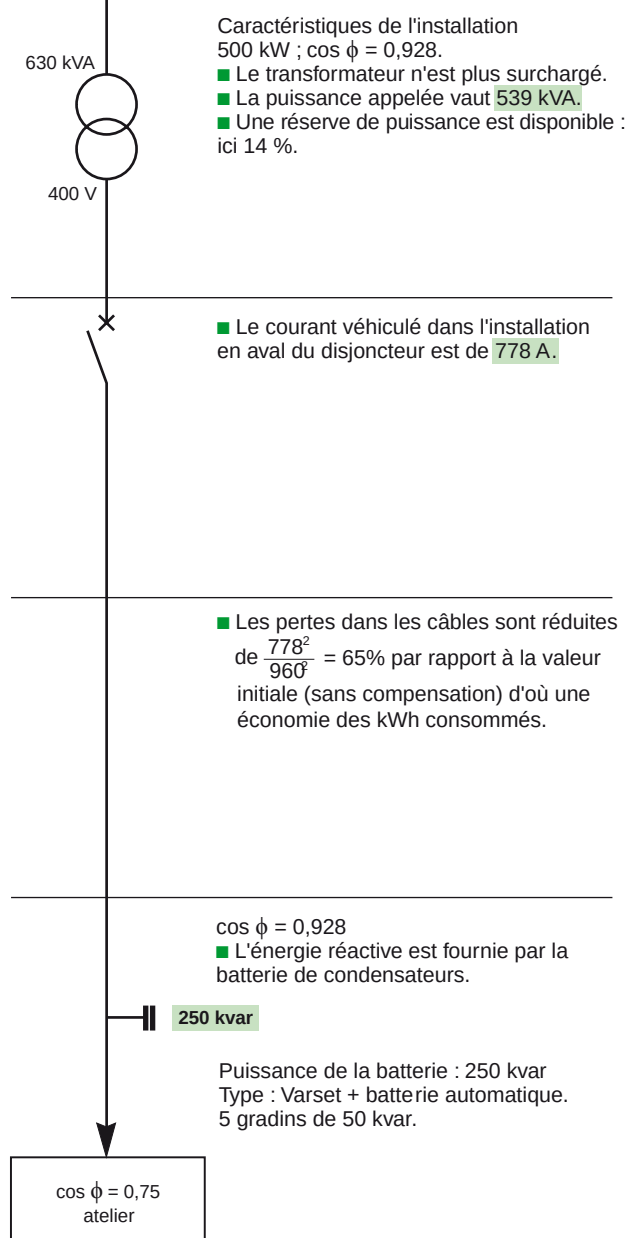
- Les kvar en excès sont facturés.
- La puissance appelée en kVA est supérieure au besoin réel en kW.
- Le courant correspondant entraîne des pertes actives payées en kWh.
- L'installation est surdimensionnée.



Installation avec condensateur

$$\vec{kVA} = \vec{kW} + \vec{kvar}$$

- La consommation de kvarh est :
☐ supprimée ou,
☐ diminuée selon le $\cos \phi$ désiré.
- Les facturations complémentaires
☐ d'énergie réactive (France)
☐ sur l'ensemble de la facture (autres pays) est supprimée.
- La souscription de puissance en kVA est ajustée au besoin réel en kW.



Nota : en fait, le $\cos \phi$ de l'atelier est toujours de 0,75 mais le $\cos \phi$ de toute l'installation en amont de la batterie de condensateurs est de 0,928.

Comme mentionné dans le sous paragraphe 6.2 le $\cos \phi$ vu du côté MT du transformateur est légèrement plus faible⁽²⁾ du fait des pertes dans le transformateur.

8 Exemple d'une installation avant et après compensation

-
- (1) Les flèches indiquent des quantités vectorielles (voir [Nature de la puissance réactive](#)).
- (2) Le $\cos \varphi$ vu du côté MT du transformateur est légèrement plus faible du fait des pertes dans le transformateur, particulièrement dans le cas de correction à priori (voir [Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur](#))

9.1 Problèmes liés aux harmoniques du réseau d'alimentation

Lorsque des harmoniques représentent une part significative de la puissance consommée dans une installation, leur analyse s'impose pour éliminer les possibles nuisances et rendre l'installation conforme aux règles et recommandations des distributeurs et de la norme NFC 15-100 § 330.1.1d.

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait de "charges non linéaires", charges à impédance non linéaire.

Les charges non linéaires existent depuis longtemps sur les réseaux électriques particulièrement dans l'industrie : courant magnétisant des transformateurs, four à arc, etc. Mais depuis l'avènement de l'électronique de puissance celles-ci se sont généralisées : variateurs de vitesses, etc. mais aussi éclairage (lampes à ballast), TV, etc.

Les équipements qui utilisent des composants électroniques de puissance sont de plus en plus nombreux et produisent, de ce fait, de plus en plus de déformations harmoniques.

Les harmoniques sont principalement pris en compte par le surdimensionnement des condensateurs et par la mise en œuvre de filtres en série avec les condensateurs.

Sur un réseau triphasé symétrique les harmoniques sont de rangs impairs : 3, 5, 7, 9, et leur amplitude décroît avec leur rang. Un certain nombre de solutions existent pour réduire les valeurs des courants harmoniques jusqu'à ce qu'ils deviennent négligeables, mais elles ne peuvent pas complètement les éliminer. Dans ce paragraphe, des moyens pratiques de réduction de l'influence des harmoniques sont recommandés, avec un point particulier sur les batteries de condensateurs.

Les condensateurs sont plus particulièrement sensibles aux composantes harmoniques du courant du réseau d'alimentation, du fait que la réactance des capacités décroît de manière inversement proportionnelle à la fréquence. En pratique cela signifie qu'un pourcentage relativement faible de tension harmonique peut créer un courant significatif dans le condensateur.

La présence de composantes harmoniques de courant crée des déformations de la tension d'alimentation (normalement sinusoïdale) c'est à dire plus le courant comporte des composantes harmoniques, plus la déformation de la tension est importante.

Si la fréquence propre du système batterie de condensateurs/réactance du réseau d'alimentation est proche d'une valeur d'une harmonique présente sur le réseau, alors une résonance partielle peut se produire avec une amplification des valeurs de tension et de courant à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, les courants élevés risquent de causer des échauffements anormaux des condensateurs, avec des dégradations de diélectrique pouvant entraîner la destruction des condensateurs.

Plusieurs solutions pour résoudre ces problèmes sont envisageables :

- filtre passif et/ou bobines anti-harmonique en série,
- filtre actif (ou compensateur actif),
- filtre hybride.

9.2 Risques de résonance liés au traitement des harmoniques

Considérant le circuit simplifié représenté sur la **Figure L28** (pas de condensateurs de compensation connectés).

La distorsion de tension V_h au niveau du jeu de barres résulte de deux facteurs différents :

- raccordement de charges non linéaires générant des courants harmoniques I_h ,
- distorsion de la tension U_h présente sur le réseau d'alimentation en raison de charges non linéaires à l'extérieur du circuit considéré (tension harmonique pré-existante).

Un indicateur significatif de l'importance des harmoniques est le pourcentage de charges non linéaires N_{LL} , calculée par la formule :

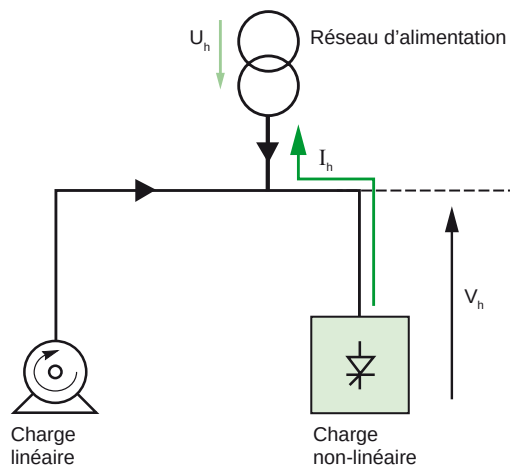
$$N_{LL(\%)} = \frac{\text{Puissance des charges non linéaires}}{\text{Puissance du transformateur}}$$

Le raccordement de condensateurs de compensation (sans inductance) va provoquer l'amplification des courants harmoniques au niveau du jeu de barres, et une augmentation de la distorsion de tension.

Les condensateurs sont des dispositifs réactifs linéaires, et par conséquent ne génèrent pas d'harmoniques. L'installation de condensateurs dans un système d'alimentation (dans lequel les impédances sont essentiellement inductives) peut, cependant, entraîner une résonance totale ou partielle se produisant à l'une des fréquences harmoniques.

En raison des harmoniques, le courant I_C circulant dans les condensateurs de compensation sera plus élevé par rapport à la situation où seul le courant I_1 fondamental est présent.

Fig. L28
Diagramme simplifié



Si la fréquence propre de l'ensemble (condensateurs - réactance du réseau d'alimentation) est proche d'un rang harmonique particulier, alors une résonance partielle va se produire, avec des valeurs de tension et de courant amplifiées à la fréquence harmonique concernée. Dans ce cas particulier, le courant élevé provoque une surchauffe des condensateurs, avec dégradation du diélectrique, ce qui peut entraîner sa destruction éventuelle. L'ordre h_0 de la fréquence propre de résonance entre la réactance du système et la batterie de condensateur est donné par la formule :

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{SC}}{Q}}$$

Avec :

- S_{SC} = puissance de court-circuit du réseau (kVA) au point de raccordement des condensateurs
- Q = puissance des condensateurs en kvar
- h_0 = ordre de la fréquence propre f_0 , i.e. $f_0 / 50$ pour un système 50 Hz, ou $f_0 / 60$ pour un système 60 Hz.

Par exemple :

Puissance nominale du transformateur :	S = 630kVA
Tension de court-circuit :	$U_{SC} = 6\%$
Puissance de court-circuit au niveau du jeu de barres :	$S_{SC} \sim 10 \text{ MVA}$
Puissance réactive des condensateurs :	Q = 350 kvar

Alors :

$$h_0 = \sqrt{\frac{S_{sc}}{Q}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 10^3}{350}} = 5.5$$

La fréquence propre de résonance du système (condensateurs – réactance réseau) est proche du rang harmonique 5.

Pour un réseau 50Hz, la fréquence propre f_0 est alors égale à $f_0 = 50 \times h_0 = 50 \times 5,5 = 275 \text{ Hz}$.

9.3 Solutions possibles de traitement des harmoniques

9.3.1 Condensateurs standard

La présence d'harmoniques dans la tension d'alimentation résulte en un courant anormalement élevé dans les condensateurs. Une tolérance est accordée pour une certaine distorsion en concevant des condensateurs ayant un courant de valeur efficace maximale égale à 1,3 fois le courant nominal. Tous les éléments placés en série, comme les connexions, fusibles, interrupteurs, etc., associés avec les condensateurs sont de même surdimensionnés, entre 1,3 à 1,5 fois leurs valeurs nominales.

Des condensateurs standards peuvent être utilisés si le pourcentage de charges non linéaires est inférieure à 10% ($NLL \leq 10\%$).

9.3.2 Condensateurs renforcés

Des condensateurs avec une meilleure capacité en courant ("heavy duty") peuvent être utilisés afin d'augmenter la marge de sécurité. La technologie de ces condensateurs permet un courant maximal plus élevé par rapport à ce qui est strictement requis par les normes.

Une autre possibilité est d'utiliser des condensateurs avec une tension nominale plus élevée. Comme la même puissance réactive doit être fournie, les condensateurs doivent avoir la même capacité. Avec une tension nominale U_N (supérieure à la tension du réseau U), le courant nominal I_N et la puissance nominale Q_N seront données par les formules :

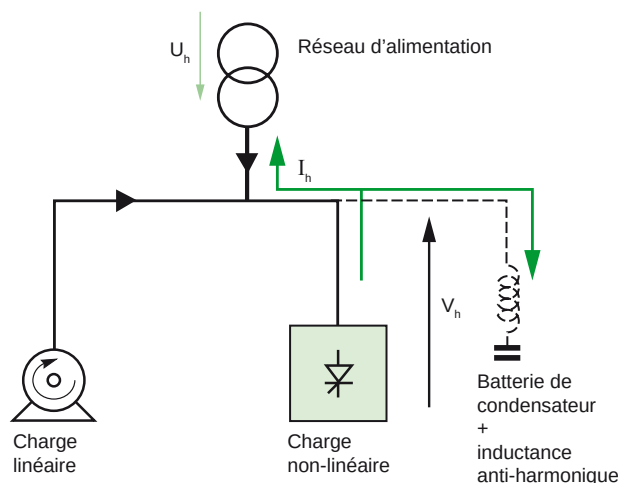
$$\frac{I_N}{I} = \frac{U_N}{U} \text{ et } \frac{Q_N}{Q} = \left(\frac{U_N}{U}\right)^2$$

Des condensateurs avec une capacité en courant renforcée peuvent être utilisés si le pourcentage de charge non-linéaire est inférieur à 20% ($N_{LL} \leq 20\%$).

9.3.3 Raccordement de condensateurs de compensation avec inductances anti-harmoniques

Afin d'atténuer les effets des harmoniques (augmentation significative du courant du condensateur ainsi que distorsion élevée en courant et en tension), des inductances peuvent être associées aux condensateurs. Les inductances et les condensateurs sont configurés en un circuit résonnant série, ajusté de sorte que la fréquence de résonance soit inférieure à la fréquence harmonique la plus basse présente dans le système.

Fig. L30
Diagramme simplifié



L'utilisation d'inductances empêche ainsi les problèmes de résonance harmonique, évite le risque de surcharge des condensateurs et contribue à réduire la distorsion harmonique dans le réseau.

La fréquence d'accord peut être exprimée par l'impédance de l'inductance (en %, par rapport à l'impédance du condensateur), ou par le rang d'accord, ou directement en Hz.

Les valeurs les plus courantes de l'impédance relative sont 5,7 - 7 - 14% (14% est utilisé avec un niveau élevé d'harmoniques de rang 3).

Fig. L31
Correspondance entre
l'impédance relative, le
rang d'accord et la
fréquence d'accord

Impédance relative (%)	Rang d'accord	Fréquence d'accord @50Hz (Hz)	Fréquence d'accord @60Hz (Hz)
5,7	4,2	210	250
7	3,8	190	230
14	2,7	135	160

Dans cette configuration, la présence de l'inductance augmente la tension à la fréquence fondamentale (50 ou 60Hz) aux bornes du condensateur. Cette caractéristique est prise en compte en utilisant des condensateurs qui sont conçus avec une tension nominale U_N supérieure à la tension de service du réseau U_S , comme le montre le tableau suivant :

Fig. L32

Valeurs typiques de tensions nominales des condensateurs

Tension nominale des condensateurs U_N (V)		Tension de service réseau U_S (V)				
		50 Hz		60 Hz		
		400	690	400	480	600
Impédance relative (%)	5,7	480	830	480	575	690
	7	480	830	480	575	690
	14	480		480		

9.3.4 Résumé

Des règles pratiques sont fournies dans le tableau suivant, pour la sélection de la configuration appropriée, en fonction des paramètres du système :

- **S_{sc}** = puissance de court-circuit triphasée en kVA au niveau du jeu de barres,
- **S_n** = somme des puissances nominales en kVA de tous les transformateurs alimentant le jeu de barres (directement reliés à celui-ci)
- **G_h** = somme des puissances nominales en kVA de tous les dispositifs générateurs d'harmoniques (convertisseurs statiques, onduleurs, variateurs de vitesse, etc.) connectés au jeu de barres.

Si les puissances de certains de ces dispositifs sont indiquées uniquement en kW, supposer un facteur de puissance moyen de 0,7 pour obtenir les évaluations en kVA.

Fig. L33

Règles simplifiées

Règle générale (pour toute puissance de transformateur) :			
$G_h \leq \frac{S_{sc}}{120}$	$\frac{S_{sc}}{120} < G_h \leq \frac{S_{sc}}{70}$	$\frac{S_{sc}}{70} < G_h \leq \frac{S_{sc}}{30}$	$G_h > \frac{S_{sc}}{30}$
Condensateurs standards	Condensateurs "Heavy Duty" ou condensateurs avec tension nominale augmentée de 10%	Condensateurs "Heavy Duty" ou condensateurs avec tension nominale augmentée de 20% + inductance anti-harmonique	Filtrage d'harmoniques nécessaire Voir : "Détection et atténuation des harmoniques"
Règle simplifiée (si puissance transformateur ≤ 2 MVA) :			
$G_h \leq 0.1 \times S_n$	$0.1 \times S_n < G_h \leq 0.2 \times S_n$	$0.2 \times S_n < G_h \leq 0.5 \times S_n$	$G_h > 0.5 \times S_n$
Condensateurs standards	Condensateurs "Heavy Duty" ou condensateurs avec tension nominale augmentée de 10%	Condensateurs "Heavy Duty" ou condensateurs avec tension nominale augmentée de 20% + inductance anti-harmonique	Filtrage d'harmoniques nécessaire Voir : "Détection et atténuation des harmoniques"

10 Mise en oeuvre des batteries de condensateurs

10.1 Eléments condensateurs

10.1.1 Technologie

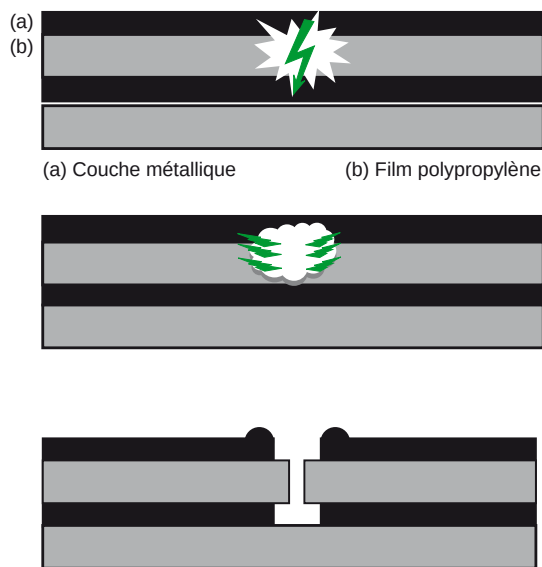
Les condensateurs en basse tension sont des composants de type sec (i.e. ne sont pas imprégnés par un diélectrique liquide), comprenant un film auto-cicatrisant en polypropylène métallisé, sous la forme d'un rouleau à deux films.

L'auto-cicatrisation est un processus par lequel le condensateur se régénère dans le cas d'un défaut dans le diélectrique qui peut se produire lors de surcharges élevées, des transitoires de tension, etc.

En cas de défaut de l'isolant, un arc de courte durée se forme (**Figure L34** - en haut). En raison de la chaleur intense engendrée par cet arc, la métallisation dans le voisinage de l'arc se vaporise (Fig **L34** - milieu).

Simultanément, les électrodes sont de nouveau isolées, ce qui maintient le fonctionnement et l'intégrité du condensateur (**Fig L34** - en bas).

Fig. L34
Illustration du phénomène
d'auto-cicatrisation



10.1.2 Schéma de protection

Les condensateurs doivent être associés à des dispositifs de protection contre les surcharges (fusibles, ou disjoncteur, ou relais de surcharge + contacteur), afin de limiter les conséquences de surintensités. Ceci peut se produire en cas de surtension ou de forte distorsion harmonique.

En plus de dispositifs de protection externes, les condensateurs sont protégés par un système élaboré (sectionneur de surpression – Pressure Sensitive Disconnect, également appelé "fusible d'arrachage"), qui déconnecte les condensateurs en cas de défaut interne. Ceci permet une coupure sûre et un isolement électrique en fin de vie du condensateur.

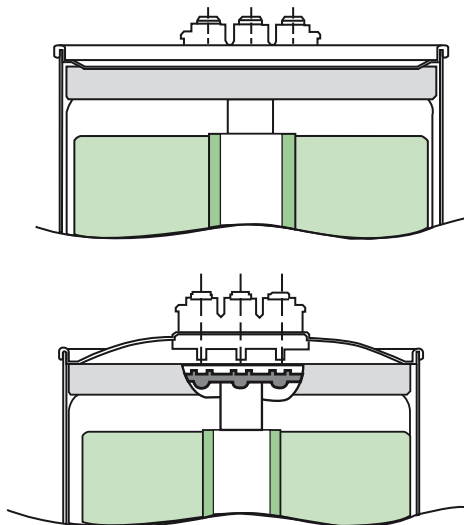
Le système de protection fonctionne comme suit :

- des niveaux de courant supérieurs à la normale, mais insuffisants pour déclencher la protection contre les surintensités peuvent parfois se produire, par exemple, en raison d'un courant de fuite dans le film diélectrique. Ces "défauts" sont souvent éliminés par auto-cicatrisation,
- si le courant de fuite persiste et l'auto-cicatrisation se répète, le défaut peut produire du gaz par vaporisation de la métallisation à l'emplacement défectueux. Cela va progressivement faire augmenter la pression à l'intérieur du boîtier. La pression ne peut conduire qu'à une expansion verticale en déformant le couvercle vers l'extérieur. Les connections se brisent à des endroits prédéterminés. Le condensateur est déconnecté de manière irréversible.

10 Mise en oeuvre des batteries de condensateurs

Fig. L35

Vue en coupe d'un condensateur triphasé avec sectionneur de surpression activé: couvercle déformé et connexions rompues



Principales caractéristiques électriques, suivant norme CEI 60831-1/2 :

"Condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs pour réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 1000 V".

Fig. L36

Principales caractéristiques des condensateurs, suivant CEI 60831-1/2

Caractéristiques électriques	
Tolérance de capacité	-5 % à +10 % pour éléments et batteries jusqu'à 100 kvar -5 % à +5 % pour éléments et batteries au-delà de 100 kvar
Gamme de température	Min : de -50 à +5°C Max : de +40 à +55°C
Intensité de surcharge admissible	1,3 x I _N
Tension de surcharge admissible	1,1 x U _N , 8 h toutes les 24 h 1,15 x U _N , 30 min chaque 24 h 1,2 x U _N , 5min 1,3 x U _N , 1min 2,15 x U _N pour 10 s (type test)
Dispositif de décharge	Jusqu'à 75 V en 3 min ou moins

L35

10.2 Choix de la protection, des dispositifs de commande et des câbles de raccordement

Le choix de la protection, des dispositifs de commande et des câbles de raccordement dépend de la charge en courant.

Pour les condensateurs, le courant est une fonction de :

- la tension du réseau (fondamentale et harmoniques),
- la puissance nominale.

Le courant nominal I_N d'une batterie de condensateurs triphasée est égale à :

$$I_N = \frac{Q}{\sqrt{3} \cdot U}$$

avec :

- Q : Puissance réactive assignée (kvar)
- U : Tension entre phases (kV) :

Des dispositifs de protection contre les surcharges doivent être mis en œuvre et ajustés selon la distorsion harmonique attendue. Le tableau suivant résume les tensions harmoniques à prendre en considération dans les différentes configurations, et le facteur de surcharge maximale correspondant I_{MP} / I_N. (I_{MP} : courant maximal admissible).

10 Mise en oeuvre des batteries de condensateurs

Fig. L37

Surcharge admissible en courant typique

Configuration	Rang harmonique					THDu max (%)	I _{MP} /I _N
	3	5	7	11	13		
Condensateurs standard						5	1,5
Condensateurs Heavy Duty						7	1,8
Condensateurs + inductance 5,7%	0,5	5	4	3,5	3	10	1,31
Condensateurs + inductance 7%	0,5	6	4	3,5	3	8	1,19
Condensateurs + inductance 14%	3	8	7	3,5	3	6	1,12

La protection court-retard des disjoncteurs (protection de court-circuit) doit être fixée à 10 x I_N pour être insensible à l'appel de courant.

10.2.1 Exemple 1 :

50 kvar - 400 V - 50 Hz - condensateurs standard

$$I_N = \frac{50}{\sqrt{3} \times 0.4} = 72 \text{ A}$$

Réglage long retard : 1,5 x 72 = 108 A

Réglage court retard : 10 x 72 = 720 A

10.2.2 Exemple 2 :

50 kvar - 400 V - 50 Hz - condensateurs + inductance 5,7%

$$I_N = 72 \text{ A}$$

Réglage long retard : 1,31 x 72 = 94 A

Réglage court retard : 10 x 72 = 720 A

10.2.3 Câbles en amont

La **Figure L38** donne la section minimale recommandée du câble en amont pour les batteries de condensateurs.

10.2.4 Câbles de commande

La section minimale de ces câbles sera de 1,5 mm² pour 230 V. Au secondaire du transformateur de courant, la section recommandée est ≥ 2,5 mm².

Fig. L38

Section des câbles de raccordement des batteries de condensateurs de moyenne et forte puissance

Puissance batterie (kvar)		Cuivre section [a]	Aluminium section [a]
230 V	400 V	(mm ²)	(mm ²)
5	10	2,5	16
10	20	4	16
15	30	6	16
20	40	10	16
25	50	16	25
30	60	25	35
40	80	35	50
50	100	50	70
60	120	70	95
70	140	95	120
90-100	180	120	185
	200	150	240
120	240	185	2 x 95
150	250	240	2 x 120
	300	2 x 95	2 x 150
180 - 210	360	2 x 120	2 x 185
245	420	2 x 150	2 x 240
280	480	2 x 185	2 x 300
315	540	2 x 240	3 x 185
350	600	2 x 300	3 x 240
385	660	3 x 150	3 x 240
420	720	3 x 185	3 x 300

[a] Section minimale ne prenant en compte aucun facteur de correction (mode d'installation, température, etc.). Les calculs ont été effectués pour des câbles unipolaires posés à l'air libre à 30°C.

10 Mise en oeuvre des batteries de condensateurs

10.2.5 Transitoires de tension

Des transitoires de tension et de courant à haute fréquence se produisent lors de la mise en service d'une batterie de condensateurs. Lors de la commutation des condensateurs non chargés, la crête maximale de tension ne dépasse pas (en l'absence d'harmoniques) deux fois la valeur de crête de la tension nominale.

Cependant, dans le cas d'un condensateur déjà chargé au moment de la fermeture de l'interrupteur, le transitoire de tension peut atteindre une valeur maximale voisine de 3 fois la valeur de crête nominale normale. Cette condition extrême se produit seulement si :

- la tension présente aux bornes du condensateur est égale à la valeur de crête de la tension nominale, et,
- les contacts de l'interrupteur se ferment au moment où la tension d'alimentation est maximale, et,
- la polarité de la tension d'alimentation est opposée à celle du condensateur chargé.

Dans une telle situation, le courant transitoire sera à sa valeur maximale possible, à savoir: deux fois la valeur maximale obtenue lors de la fermeture sur un condensateur initialement non chargé, comme indiqué précédemment.

Pour toutes autres valeurs de tension et de polarité du condensateur pré-chargé, les crêtes transitoires de tension et de courant seront inférieures à celles mentionnées ci-dessus. Dans le cas particulier où l'interrupteur se ferme alors que la tension du condensateur est égale à la tension d'alimentation (même amplitude, même polarité), il n'y a pas de transitoire de tension et de courant.

Dans le cas de commutation automatique de batteries de condensateurs en gradins, des précautions doivent par conséquent être prises pour que les condensateurs sur le point d'être mis sous tension soient complètement déchargés. Une résistance de décharge est généralement intégrée au boîtier des condensateurs.

Le temps de décharge peut être réduit si nécessaire, à l'aide de résistances de décharge extérieures d'une valeur de résistance inférieure.

Chapitre M

Détection et atténuation des harmoniques

1	Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?	M2
	1.1 Les perturbations dues aux harmoniques	M2
	1.2 Un impact économique important	M2
	1.3 Une préoccupation nécessaire lors la conception et le management des installations électriques	M2
2	Définition et origine des harmoniques	M3
	2.1 Définition des harmoniques	M3
	2.2 Origine des harmoniques	M5
3	Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure	M7
	3.1 Indicateur de distorsion harmonique : facteur de puissance	M7
	3.2 Indicateur de distorsion harmonique : facteur de crête	M7
	3.3 Spectre en fréquence	M9
	3.4 Valeurs efficaces	M9
	3.5 Intérêt de chacun des indicateurs	M9
4	Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques	M10
	4.1 Procédures pour l'analyse harmonique du réseau	M10
	4.2 Actions correctives ponctuelles	M10
	4.3 Actions préventives à long terme	M10
	4.4 Quels appareils pour mesurer ces indicateurs ?	M11
	4.5 Quels rangs d'harmonique doivent être surveillés et atténués ?	M12
5	Les principaux effets des harmoniques dans les installations	M14
	5.1 Effets des harmoniques : phénomène de résonnance	M14
	5.2 Effets des harmoniques : augmentation des pertes	M15
	5.3 Effets des harmoniques : surcharge des matériels	M16
	5.4 Effets des harmoniques : en pratique, quels harmoniques mesurer et combattre ?	M18
	5.5 Effets des harmoniques : perturbation des charges sensibles	M18
	5.6 Effets des harmoniques : impact économique	M19
	5.7 Effets des harmoniques : quelques exemples	M19
6	Les normes sur les harmoniques	M20
	6.1 Normes de compatibilité entre réseaux électriques et produits	M20
	6.2 Normes de qualité des réseaux	M20
	6.3 Norme d'installation	M20
	6.4 Normes d'appareillage	M20
	6.5 Valeurs maximales d'harmoniques acceptables	M20
7	Les solutions pour atténuer les harmoniques	M22
	7.1 Solutions de base pour atténuer les harmoniques	M22
	7.2 Filtrage des harmoniques	M23
	7.3 L'expertise pour atténuer les harmoniques	M25

M1

1 Pourquoi détecter les harmoniques et les combattre ?

1.1 Les perturbations dues aux harmoniques

Les harmoniques circulant dans les réseaux détériorent la qualité de l'énergie, et sont ainsi à l'origine de nombreuses nuisances :

- surcharge des réseaux de distribution par l'augmentation du courant actif / efficace,
- surcharge des conducteurs de neutre dont le courant peut excéder le courant dans les phases,
- surcharge, vibrations et vieillissement des alternateurs, transformateurs, moteurs, ronflement des transformateurs,
- surcharge et vieillissement des condensateurs de compensation d'énergie réactive,
- déformation de la tension d'alimentation pouvant perturber des récepteurs sensibles,
- perturbation des réseaux de communication ou des lignes téléphoniques.

1.2 Un impact économique important

Toutes ces perturbations ont un impact économique :

- le vieillissement prématuré d'un équipement signifie qu'il doit être remplacé plus tôt, à moins qu'il soit surdimensionné dès le départ,
- la surcharge du réseau de distribution signifie une puissance installée supérieure, une augmentation de la puissance souscrite pour le client industriel, et des pertes de puissance accrues,
- une distorsion de courant imprévue peut conduire à des déclenchements intempestifs et à un arrêt de production.

1.3 Une préoccupation nécessaire lors la conception et le management des installations électriques

Les harmoniques sont le résultat du nombre toujours croissant de dispositifs électroniques de puissance. Ils sont devenus très nombreux aujourd'hui en raison de leurs capacités de contrôle précis des processus, et des avantages en termes d'économie d'énergie. Des exemples typiques sont les variateurs de vitesse dans l'industrie, et les lampes fluorescentes compactes dans les zones commerciales et résidentielles.

Des normes internationales ont été publiées afin d'aider les concepteurs d'équipement et d'installations. Des limites d'émission harmonique ont été fixées, de sorte qu'aucun impact négatif inattendu lié aux harmoniques ne devrait être rencontré. En parallèle à une meilleure compréhension des effets, des solutions ont été développées par l'industrie.

La prise en compte des harmoniques est maintenant une partie intégrante de la conception des installations électriques.

2 Définition et origine des harmoniques

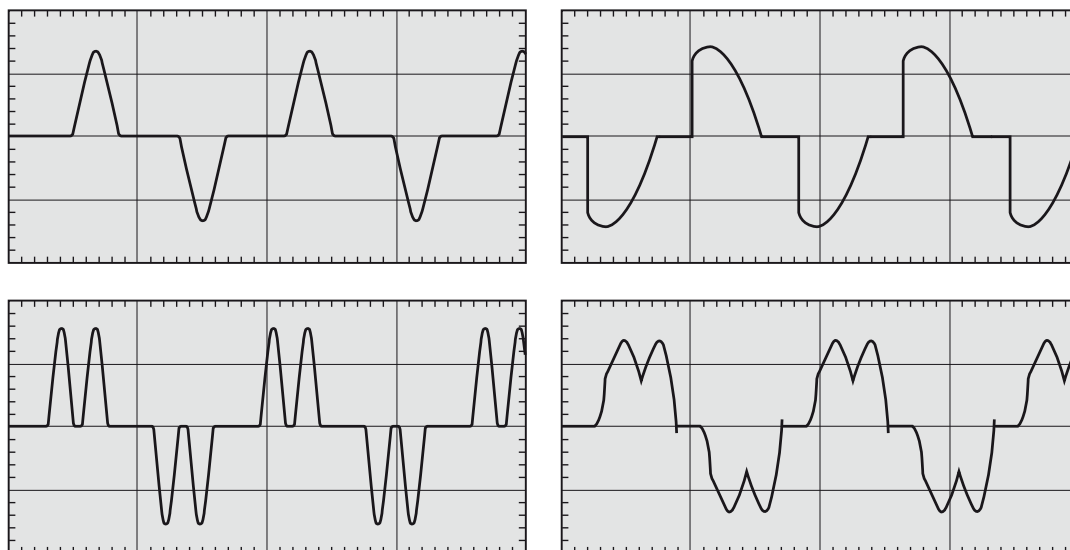
2.1 Définition des harmoniques

La présence d'harmoniques dans les systèmes électriques signifie que le courant et la tension sont déformés et s'écartent de formes d'ondes sinusoïdales.

Les courants harmoniques sont causés par des charges non linéaires connectées au système de distribution. Une charge est dite non linéaire lorsque le courant qu'elle absorbe n'a pas la même forme d'onde que la tension d'alimentation. La circulation de courants harmoniques dans les impédances du réseau crée ensuite des harmoniques de tension, qui déforment la tension d'alimentation.

Sur la **Figure M1** sont représentées des ondes de courant typiques pour des charges non linéaires monophasées (en haut) et triphasées (en bas).

Fig. M1
Exemples de formes
d'onde de courant
déformé



Le théorème de Fourier indique que toutes les fonctions périodiques non sinusoïdales peuvent être représentées comme la somme des termes (i.e. une série) constituée de :

- un terme sinusoïdal à la fréquence fondamentale,
- des termes sinusoïdaux (harmoniques) dont les fréquences sont des multiples entiers de la fréquence fondamentale,
- une composante continue, le cas échéant.

L'harmonique de rang h (communément appelé "harmonique h ") d'un signal est la composante sinusoïdale dont la fréquence est h fois la fréquence fondamentale.

L'équation de la décomposition harmonique d'une fonction périodique $y(t)$ est présentée ci-dessous :

$$y(t) = Y_0 + \sum_{h=1}^{h=\infty} Y_h \sqrt{2} \sin(h\omega t - \varphi_h)$$

Où :

- Y_0 : valeur de la composante continue généralement nulle et considérée comme telle ci-après,
- Y_h : valeur efficace de l'harmonique de rang h ,
- ω : vitesse angulaire de la fréquence fondamentale,
- φ_h : phase de la composante harmonique à $t = 0$.

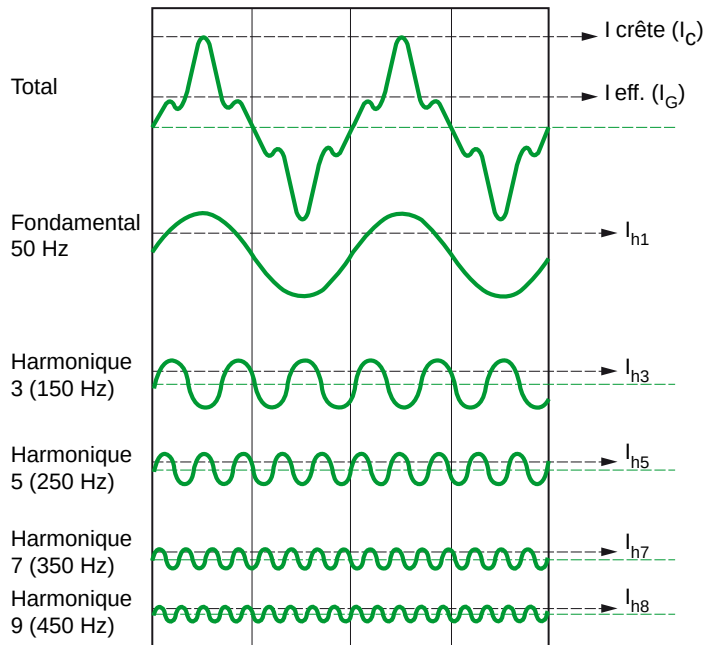
La **Figure M2** représente un exemple d'une onde de courant affectée par la distorsion harmonique sur un système de distribution électrique à 50 Hz. Le signal déformé est la somme de composantes harmoniques superposées :

- la valeur de la fréquence fondamentale (ou harmonique de rang 1) est de 50 Hz,
- l'harmonique de rang 3 a une fréquence de 150 Hz,
- l'harmonique de rang 5 a une fréquence de 250 Hz,
- etc.

2 Définition et origine des harmoniques

Fig. M2

Exemple d'un courant
contenant des
harmoniques et
décomposition en rangs
harmoniques de rang 1
(fondamental), 3, 5, 7 et 9



2.1.1 Composante harmonique individuelle (ou composante harmonique de rang h)

La composante harmonique individuelle est définie comme étant le pourcentage d'harmoniques de rang h par rapport à la composante fondamentale.

Notamment :

$$u_h(\%) = 100 \frac{U_h}{U_1} \quad \text{pour les harmoniques de tension}$$

$$i_h(\%) = 100 \frac{I_h}{I_1} \quad \text{pour les harmoniques de courant}$$

2.1.2 Distorsion harmonique totale (THD)

La distorsion harmonique totale (THD) est un indicateur de la distorsion d'un signal. Il est largement utilisé en génie électrique et dans la gestion des harmoniques en particulier.

Pour un signal Y, le THD est défini comme suit :

$$THD = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{Y_h}{Y_1} \right)^2} = \frac{\sqrt{Y_2^2 + Y_3^2 + \dots + Y_H^2}}{Y_1}$$

THD est le rapport entre la valeur efficace de toutes les composantes harmoniques du signal Y, ramenée à la composante fondamentale Y1.

H est généralement pris égal à 50, mais peut être limité dans la plupart des cas à 25.

A noter que THD peut être supérieur à 1 et est généralement exprimé en pourcentage.

2.1.3 THD en courant ou en tension

Pour les harmoniques de courant l'équation est : $THD_i = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{I_h}{I_1} \right)^2}$

En introduisant la valeur efficace du courant : $I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^{h=H} I_h^2}$

Nous obtenons la relation suivante : $THD_i = \sqrt{\left(\frac{I_{rms}}{I_1} \right)^2 - 1}$

Equivalent à : $I_{rms} = I_1 \sqrt{1 + THD_i^2}$

2 Définition et origine des harmoniques

Exemple

Pour $THDi = 40\%$, nous obtenons : $I_{rms} = I_1 \sqrt{1 + (0,4)^2} = I_1 \sqrt{1 + 0,16} \approx I_1 \times 1,08$

Pour les harmoniques de tension, l'équation est : $THDu = \sqrt{\sum_{h=2}^{h=H} \left(\frac{U_h}{U_1}\right)^2}$

2.2 Origine des harmoniques

Les dispositifs générateurs d'harmoniques sont présents dans tous les secteurs industriels, tertiaires et domestiques. Les harmoniques sont le fait d'une charge non-linéaire (le courant qu'elle absorbe n'a pas la même forme que la tension qui l'alimente).

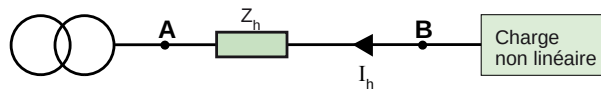
Exemples de charges non-linéaires :

- les équipements industriels (machines à souder, fours à arc, fours à induction, redresseurs),
- les variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones ou moteurs à courant continu,
- les onduleurs,
- les appareils de bureautique (ordinateurs, photocopieurs, fax, etc.),
- les appareils domestiques (TV, fours micro-ondes, éclairage néon, etc.),
- certains équipements avec saturation magnétique (transformateurs).

2.2.1 Perturbations induites par les charges non-linéaires : courant et tension harmoniques

L'alimentation de charges non-linéaires génère des courants harmoniques, circulant dans le réseau. La tension harmonique est due à la circulation du courant harmonique dans les impédances des circuits d'alimentation (ensemble transformateur et réseau, dans le cas de la **Figure M3**).

Fig. M3
Schéma unifilaire
représentant l'impédance
du circuit d'alimentation
vue par l'harmonique de
rang h



L'impédance inductive d'un conducteur augmente en fonction de la fréquence du courant qui le parcourt. A chaque courant harmonique de rang h correspond donc une impédance de circuit d'alimentation Z_h .

Le courant harmonique de rang h va créer à travers l'impédance Z_h une tension harmonique U_h , avec $U_h = Z_h \times I_h$, par simple application de la loi d'Ohm. La tension en B est donc déformée. Tout appareil alimenté à partir du point B recevra alors une tension perturbée.

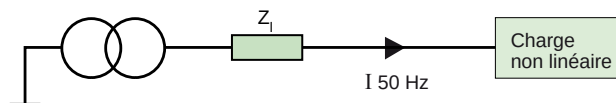
Cette déformation sera d'autant plus forte que les impédances du réseau sont importantes, pour un courant harmonique donné.

2.2.2 Circulation des courants harmoniques dans les réseaux

Tout se passe comme si les charges non-linéaires réinjectaient un courant harmonique dans le réseau en direction de la source.

Les **Figures M4** et **M4b** présentent la vue d'une installation polluée par les harmoniques considérant tout d'abord l'installation parcourue par le courant de fréquence 50 Hz (voir Fig. M4), auquel se superpose l'installation parcourue par le courant harmonique de rang h (voir Fig. M4b).

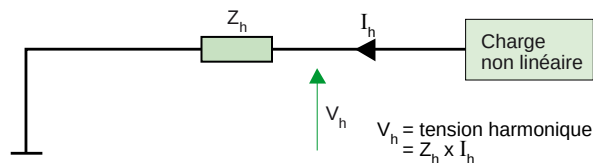
Fig. M4
Schéma d'une installation
alimentant une charge
non-linéaire, pour laquelle
seuls les phénomènes
liés à la fréquence 50 Hz
(fréquence fondamentale)
sont pris en considération



2 Définition et origine des harmoniques

Fig. M4b

Schéma de la même installation, pour laquelle seuls les phénomènes liés à la fréquence de l'harmonique de rang h sont pris en compte

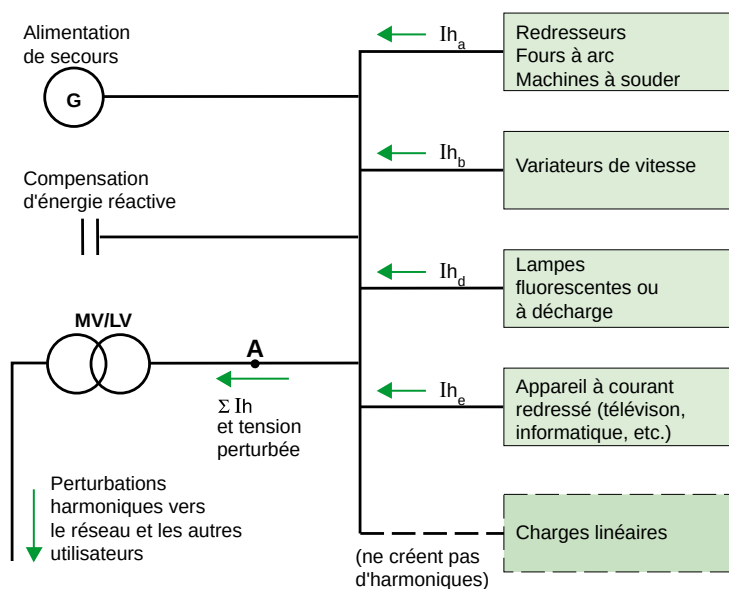


L'alimentation de cette charge non-linéaire génère dans le réseau la circulation du courant $I_{50\text{Hz}}$ (représenté sur la Fig. M4), auquel s'ajoute chacun des courants harmoniques I_h (représenté sur la Fig. M4b) correspondant à chaque harmonique de rang h .

Considérant toujours le modèle des charges réinjectant un courant harmonique dans le réseau, la **Figure M5** représente la circulation des courants harmoniques dans un réseau.

Fig. M5

Circulation des courants harmoniques dans un réseau



A remarquer sur cette figure que si certaines charges créent dans le réseau des courants harmoniques, d'autres charges peuvent absorber ces courants.

3 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure

Un certain nombre d'indicateurs sont utilisés pour quantifier et évaluer la distorsion harmonique des ondes de courant et de tension, à savoir :

- facteur de puissance,
- facteur de crête,
- spectre harmonique,
- valeur efficace.

Ces indicateurs sont indispensables pour déterminer les mesures correctives nécessaires.

3.1 Indicateur de distorsion harmonique : facteur de puissance

Le facteur de puissance λ est le rapport de la puissance active P (kW) à la puissance apparente S (kVA). Voir chapitre L : Compensation d'Energie Réactive.

$$\lambda = \frac{P(kW)}{S(kVA)}$$

Le facteur de puissance ne doit pas être confondu avec le facteur de déplacement ($\cos \phi$), relatif uniquement aux signaux fondamentaux.

Comme la puissance apparente est calculée à partir des valeurs efficaces, le facteur de puissance tient compte de la distorsion de tension et de courant.

Lorsque la tension est sinusoïdale ou pratiquement sinusoïdale ($THD_u \sim 0$), on peut admettre que la puissance active est seulement fonction du courant fondamental.

Alors : $P \approx P_1 = U_1 I_1 \cos \phi$

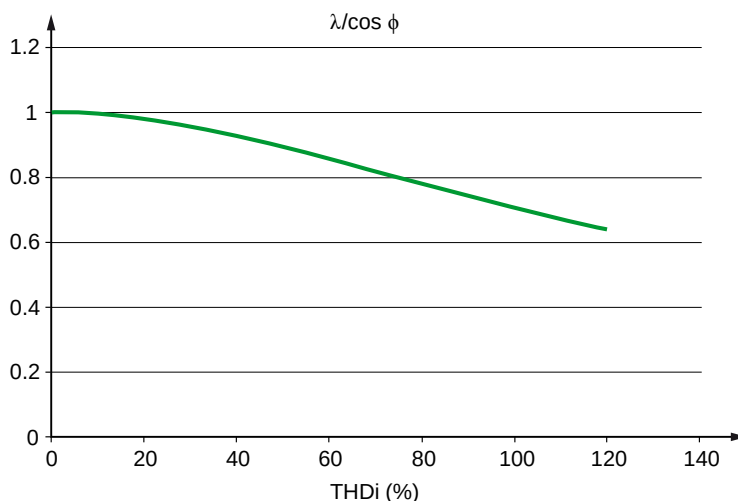
En conséquence : $\lambda = \frac{P}{S} = \frac{U_1 I_1 \cos \phi}{U_1 I_{rms}}$

Comme on a : $\frac{I_1}{I_{rms}} = \frac{1}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$ (voir "Définitions")

Alors : $\lambda \approx \frac{\cos \phi}{\sqrt{1 + THD_i^2}}$

La **Figure M6** montre la courbe de $\lambda/\cos \phi$ en fonction de THD_i , pour $THD_u \sim 0$.

Fig. M6
Variation de $\lambda/\cos \phi$ en
fonction de THD_i , pour
 $THD_u \sim 0$



M7

3.2 Indicateur de distorsion harmonique : facteur de crête

Le facteur de crête est le rapport entre la valeur crête du courant ou de la tension (I_M ou U_M) et leurs valeurs efficaces.

- Pour un signal sinusoïdal, le facteur de crête est donc égal à $\sqrt{2}$.
- Pour un signal non sinusoïdal, le facteur de crête peut être supérieur ou inférieur à $\sqrt{2}$.

Le facteur de crête du courant absorbé par les charges non linéaires est généralement beaucoup plus élevé que $\sqrt{2}$. Il est généralement compris entre 1,5 et 2 et peut même atteindre 5 dans les cas extrêmes. Un facteur de

3 Les indicateurs essentiels de la distortion harmonique et les principes de mesure

crête élevé signifie un courant crête élevé qui, lorsqu'il est détecté par un dispositif de protection, peut provoquer des déclenchements intempestifs.

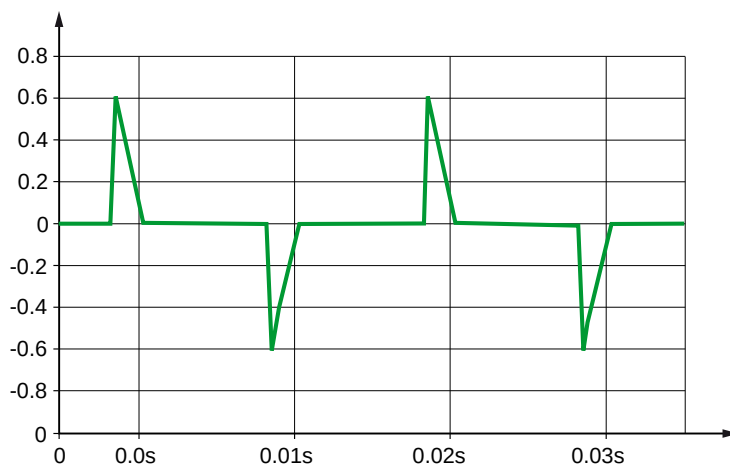
Exemples :

La **Figure M7** représente le courant absorbé par une lampe fluo-compacte.

- $I_{r.m.s.}$: 0,16 A
- I_M : 0,6 A
- THD_i : 145%
- Facteur de crête : 3,75

Fig. M7

Courant typique absorbé par une lampe fluo-compacte

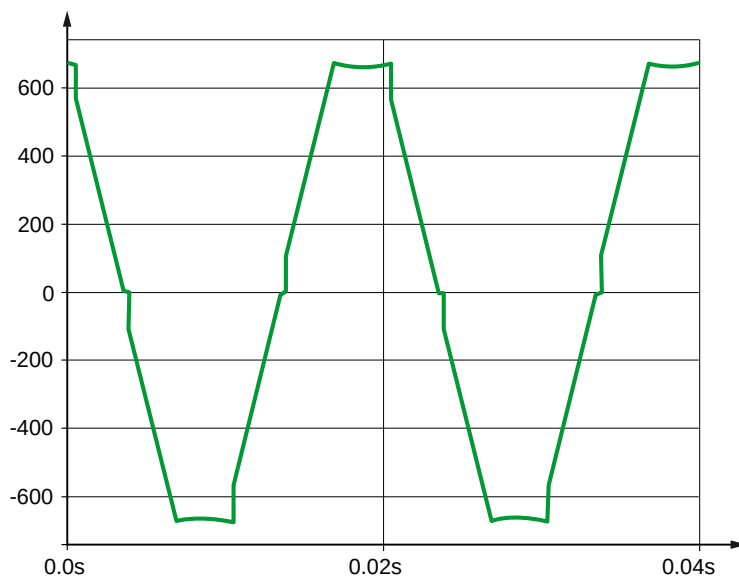


La **Figure M8** représente la tension alimentant des charges non-linéaires par une ligne d'impédance élevée, avec un "sommet plat", forme d'onde déformée typique.

- $V_{r.m.s.}$: 500 V
- V_M : 670 V
- THD_u : 6,2%
- Facteur de crête : 1,34

Fig. M8

Forme d'onde typique de tension en cas d'alimentation de charges non-linéaires par une ligne d'impédance élevée



3 Les indicateurs essentiels de la distorsion harmonique et les principes de mesure

3.3 Spectre en fréquence

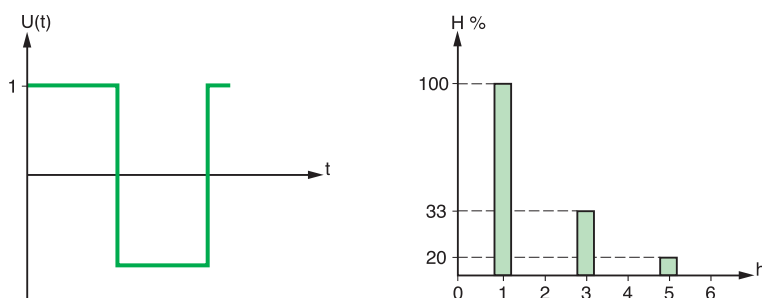
Le spectre harmonique est la représentation de l'amplitude de chaque rang d'harmonique en fonction de sa fréquence.

La **Figure M9** montre un exemple de spectre harmonique pour un signal rectangulaire.

Chaque type d'appareil générant des courants harmoniques absorbe un courant de forme particulière, avec un contenu harmonique spécifique.

Cette caractéristique peut être illustrée en utilisant le spectre harmonique.

Fig. M9
Spectre harmonique pour un signal rectangulaire $U(t)$



3.4 Valeurs efficaces

Les valeurs efficaces de tension et de courant peuvent être calculées en fonction de la valeur efficace des différentes composantes harmoniques :

$$I_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^H I_h^2} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + \dots + I_H^2}$$

$$V_{rms} = \sqrt{\sum_{h=1}^H V_h^2} = \sqrt{V_1^2 + V_2^2 + \dots + V_H^2}$$

M9

3.5 Intérêt de chacun des indicateurs

THD_U est un indicateur de la distorsion de l'onde de tension.

Ci-dessous sont fournies des valeurs indicatives de THD_U et les conséquences correspondantes dans une installation :

- ≤ 5% : situation normale, pas de risque de dysfonctionnements,
- 5 à 8% : distorsion harmonique significative, certains défauts de fonctionnement sont possibles,
- ≥ 8% : distorsion harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et l'installation de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

THD_I est un indicateur de la distorsion de l'onde de courant.

La distorsion du courant peut être différente dans les différentes parties de l'installation. L'origine de possibles perturbations peut être détectée en mesurant le THD_I des différents circuits.

Ci-dessous sont fournies des valeurs indicatives de THD_I et les conséquences correspondantes pour une installation complète :

- ≤ 10% : situation normale, pas de risque de dysfonctionnements,
- 10 à 50% : distorsion harmonique significative avec un risque d'élévation de la température, nécessitant en conséquence un surdimensionnement des câbles et des sources,
- ≥ 50% : distorsion harmonique importante, des dysfonctionnements sont probables. Une analyse approfondie et l'installation de dispositifs d'atténuation sont nécessaires.

Le **Facteur de puissance λ** est utilisé pour déterminer le calibre des différents dispositifs de l'installation.

Le **Facteur de crête** est utilisé pour caractériser l'aptitude d'un générateur (ou ASI) à fournir des courants instantanés élevés. Par exemple, du matériel informatique absorbe un courant très déformé dont le facteur de crête peut atteindre 3 à 5.

Le **Spectre harmonique** fournit une représentation différente des signaux électriques et peut être utilisé pour évaluer leur déformation.

4 Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques

4.1 Procédures pour l'analyse harmonique du réseau

Mesures des harmoniques réalisées sur site industriel ou tertiaire

- A titre préventif, afin d'avoir une vue globale sur l'état du réseau (cartographie du réseau).
- En vue de mesures correctives, afin de déterminer l'origine d'une perturbation et de déterminer les solutions requises pour l'éliminer.
- Pour vérifier la validité d'une solution (à la suite de modifications dans le réseau de distribution pour vérifier la réduction des perturbations harmoniques).

Les indicateurs harmoniques peuvent être mesurés

- Par un expert présent sur le site pour une période de temps limitée (une journée), fournissant une indication précise mais limitée.
- Par des instruments de mesure installés et fonctionnant pendant une période de temps significative (au moins une semaine) fournissant un aperçu fiable de la situation.
- Ou par des dispositifs installés en permanence dans le réseau de distribution, ce qui permet un suivi de la qualité de l'énergie.

4.2 Actions correctives ponctuelles

Ce type d'action est effectué lorsque des perturbations sont observées, et que les harmoniques sont suspectés. Afin de déterminer l'origine des perturbations, des mesures de courant et de tension sont effectuées :

- au niveau de la source d'alimentation,
- sur les jeux de barres du tableau principal de distribution (ou sur les jeux de barres MT),
- sur chaque départ du tableau général de distribution.

Pour des résultats précis, il est nécessaire de connaître les conditions exactes de fonctionnement de l'installation et en particulier l'état des batteries de condensateurs (en fonctionnement ou non, nombre de gradins connectés).

Les résultats des mesures aideront l'analyse afin de :

- déterminer l'éventuel déclassement nécessaire des équipements de l'installation,
- ou,
- déterminer le calibre de tous les systèmes de protection et de filtrage d'harmoniques nécessaires devant être installés dans le réseau de distribution, ou,
 - contrôler la conformité de l'installation électrique avec les normes ou règlements applicables par le Distributeur (limite d'émission harmonique maximale admissible).

4.3 Actions préventives à long terme

Pour un certain nombre de raisons, l'installation de dispositifs de mesure permanents dans le réseau de distribution est très avantageuse :

- la présence d'un expert sur place est limitée dans le temps et il n'est pas toujours possible d'observer toutes les situations possibles. Seules des mesures effectuées en un certain nombre de points différents de l'installation et sur une période suffisamment longue (une semaine à un mois), permettent de fournir une vue d'ensemble du fonctionnement et de prendre en compte toutes les situations qui peuvent se produire suivant :
 - les fluctuations de la source d'alimentation,
 - les variations dans le fonctionnement de l'installation,
 - l'ajout de nouveaux équipements dans l'installation,
- des appareils de mesure installés dans le réseau de distribution permettent de préparer et de faciliter le diagnostic des experts, réduisant ainsi le nombre et la durée de leurs visites,
- des appareils de mesure installés en permanence détectent les perturbations survenant suite à l'installation de nouveaux équipements, à la mise en œuvre de nouveaux modes de fonctionnement ou aux fluctuations dans le réseau d'alimentation,
- Pour une évaluation globale de l'état du réseau (analyse préventive), ceci évite :
 - la location de matériel de mesure,
 - l'appel à des experts,
 - la connexion et déconnexion d'équipement de mesure. Pour l'évaluation globale de l'état du réseau, l'analyse sur le Tableau Général Basse Tension (TGBT) peut souvent être effectuée par l'appareil d'arrivée et / ou les appareils de mesure équipant chaque départ,
- pour les actions correctives, il est possible de :
 - déterminer les conditions de fonctionnement au moment de l'incident,
 - dresser une carte du réseau de distribution et évaluer la solution mise en œuvre.

Le diagnostic peut être amélioré par l'utilisation d'un équipement dédié supplémentaire en cas de problème spécifique.

4 Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques

4.4 Quels appareils pour mesurer ces indicateurs ?

Les appareils de mesure fournissent des informations instantanées et moyennes concernant les harmoniques. Les valeurs instantanées sont utilisées pour l'analyse des perturbations liées aux harmoniques.

Les valeurs moyennes sont utilisées pour l'évaluation de Qualité de l'Energie.

Les appareils de mesure les plus récents sont conçus conformément à la norme CEI 61000-4-7: "Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 4-7: Techniques d'essai et de mesure - Guide général relatif aux mesures d'harmoniques et d'interharmoniques, ainsi qu'à l'appareillage de mesure, applicable aux réseaux d'alimentation et aux appareils qui y sont raccordés".

Les valeurs fournies incluent :

- le spectre harmonique des courants et tensions (amplitudes et pourcentages du fondamental),
- le THD pour le courant et la tension,
- pour une analyse spécifique: l'angle de phase entre la tension harmonique et le courant du même rang et la phase des harmoniques par rapport à une référence commune (par exemple, la tension fondamentale).

Les valeurs moyennes sont des indicateurs à long terme de la Qualité de l'Energie. Des données statistiques typiques et pertinentes sont par exemple des mesures moyennées par intervalles de 10 minutes, pendant les périodes d'observation de 1 semaine.

Afin de répondre aux objectifs de Qualité d'Energie, 95% des valeurs mesurées doivent être inférieures à la valeur spécifiée.

La **Fig. M10** donne la tension harmonique maximale répondant aux exigences de la norme EN50160: "Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution", en basse et moyenne tension.

Fig. M10
Valeurs des tensions
harmoniques individuelles
aux bornes d'alimentation
pour les rangs jusqu'à 25,
en pour cent de la tension
fondamentale U_1

Harmoniques impairs Non multiples de 3		Harmoniques impairs Multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang h	Amplitude relative U_h : %	Rang h	Amplitude relative U_h : %	Rang h	Amplitude relative U_h : %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6...24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

M11

4.4.1 Les instruments portables

Les méthodes traditionnelles d'observation et de mesure incluent :

Oscilloscope

Une première indication de la distorsion qui affecte un signal peut être obtenue en observant le courant ou la tension à l'aide d'un oscilloscope.

Une forme d'onde qui diffère d'une sinusoïde indique clairement la présence d'harmoniques. Des pics de courant et de tension peuvent être observés.

A noter cependant que cette méthode ne fournit pas une quantification précise des composantes harmoniques.

Analyseur numérique

Seuls les analyseurs numériques récents peuvent fournir les valeurs de tous les indicateurs mentionnés avec une précision suffisante.

Ils utilisent des techniques numériques, en particulier un algorithme de haute performance appelé Transformée de Fourier Rapide (ou Fast Fourier Transform - FFT). Les signaux de courant ou de tension sont numérisés, et l'algorithme est appliqué sur les données relatives à des fenêtres de temps de 10 (systèmes à 50 Hz) ou 12 périodes (pour les systèmes à 60 Hz) de la fréquence d'alimentation.

L'amplitude et la phase des harmoniques sont calculées jusqu'à l'ordre 40 ou 50 en fonction de la classe de mesure.

Le traitement des valeurs successives calculées au moyen de la FFT (lissage, classement, statistiques) peut être réalisée par le dispositif de mesure ou par un logiciel externe.

4.4.2 Fonctions des analyseurs numériques

- Calculer les valeurs des indicateurs harmoniques (facteur de puissance, facteur de crête, amplitude harmonique individuelle, THD).

4 Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques

- Dans les analyseurs multicanaux: fourniture quasiment en temps réel de la décomposition spectrale simultanée des courants et des tensions.
- Effectuer diverses fonctions complémentaires (corrections, détection statistique, gestion de mesure, affichage, communication, etc.).
- Le stockage des données.

Fig. M11

Mise en œuvre d'un enregistreur numérique de qualité de l'énergie dans un tableau



4.4.3 Instruments fixes

L'instrumentation en tableaux fournit des informations continues au gestionnaire de l'installation électrique. Les données peuvent être accessibles à travers des dispositifs de surveillance dédiés ou par les déclencheurs numériques des disjoncteurs.

Fig. M12

Exemple de dispositif de mesure de puissance (PowerLogic ION7650)



M12

Fig. M13

Exemples de déclencheurs numériques de disjoncteurs fournissant des informations relatives aux harmoniques



Disjoncteur



Déclencheur Micrologic pour disjoncteur



Disjoncteur Compact NSX

4.5 Quels rangs d'harmonique doivent être surveillés et atténués ?

Les rangs d'harmoniques les plus significatifs dans les réseaux de distribution triphasés sont les ordres impairs (3, 5, 7, 9, 11, 13 ...).

Les harmoniques de rang 3 (et multiples de 3) ne sont présents que dans les systèmes triphasés à quatre fils, lorsque des charges monophasées sont connectées entre phase et neutre.

4 Mesure des harmoniques dans les réseaux électriques

Les Distributeurs d'Electricité sont essentiellement préoccupés par les rangs bas d'harmoniques (5, 7, 11, et 13).

De manière générale, le traitement des harmoniques de rang inférieur (jusqu'à 13) est suffisant. Un traitement plus complet tient compte des harmoniques jusqu'au rang 25.

Normalement, les amplitudes des harmoniques diminuent lorsque la fréquence augmente. Des mesures suffisamment précises sont obtenues en mesurant les harmoniques jusqu'au rang 30.

5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

5.1 Effets des harmoniques : phénomène de résonance

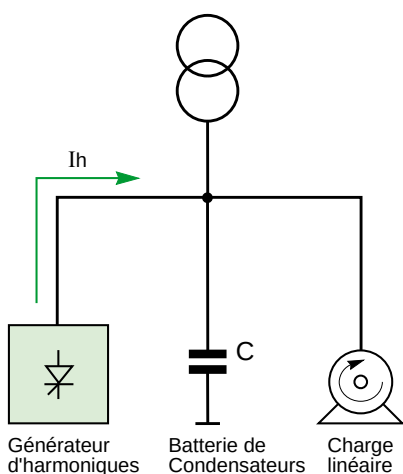
L'association sur les réseaux d'éléments capacitifs et inductifs entraîne l'apparition de phénomènes de résonance. Ceux-ci se manifestent par des valeurs extrêmement élevées ou extrêmement faibles des impédances. Ces variations d'impédance vont modifier les courants et tensions présents sur le réseau.

Dans ce paragraphe, seuls sont abordés les phénomènes de type résonance parallèle, les plus fréquents.

Considérons le schéma simplifié suivant (voir **Fig. M14**), représentant une installation comprenant :

- un transformateur d'alimentation,
- des charges linéaires,
- des charges non-linéaires génératrices de courants harmoniques,
- des condensateurs de compensation.

Fig. M14
Schéma réel d'une
installation



Pour une analyse harmonique, le schéma équivalent est le suivant (voir **Fig. M15**) :

L'impédance Z vaut :

$$Z = \frac{jL_s\omega}{1 - L_sC\omega^2}$$

en négligeant R, où

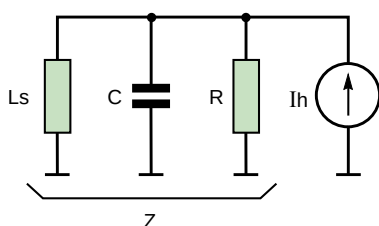
- L_s = Inductance de l'alimentation (réseau + transformateur + ligne)
- C = Capacité des condensateurs de compensation
- R = Résistance des charges linéaires
- I_h = Courant harmonique de rang h

Il y a résonance lorsque le dénominateur $1 - L_sC\omega^2$ tend vers zéro. La fréquence correspondante est alors appelée fréquence de résonance du circuit. A cette fréquence, l'impédance aura sa valeur maximale.

Il y a donc une apparition de tensions harmoniques importantes et donc une forte distorsion de tension. Ces distorsions de tensions s'accompagnent de circulations de courants harmoniques dans le circuit $L_s + C$ supérieurs aux courants harmoniques injectés.

Le réseau d'alimentation ainsi que les condensateurs de compensation sont soumis à des courants harmoniques importants et donc à des risques de surcharge. Pour éviter le phénomène de résonance, la solution consiste à ajouter des bobines anti-harmoniques en série avec les condensateurs.

Fig. M15
Schéma équivalent de
l'installation M14



5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

5.2 Effets des harmoniques : augmentation des pertes

5.2.1 Pertes dans les conducteurs

La puissance active transmise à une charge est fonction du courant fondamental.

Lorsque le courant absorbé par la charge contient des harmoniques, la valeur efficace de ce courant, I_{eff} , est supérieure au fondamental I_1 .

La définition du THD donne :

$$THD = \sqrt{\left(\frac{I_{eff}}{I_1}\right)^2 - 1}$$

d'où :

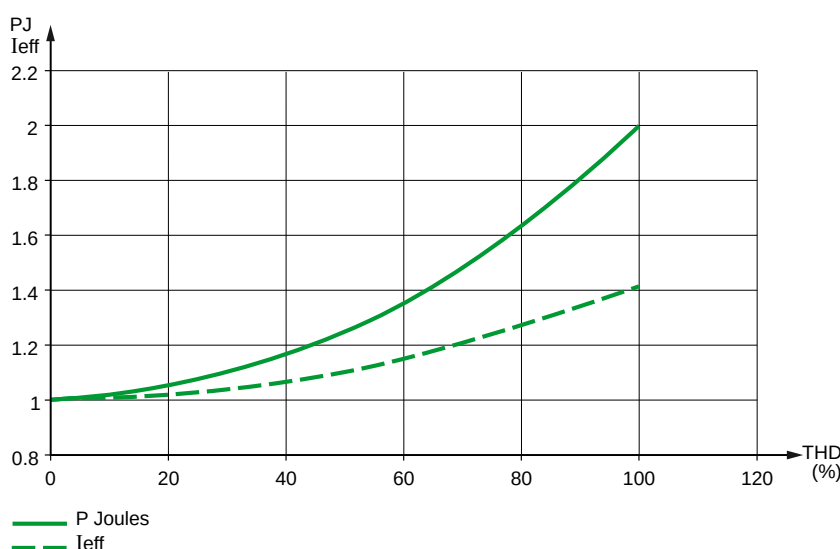
$$I_{eff} = I_1 \sqrt{1 + THD^2}$$

Sur la **Figure M16** ont été représentés, en fonction du taux de distorsion harmonique :

- l'accroissement du courant efficace I_{eff} pour une charge absorbant un courant fondamental donné,
- l'accroissement des pertes Joule PJ, sans tenir compte de l'effet de peau
(Sur le graphique, la référence 1 pour I_{eff} et PJ correspond à l'absence d'harmonique).

Les courants harmoniques provoquent donc une augmentation des pertes Joule dans tous les conducteurs qu'ils parcourent et un échauffement supplémentaire dans les transformateurs, appareillages, câbles...

Fig. M16
Evolution du courant
efficace et des pertes
Joule en fonction de la
valeur du THD



M15

5.2.2 Pertes dans les machines asynchrones

Les tensions harmoniques de rang h appliquées aux machines asynchrones provoquent la circulation dans le rotor de courants de fréquences supérieures à 50 Hz, responsables de pertes supplémentaires.

Ordres de grandeur

- Une tension d'alimentation quasi rectangulaire provoque **une augmentation des pertes de 20%**.
- Une tension d'alimentation avec les taux d'harmoniques u_h suivant $u_5 = 8\%$ (de U_1 , la tension fondamentale), $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, soit un THD_u de 10%, implique une augmentation des pertes de 6%.

5.2.3 Pertes dans les transformateurs

Les courants harmoniques circulant dans les transformateurs provoquent une augmentation des "pertes cuivre" par effet Joule et des "pertes fer" par courants de Foucault. Les tensions harmoniques sont responsables de pertes fer par hystérésis.

Les pertes dans les bobinages varient comme le carré du THD_i , et les pertes dans le noyau linéairement en fonction du THD_u .

Dans les transformateurs de distribution publique, où les taux de distorsion sont limités, les pertes augmentent de 10 à 15%.

5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

5.2.4 Pertes dans les condensateurs

Les tensions harmoniques appliquées aux condensateurs provoquent la circulation de courants proportionnels à la fréquence des harmoniques.

Ces courants sont responsables de pertes supplémentaires.

Exemple

Une tension d'alimentation a les taux d'harmoniques u_h de rang h suivants :

Tension fondamentale U_1 , tensions harmoniques : $u_5 = 8\%$ de U_1 , $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, ce qui représente un THD_u de 10%. L'intensité du courant est multipliée par 1,19. Les pertes Joule sont multipliées par $1,19^2 = 1,4$.

5.3 Effets des harmoniques : surcharge des matériels

5.3.1 Alternateurs

Les alternateurs alimentant des charges non-linéaires doivent être déclassés en raison des pertes supplémentaires créées par les courants harmoniques. Ce déclassement est de l'ordre de 10% pour un alternateur alimentant 30% de charges non-linéaires, d'où la nécessité de surdimensionner l'appareil.

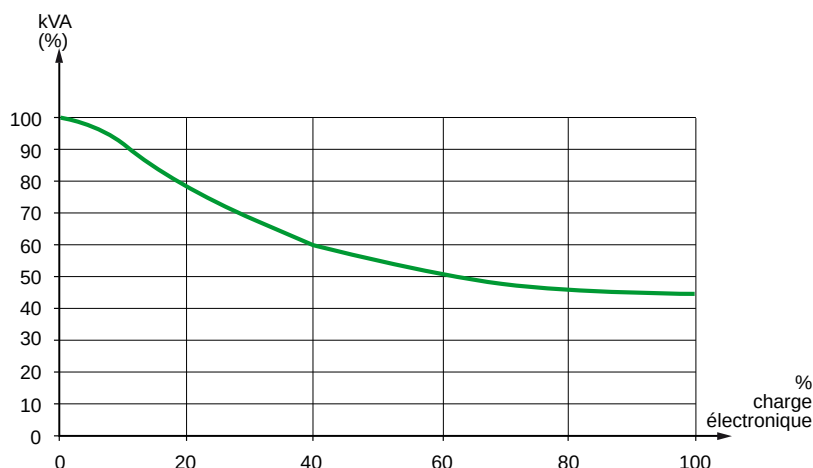
5.3.2 Onduleurs

Le courant absorbé par du matériel informatique présente un facteur de crête élevé, aussi un onduleur dimensionné sur la seule valeur de courant efficace risque de ne pas pouvoir fournir la crête de courant nécessaire et de se trouver en surcharge.

5.3.3 Transformateurs

- La courbe suivante (voir Fig. M17) donne le déclassement typique à appliquer à un transformateur alimentant des charges électroniques.

Fig. M17
Taux de déclassement à
appliquer à un
transformateur alimentant
des charges
électroniques



Exemple

Si le transformateur alimente 40% de charges électroniques, le déclassement vaut 40%.

- Le guide UTE C15-112 fournit un facteur de déclassement des transformateurs fonction des courants harmoniques :

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,1 \left(\sum_{h=2}^{40} h^{1,6} T_h^2 \right)}}$$

$$T_h = \frac{I_h}{I_1}$$

Valeurs typiques :

- Courant de forme rectangulaire (spectre en $1/h^{[1]}$) : $k = 0,86$

[1] En réalité, c'est le cas pour tout redresseur de courant (redresseur triphasé, four à induction, ...).

5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

- Courant type convertisseur de fréquence (THD $\approx$ 50%) : $k = 0,80$

5.3.4 Machines asynchrones

La norme CEI 60892 définit un taux d'harmoniques pondéré (Harmonic Voltage Factor) dont l'expression et la valeur maximale sont données ci-dessous :

$$HVF = \sqrt{\sum_{h=2}^{13} \frac{U_n}{h^2}} \leq 0,02$$

Exemple

Une tension d'alimentation a une tension fondamentale U_1 et des tensions harmoniques $u_3 = 2\%$ de U_1 , $u_5 = 3\%$, $u_7 = 1\%$. Le THD_u vaut 3,7%, et $HVF = 0,018$. Le taux d'harmoniques pondéré est très proche de la valeur limite au-delà de laquelle la machine doit être déclassée. Pratiquement, ne pas dépasser un THD_u de 10 % pour l'alimentation de la machine.

5.3.5 Condensateurs

Le courant efficace circulant dans les condensateurs ne doit pas excéder, selon la norme CEI 60831-1, 1,3 fois leur courant nominal.

En reprenant l'exemple cité plus haut : Tension fondamentale U_1 , tensions harmoniques $u_5 = 8\%$ de U_1 , $u_7 = 5\%$, $u_{11} = 3\%$, $u_{13} = 1\%$, soit un THD_u de 10%, conduit à $\frac{I_{eff}}{I_1} = 1,19$, à tension nominale. Pour une valeur de tension

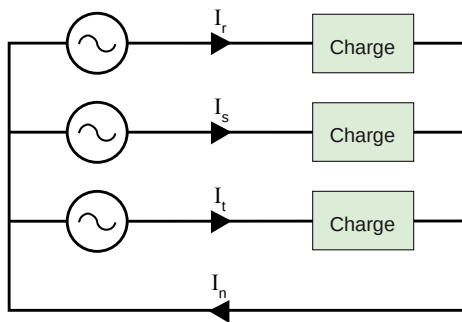
égale à 1,1 fois la tension nominale, la limite de $\frac{I_{eff}}{I_1} = 1,3$, est atteinte, il faut donc revoir le dimensionnement des condensateurs.

5.3.6 Conducteurs de neutre

Soit le système constitué d'une source triphasée équilibrée et de 3 charges monophasées identiques connectées entre phases et neutre (voir **Fig. M18**), la **Figure M19** montre un exemple des courants parcourant les trois phases et du courant résultant dans le conducteur de neutre.

Fig. M18

Principe de circulation des courants dans les différents conducteurs reliés à une source triphasée

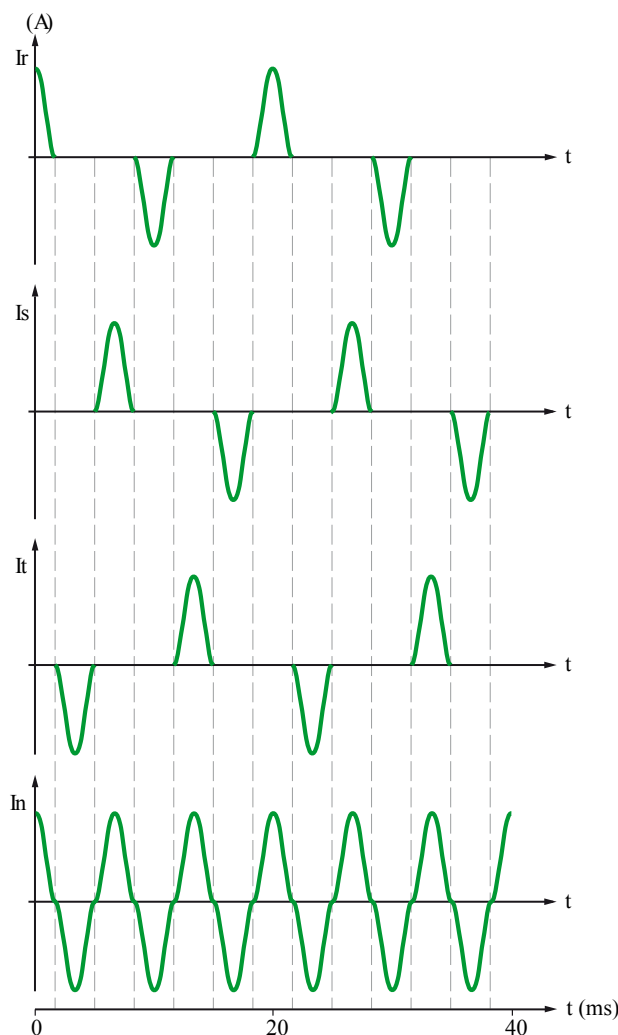


Dans cet exemple, le courant dans le conducteur neutre a une valeur efficace de $\sqrt{3}$ fois supérieure à celle du courant dans une phase. Le conducteur de neutre doit donc être renforcé en conséquence.

5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

Fig. M19

Exemple de valeurs de courants circulant dans les différents conducteurs reliés à une charge triphasée : ($I_n = I_r + I_s + I_t$)



M18

5.4 Effets des harmoniques : en pratique, quels harmoniques mesurer et combattre ?

Les harmoniques les plus fréquemment rencontrés dans le cas des réseaux triphasés sont les harmoniques de rangs impairs. L'amplitude des harmoniques décroît normalement avec la fréquence. Au-delà du rang 50, les courants harmoniques sont négligeables et leur mesure n'est plus significative. Ainsi, une bonne précision de mesure est obtenue en considérant les harmoniques jusqu'au rang 30. Les distributeurs d'énergie surveillent les harmoniques de rangs 3, 5, 7, 11 et 13.

Pratiquement, la compensation des harmoniques des rangs les plus bas (jusqu'au rang 13) est généralement suffisante. Une bonne compensation prendra également en compte les harmoniques jusqu'au rang 25.

5.5 Effets des harmoniques : perturbation des charges sensibles

5.5.1 Effet de la déformation de la tension d'alimentation

La déformation de la tension d'alimentation peut perturber le fonctionnement d'appareils sensibles :

- dispositifs de régulation (température),
- matériel informatique,
- dispositifs de contrôle-commande (relais de protection).

5.5.2 Dégradation des signaux téléphoniques

Les harmoniques induisent des perturbations dans les circuits à courants faibles, dont le niveau est fonction de la longueur du cheminement en parallèle des câbles de puissance et de signal, de la distance entre les circuits et de la fréquence des harmoniques.

5 Les principaux effets des harmoniques dans les installations

5.6 Effets des harmoniques : impact économique

5.6.1 Pertes énergétiques

Les courants harmoniques provoquent dans les conducteurs et équipements des pertes supplémentaires par effet Joule.

5.6.2 Surcoût d'abonnement

La présence de courants harmoniques nécessite d'augmenter le niveau de puissance souscrite, et le coût de l'abonnement.

De plus, les distributeurs d'énergie auront de plus en plus tendance à pénaliser les producteurs d'harmoniques.

5.6.3 Surdimensionnement des matériels

- Le déclassement des sources d'énergie (générateurs, transformateurs et onduleurs) nécessite leur surdimensionnement.
- Les conducteurs doivent être dimensionnés de façon à permettre la circulation des courants harmoniques. Comme les fréquences de ces harmoniques sont plus élevées que celle du fondamental, les impédances inductives vues par ces courants sont plus élevées ; pour éviter des pertes par effet Joule trop importantes, il est nécessaire de surdimensionner les conducteurs.
- La circulation de courants harmoniques dans le conducteur de neutre nécessite son surdimensionnement.

5.6.4 Réduction de la durée de vie des matériels

Lorsque la tension d'alimentation présente un taux de distorsion voisin de 10%, la durée de vie des appareils est réduite de manière sensible ; estimée à :

- 30% pour les machines monophasées,
- 15% pour les machines triphasées,
- 5% pour les transformateurs.

Conserver la durée de vie correspondant à la charge nominale implique de surdimensionner ces appareils.

5.6.5 Déclenchements intempestifs et arrêts d'installation

Les disjoncteurs d'une installation sont soumis à des pointes de courant dues aux harmoniques. Ces pointes de courants peuvent provoquer des déclenchements intempestifs, et induire des pertes de production ainsi que des coûts liés au temps de remise en marche de l'installation.

5.7 Effets des harmoniques : quelques exemples

Comme le montrent les exemples cités ci-dessous, ce sont les conséquences économiques de la présence des harmoniques qui a conduit à la mise en oeuvre de filtres d'harmoniques :

- **centre de calcul d'une compagnie d'assurances** : dans ce centre de calcul, le déclenchement intempestif d'un disjoncteur occasionnait une perte estimée à 100 000 euros par heure de coupure,
- **laboratoire pharmaceutique** : les harmoniques ont provoqué la défaillance d'un groupe électrogène, et l'interruption d'une phase de test de longue durée sur un nouveau médicament ; la conséquence est une perte estimée à 17 millions d'euros.
- **usine métallurgique** : des fours à induction ont provoqué la surcharge et la destruction de trois transformateurs de 1500 et 2500 kVA en un an et des coûts d'arrêts de production estimés à 20 000 euros par heure,
- **fabrication de meubles de jardin** : la défaillance de plusieurs variateurs a provoqué des arrêts de production chiffrés à 10 000 euros par heure.

6 Les normes sur les harmoniques

Les émissions harmoniques sont soumises à différentes dispositions normatives et réglementaires :

- normes de compatibilité adaptées aux réseaux,
- normes d'émission applicables aux produits générateurs d'harmoniques,
- recommandations des distributeurs d'énergie applicables aux installations.

Afin d'atténuer rapidement les effets de la pollution harmonique, un triple dispositif normatif et réglementaire est actuellement en vigueur, et se retrouve dans les éléments suivants.

6.1 Normes de compatibilité entre réseaux électriques et produits

Ces normes donnent des directives pour la compatibilité entre les réseaux électriques et les produits :

- les harmoniques générés par un appareil ne doivent pas perturber le réseau au-delà de niveaux spécifiés ;
- chaque appareil doit pouvoir fonctionner normalement en présence des perturbations égales aux niveaux spécifiés par les normes :
 - CEI 61000-2-2 pour les réseaux publics à basse tension,
 - CEI 61000-2-4 pour les installations industrielles à basse tension et moyenne tension.

6.2 Normes de qualité des réseaux

- La norme EN 50160 précise les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics basse tension et moyenne tension.
- IEEE 519 est une approche conjointe entre le distributeur d'énergie et le client pour limiter l'impact des charges non-linéaires. Par ailleurs, les distributeurs d'énergie encouragent les actions de prévention afin de réduire les dégradations de la qualité de l'électricité, les échauffements et les altérations du facteur de puissance. Ils réfléchissent de plus en plus à la possibilité de taxer les clients pollueurs.

6.3 Norme d'installation

La norme NF C 15-100 prend en compte les courants harmoniques, notamment pour le calcul de la section des conducteurs et en particulier du conducteur de neutre (§ 523.5.2 et 524.3).

6.4 Normes d'appareillage

- CEI 61000-3-2 ou EN 61000-3-2 pour les appareils basse tension raccordés au réseau public absorbant un courant inférieur ou égal à 16 A.
- CEI 61000-3-12 ou EN 61000-3-12 pour les appareils absorbant un courant supérieur à 16 A et inférieur ou égal à 75 A.

6.5 Valeurs maximales d'harmoniques acceptables

Des études internationales ont permis de rassembler des données dont l'analyse conduit à une estimation de valeurs typiques d'harmoniques pouvant être rencontrées dans les réseaux de fourniture d'énergie.

La **Figure M20** reflète l'opinion d'un bon nombre de distributeurs sur les niveaux qu'il est souhaitable de ne pas dépasser.

6 Les normes sur les harmoniques

Fig. M20
Valeurs maximales des
taux d'harmoniques
acceptables

	Rang h	BT	MT	THT
Harmoniques impairs non multiples de 3	5	6	5	2
	7	5	4	2
	11	3,5	3	1,5
	13	3	2,5	1,5
	$17 \leq h \leq 49$	$2,27 \frac{17}{h} - 0,27$	$1,9 \frac{17}{h} - 0,2$	$1,2 \frac{17}{h}$
Harmoniques impairs multiples de 3	3	5	4	2
	9	1,5	1,2	1
	15	0,4	0,3	0,3
	21	0,3	0,2	0,2
	$21 \leq h \leq 45$	0,2	0,2	0,2
Harmoniques pairs	2	2	1,8	1,4
	4	1	1	0,8
	6	0,5	0,5	0,4
	8	0,5	0,5	0,4
	$10 \leq h \leq 50$	$0,25 \frac{10}{h} + 0,25$	$0,25 \frac{10}{h} + 0,22$	$0,19 \frac{10}{h} + 0,16$
THDu		8	6,5	3

7 Les solutions pour atténuer les harmoniques

Les solutions possibles pour atténuer les effets des harmoniques sont de trois natures différentes :

- adaptations de l'installation,
- utilisation de dispositifs particuliers dans l'alimentation,
- filtrage.

7.1 Solutions de base pour atténuer les harmoniques

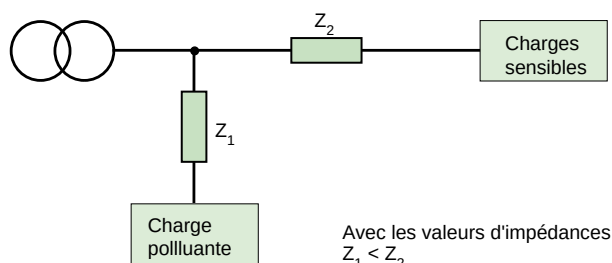
Pour limiter la propagation des harmoniques dans le réseau, des dispositions peuvent être prises et sont à observer en particulier dans le cas d'une nouvelle installation.

7.1.1 Positionner les charges polluantes en amont du réseau

La perturbation harmonique globale croît lorsque la puissance de court-circuit diminue. En dehors de toute considération économique, il est donc préférable de connecter les charges polluantes le plus en amont possible (voir **Fig. M21**).

Fig. M21

Alimentation le plus en amont possible des charges non-linéaires (schéma conseillé)



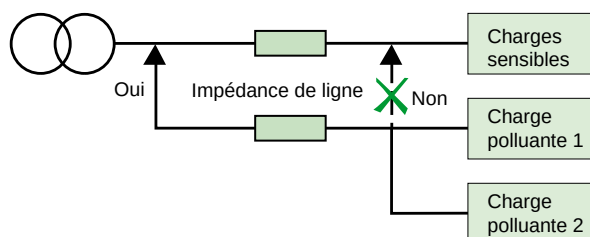
7.1.2 Regrouper les charges polluantes

Pour établir un schéma unifilaire, il convient de séparer les équipements perturbateurs des autres (voir **Fig. M22**) : en pratique, alimenter les charges polluantes et non polluantes par des jeux de barres différents.

M22

Fig. M22

Regroupement des charges non-linéaires et alimentation le plus en amont possible (schéma conseillé)



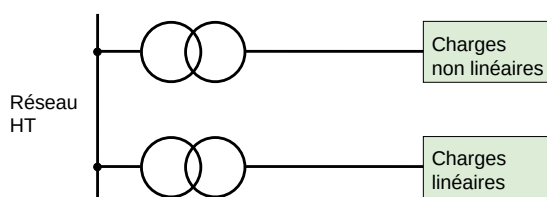
7.1.3 Séparer les sources

Dans la lutte contre les harmoniques, une amélioration supplémentaire est obtenue en réalisant une alimentation par transformateur séparé, selon le schéma de principe suivant (voir **Fig. M23**).

L'inconvénient de cette solution est l'augmentation du coût de l'installation.

Fig. M23

Alimentation des charges polluantes par transformateur séparé



7 Les solutions pour atténuer les harmoniques

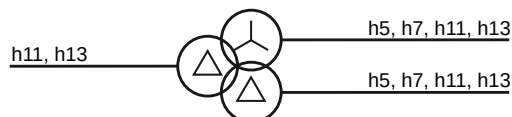
7.1.4 Utiliser des transformateurs à couplages particuliers

L'effet de couplage de transformateurs permet la suppression de certains rangs d'harmoniques. En fonction des types de couplages différents rangs d'harmoniques sont arrêtés :

- un couplage Dyd arrête les harmoniques de rangs 5 et 7 (voir Fig. M24),
- un couplage Dy arrête les harmoniques de rang 3,
- un couplage DZ 5 arrête les harmoniques de rang 5.

Fig. M24

L'utilisation d'un transformateur Dyd stoppe la propagation des harmoniques de rangs 5 et 7 vers l'amont du réseau.



7.1.5 Placer des inductances dans l'installation

Dans le cas d'alimentation de variateurs de vitesse, il est possible de lisser le courant en mettant en place des inductances de ligne. Et l'augmentation de l'impédance du circuit d'alimentation limite le courant harmonique.

La mise en place de selfs anti-harmoniques sur les batteries de condensateurs augmente l'impédance de l'ensemble self et condensateur pour les harmoniques de rangs élevés. Cela évite le phénomène de résonance et protège les condensateurs.

7.1.6 Choisir un schéma de liaison à la terre adapté

Cas du régime TNC

Dans le cas du régime de neutre TNC, un seul conducteur (PEN) assure la protection en cas de défaut (terre) et assure le transit des courants de déséquilibre.

En régime permanent, les courants harmoniques transitent dans le PEN. Or, celui-ci a une certaine impédance, ce qui implique de petites différences de potentiel (de l'ordre de quelques volts) entre appareils, et peut entraîner le dysfonctionnement des équipements électroniques.

Le régime de neutre TNC doit donc être réservé à l'alimentation des circuits de puissance, en tête d'installation, et est à proscrire dans le cas de l'alimentation de charges sensibles.

Cas du régime TNS

Il est conseillé dans le cas de présence d'harmoniques. En effet, le conducteur de neutre et le conducteur de protection PE étant complètement séparés, le potentiel du réseau est beaucoup mieux fixé.

M23

7.2 Filtrage des harmoniques

Dans le cas où les actions préventives ci-dessus sont insuffisantes, il est nécessaire d'équiper l'installation polluée de dispositif de filtrage.

Il existe trois types de filtres :

- le filtre passif,
- le filtre actif,
- le filtre hybride.

7.2.1 Filtre passif

Applications typiques

- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (varianteurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

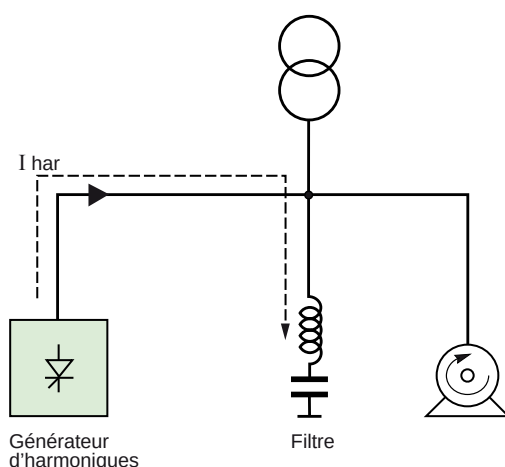
Principe de fonctionnement

Un circuit LC accordé sur chaque fréquence d'harmonique à filtrer, est placé en parallèle sur le générateur d'harmoniques (voir Fig. M25). Ce circuit de dérivation absorbe les harmoniques et évite que ceux-ci ne circulent dans l'alimentation.

En général, le filtre passif est accordé sur un rang d'harmonique proche de l'harmonique à éliminer. Plusieurs branches de filtres en parallèle peuvent être utilisées lorsque l'on souhaite une réduction forte du taux de distorsion sur plusieurs rangs.

Fig. M25

Principe d'utilisation d'un
filtre passif



7.2.2 Filtre actif (ou compensateur actif)

Applications typiques

- Installations tertiaires avec générateurs d'harmoniques de puissance totale inférieure à 200 kVA (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, bureautique...).
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.

Principe de fonctionnement

Ce sont des systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge non-linéaire, visant à compenser soit les tensions harmoniques, soit les courants harmoniques générés par la charge.

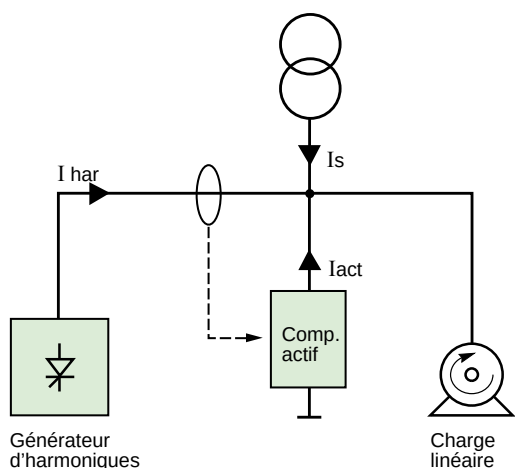
La **Figure M26** donne un exemple de filtre actif parallèle compensant le courant harmonique ($I_{har} = -I_{act}$).

Le filtre actif réinjecte en opposition de phase les harmoniques présents sur l'alimentation de la charge, de telle sorte que le courant de ligne I_s soit sinusoïdal.

M24

Fig. M26

Principe d'utilisation d'un
filtre actif



7.2.3 Filtre hybride

Applications typiques

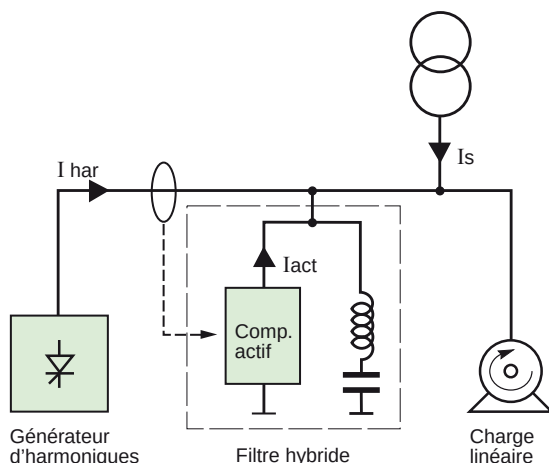
- Installations industrielles avec un ensemble de générateurs d'harmoniques de puissance totale supérieure à 200 kVA environ (variateurs de vitesse, alimentations sans interruptions, redresseurs...).
- Installation présentant un besoin de compensation d'énergie réactive.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en tension pour éviter la perturbation de récepteurs sensibles.
- Nécessité de réduction du taux de distorsion en courant pour éviter les surcharges.
- Recherche de conformité à des limites strictes d'émission harmonique.

7 Les solutions pour atténuer les harmoniques

Principe de fonctionnement

Les deux types de dispositifs précédents peuvent être associés au sein d'un même équipement et constituer un filtre hybride (voir **Fig. M27**). Cette nouvelle solution de filtrage permet de cumuler les avantages des solutions existantes et de couvrir un large domaine de puissance et de performances.

Fig. M27
Principe d'utilisation d'un
filtre hybride



7.2.4 Critères de choix

Le filtre passif

Permet à la fois la compensation d'énergie réactive et une grande capacité de filtrage en courant.

Le filtre passif réduit aussi les tensions harmoniques des installations dont la tension d'alimentation est polluée. Si la puissance réactive fournie est importante, il est conseillé de mettre hors tension le filtre passif pendant les période de faible charge.

L'étude de raccordement d'un filtre doit tenir compte de la présence éventuelle d'une batterie de compensation et peut conduire à sa suppression.

Le compensateur actif

Permet le filtrage des harmoniques sur une large bande de fréquence. Il s'adapte à n'importe quelle charge. Cependant, sa puissance harmonique est limitée.

Le filtre hybride

Réunit l'ensemble des performances des filtres passifs et actifs.

M25

7.3 L'expertise pour atténuer les harmoniques

Une offre de service complète peut être proposée pour le traitement des harmoniques :

- une expertise d'analyse,
- des dispositifs de mesure et surveillance,
- des dispositifs de filtrage.

Le choix de la solution la plus appropriée, tant du point de vue technique qu'économique, est le résultat d'une étude approfondie.

7.3.1 Le diagnostic MT et BT

Le recours à un expert permet de disposer d'une garantie d'efficacité de la solution proposée (exemple : garantie d'un THD_u maximum).

Ce diagnostic harmonique est réalisé par un ingénieur spécialiste dans le domaine des perturbations des réseaux électriques équipé de moyens d'analyses, d'équipements de simulations et de logiciels.

Les étapes du diagnostic sont :

- La mesure des perturbations en courant et en tension simple et composée aux niveaux des récepteurs pollueurs, des départs perturbés et des sources d'alimentation.

7 Les solutions pour atténuer les harmoniques

- Une modélisation des phénomènes réalisée avec un logiciel permettant une explication précise de leurs causes et une détermination optimisée des solutions possibles.
- Un rapport de diagnostic complet mettant en évidence :
 - les niveaux de perturbations actuels,
 - les niveaux de perturbation maximum admis (CEI 61000, IEEE519, etc.).
- Une garantie de performance sur les solutions présentées.
- Puis la mise en œuvre, au moyen de matériels adaptés.

La prestation est certifiée ISO 9002.

Chapitre N

Les alimentations et récepteurs particuliers

1	La protection des circuits alimentés par un alternateur	N2
	1.1 Protection d'un alternateur	N2
	1.2 Protection d'un réseau BT alimenté par un alternateur	N5
	1.3 Les fonctions de contrôle avec un alternateur	N6
	1.4 Mise en parallèle de groupes -GE-	N10
2	Les alimentations sans interruption ASI	N13
	2.1 Disponibilité et qualité de l'énergie électrique	N13
	2.2 Types d'ASI	N14
	2.3 Batteries d'accumulateurs des ASI	N17
	2.4 Les schémas des liaisons à la terre des installations avec ASI	N19
	2.5 Protection de l'installation avec ASI	N21
	2.6 Installation, raccordement et choix de la section des câbles avec ASI	N23
	2.7 Les ASI et leur environnement	N26
	2.8 Equipements complémentaires pour ASI	N26
3	La protection des transformateurs BT/BT	N28
	3.1 Pointes de courant à l'enclenchement	N28
	3.2 Choix de la protection d'un départ alimentant un transformateur BT/BT	N28
	3.3 Caractéristiques électriques à 50 Hz des transformateurs BT/BT	N30
	3.4 Protection des transformateurs BT/BT par disjoncteurs Schneider Electric	N31
4	Les circuits d'éclairage	N33
	4.1 Les différentes technologies de lampes	N33
	4.2 Caractéristiques électriques des lampes	N37
	4.3 Les contraintes relatives aux appareils d'éclairage et les recommandations	N45
	4.4 Contraintes particulières à la technologie LED	N48
	4.5 Choix du calibre du térupteur ou du contacteur suivant le type de lampe	N50
	4.6 Choix du disjoncteur suivant le type de lampe	N55
	4.7 Éclairage des lieux publics	N58
5	Les moteurs asynchrones	N61
	5.1 Les systèmes de contrôle-moteur	N62
	5.2 Fonctions de protection des moteurs	N62
	5.3 La surveillance des moteurs	N66
	5.4 Configurations de démarreur-moteur	N67
	5.5 Coordination des protections des moteurs	N68
	5.6 Protection de base des moteurs : la solution disjoncteur + contacteur + relais thermique	N68
	5.7 Appareil de connexion, de commande et de protection (ACP)	N69
	5.8 Le système iPMCC (Intelligent Power and Motor Control Centre)	N71
	5.9 Protocoles et architectures de communication des systèmes iPMCC	N73

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur



L'architecture et le plan de protection d'une distribution BT en aval d'un groupe sont à définir spécifiquement en prenant en compte :

- les caractéristiques de l'alternateur,
- les charges prioritaires et/ou de sécurité.

La plupart des installations électriques comportent des récepteurs dont il faut assurer l'alimentation même en cas de coupure du réseau de distribution publique parce qu'il s'agit :

- soit d'équipements constituant une installation de sécurité (éclairage de sécurité, surpresseurs d'incendie, désenfumage, alarme, signalisation, etc.),
- soit d'équipements prioritaires dont l'arrêt prolongé entraînerait des pertes de production ou la destruction de l'outil de travail.

Un des moyens les plus courants pour maintenir la continuité de l'alimentation en énergie des charges dénommées "prioritaires", dans le cas où la source principale est défaillante, est d'installer un groupe électrogène connecté via un inverseur de source à un tableau regroupant les charges prioritaires (cf. **Fig. N1**).

Les groupes électrogènes (dénommés aussi GE ou groupe) sont aussi utilisés en distribution électrique HT.

En BT, ils sont employés comme :

- source de Remplacement,
- source de Sécurité,
- parfois source de Production.

Lorsqu'un besoin de qualité d'énergie est indispensable, le groupe est associé à une Alimentation sans Interruption (ASI).

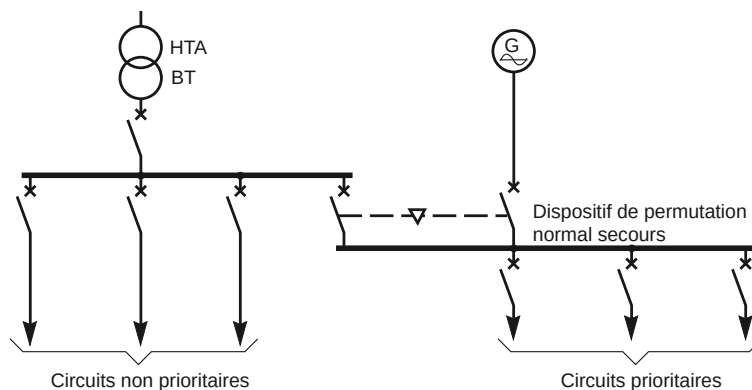
Les règlements de sécurité prescrivent la mise en œuvre de sources de Remplacement ou de Sécurité.

Par exemple :

- règlement de sécurité des ERP (Etablissement recevant du public),
- norme NF C 15-211 (Installation dans les locaux à usage médical) au § 12.1.

Celles-ci doivent être installées conformément à la NF C 15-100 § 551.

Fig. N1
Exemple de circuits alimentés par un transformateur ou un alternateur



1.1 Protection d'un alternateur

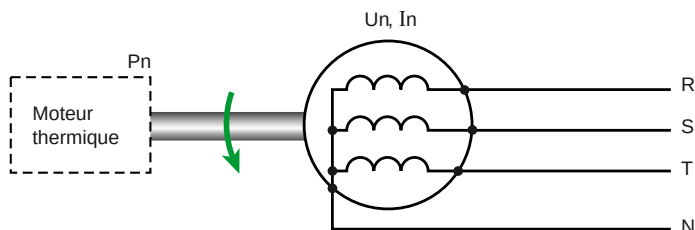
La **Figure N2** ci-dessous montre les paramètres de dimensionnement électrique d'un groupe électrogène :

- P_n : puissance du moteur thermique,
- U_n : tension assignée fournie par l'alternateur,
- I_n : courant assigné fourni par l'alternateur.

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N2

Schéma de principe d'un groupe électrogène



1.1.1 Protection contre les surcharges

La courbe de protection de l'alternateur doit être analysée (cf. Fig. N3).

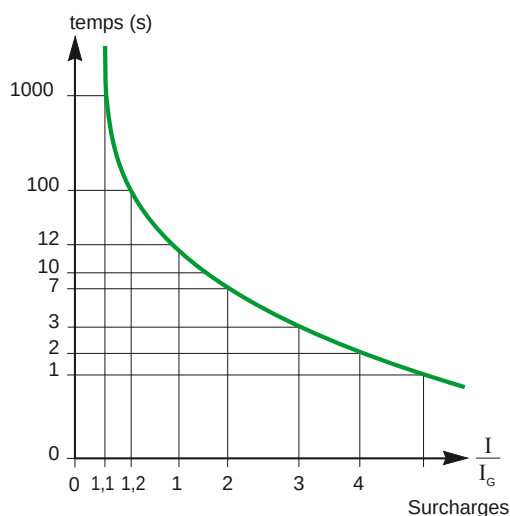
Les normes ou les besoins des applications peuvent aussi imposer un régime spécifique de surcharge. Par exemple :

I/I_n	t
1,1	> 1 h
1,5	30 s

Les possibilités de réglages des protections surcharge (ou Long retard) doivent suivre au plus près ces impositions.

Fig. N3

Exemple de courbe de surcharge $t = f(I/I_n)$



Note sur les surcharges

- Pour des raisons économiques, le moteur thermique d'un groupe de Remplacement peut être strictement dimensionné pour sa puissance nominale. S'il y a une surcharge de puissance active, le moteur diesel cale. Le bilan de puissance active des charges prioritaires doit le prendre en compte.
- Un groupe de Production doit pouvoir supporter des surcharges d'exploitation :
 - surcharge pour une marche uni horaire,
 - surcharge pour une marche 1 h toutes les 12 h (régime unihoraire).

1.1.2 Protection contre les courts-circuits

Établissement du courant de court-circuit

Le courant de court-circuit est la somme :

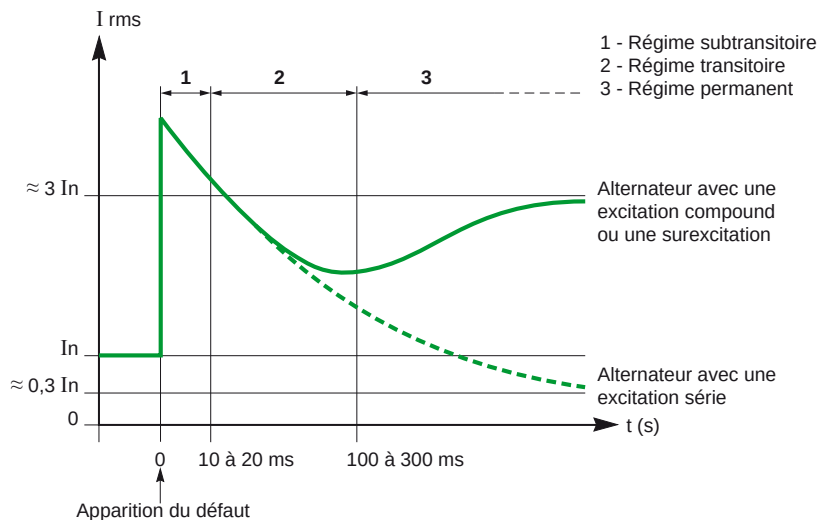
- d'un courant apériodique,
- d'un courant sinusoïdal amorti.

L'équation du courant de court-circuit montre que celui-ci s'établit suivant trois phases (cf. Fig. N4)

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N4

Niveau de courant de court-circuit pendant les 3 phases



● Régime subtransitoire

A l'apparition d'un court-circuit aux bornes d'un alternateur, le courant s'établit d'abord à une valeur relativement élevée de l'ordre de 6 à 12 I_n pendant le premier cycle (0 à 20 milliseconde).

L'amplitude d'un tel courant de court circuit est définie par trois paramètres :

- la réactance subtransitoire de l'alternateur,
- le niveau d'excitation préalable à l'instant du défaut,
- l'impédance du circuit en défaut.

L'impédance de court-circuit de l'alternateur à considérer est la réactance subtransitoire x''_d exprimée en % de U_0 (tension phase neutre) par le constructeur.

La valeur typique est de 10 à 15 %. On en déduit l'impédance de court-circuit subtransitoire de l'alternateur

$$X''_d(\text{ohms}) = \frac{U_n^2 x''_d}{100 S} \text{ avec } S = \sqrt{3} U_n . I_n$$

● Régime transitoire

Le régime transitoire se situe de 100 à 500 ms après l'apparition du défaut. A partir de la valeur du courant de défaut de la période subtransitoire, le courant décroît jusqu'à 1,5 à 2 fois le courant I_n .

L'impédance de court-circuit à considérer pour cette période est la réactance transitoire x'_d exprimée en % U_0 par le constructeur. La valeur typique est de 20 à 30%.

● Régime permanent

Le régime permanent se situe au-delà de 500 ms. Lorsque le défaut persiste, la tension de sortie du groupe s'effondre, la régulation de l'excitatrice cherche à faire remonter cette tension de sortie. Il en résulte un courant de court-circuit entretenu stabilisé :

- si l'excitation de l'alternateur n'augmente pas pendant un court-circuit (pas de surexcitation de champ), mais se maintient au niveau précédant le défaut, le courant se stabilise à une valeur qui est donnée par la réactance synchrone X_d de l'alternateur. La valeur typique de x_d est supérieure à 200%. De ce fait, le courant final sera inférieur au courant pleine charge de l'alternateur, en général de l'ordre de 0,5 I_n
- si l'alternateur est équipé d'une excitation maximale de champ (forçage du champ) ou d'une excitation compound, la tension de "survoltage" de l'excitation fera augmenter le courant de défaut pendant 10 secondes habituellement à 2 à 3 fois le courant pleine charge de l'alternateur.

Calcul du courant de court-circuit

Les constructeurs précisent en général les valeurs des impédances et les constantes de temps nécessaires à l'analyse du fonctionnement en régime transitoire ou permanent (cf. Fig. N5).

Fig. N5

Exemple de valeurs d'impédance (en %) selon des puissances d'alternateurs

(kVA)	75	200	400	800	1 600	2 500
x''_d (subtransitoire)	10,5	10,4	12,9	10,5	18,8	19,1
x'_d (transitoire)	21	15,6	19,4	18	33,8	30,2
x_d (permanente)	280	291	358	280	404	292

Les résistances étant toujours négligeables devant les réactances, l'intensité de court-circuit en période transitoire, est donnée par :

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

$$I_{cc3} = \frac{U_o}{X'd} \frac{1}{\sqrt{3}} \quad (X'd \text{ en ohm})$$

ou

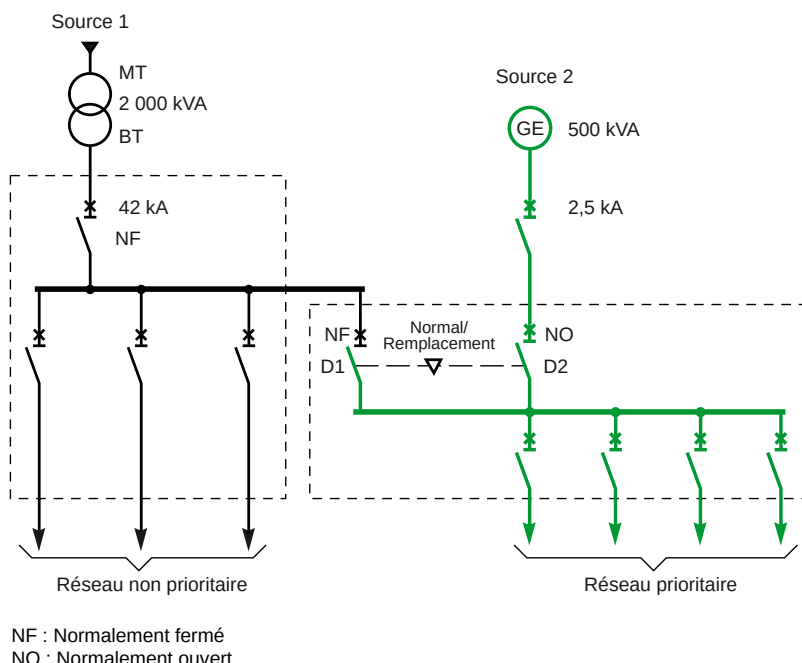
$$I_{cc3} = \frac{I_n}{X'd} 100 \quad (X'd \text{ en } \%)$$

Nota : Ces valeurs sont à rapprocher du courant de court-circuit aux bornes d'un transformateur : ainsi, pour une même puissance, les courants en cas de défaut proche d'un alternateur seront 5 à 6 fois plus faibles que ceux fournis par un transformateur.

Cette différence est encore accentuée par le fait que le groupe électrogène a en général une puissance inférieure à celle du transformateur (cf. **Fig. N6**).

Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 1, Normal de 2000 kVA, le courant de court-circuit est de 42 kA au niveau du jeu de barres du TGBT. Lorsque le réseau BT est alimenté par la source 2, groupe de Remplacement de 500 kVA à réactance transitoire de 30%, le courant de court-circuit s'établit à 2,5 kA environ soit à une valeur 16 fois plus faible qu'avec la source Normal.

Fig. N6
Exemple d'installation des circuits prioritaires alimentés en secours par un alternateur



N5

1.2 Protection d'un réseau BT alimenté par un alternateur

1.2.1 Protections des circuits prioritaires

Choix du pouvoir de coupure

Il doit être systématiquement vérifié avec les caractéristiques de la source Normal (transformateur MT/BT).

Choix et réglage des protections contre les courts-circuits (protection magnétique ou Court retard)

- Tableaux divisionnaires
Les protections des circuits divisionnaires et terminaux ont toujours des calibres faibles devant le courant assigné du groupe. De ce fait on retrouve, sauf cas particuliers, les conditions analogues à l'alimentation par le transformateur.
- Tableau général basse tension (TGBT)
 - Le dimensionnement des protections des départs prioritaires est en général proche de celui du groupe. Le réglage des protections contre les courts-circuits devra tenir compte de la caractéristique de court-circuit du groupe,
 - la sélectivité des protections sur les départs prioritaires est à assurer en fonctionnement sur le groupe (elle peut même être imposée réglementairement, pour les départs de sécurité). Il est nécessaire de vérifier le bon étagement du réglage des protections contre les courts-circuits des départs principaux avec celui des protections divisionnaires en aval (normalement réglées pour des circuits de distribution à 10 In).

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Nota : en fonctionnement sur le groupe, l'utilisation de DDR basse sensibilité permet de gérer le défaut d'isolement et d'assurer la sélectivité de manière très simple.

1.2.2 Sécurité des personnes

En schéma IT (2^{ème} défaut) et TN, la protection des personnes contre les contacts indirects est assurée par la protection des disjoncteurs contre les courants de court-circuit. Leur fonctionnement sur défaut doit être assuré, que l'installation soit alimentée par la source Normal (transformateur) ou par la source Remplacement (groupe).

Calcul du courant de défaut

Le courant I_d de court-circuit (monophasé) phase neutre est donné par :

$$I_d = \frac{U_n \sqrt{3}}{2 X'_d + X'_o}$$

avec

- X'_o = réactance homopolaire exprimée en Ω , la réactance homopolaire x'_o exprimée en % de U_o a une valeur typique de 8%.
- X'_d = réactance transitoire exprimée en Ω , la réactance transitoire x'_d exprimée en % de U_o a une valeur typique de 30%. (voir paragraphe [court-circuit](#)).

Le courant de défaut d'isolement en système TN est légèrement supérieur au courant de défaut triphasé : par exemple, en cas de défaut d'isolement sur le schéma de l'exemple précédent (cf. Fig. N6), le courant de ce défaut est égal à 3 kA (au lieu de 2,5 kA pour I_{cc3}).

1.3 Les fonctions de contrôle avec un alternateur

Du fait des caractéristiques spécifiques de l'alternateur et de sa régulation, il est nécessaire lors de la mise en œuvre de charges particulières d'assurer le contrôle des paramètres de fonctionnement du groupe.

Un alternateur a un comportement différent de celui d'un transformateur :

- la puissance active qu'il fournit est optimisée pour un $\cos \varphi = 0,8$,
- en deçà de $\cos \varphi = 0,8$, l'alternateur par augmentation de son excitation peut fournir une partie de la puissance réactive.

1.3.1 Batteries de condensateurs

Un alternateur à vide branché sur une batterie de condensateurs peut "s'auto-amorcer" et monter en surtension (voir ["auto-excitation"](#)). Il faut donc déconnecter la batterie de condensateurs utilisée pour la régulation du facteur de puissance. Cette opération peut être réalisée en transmettant une consigne d'arrêt au régulateur de la batterie (s'il est connecté au système qui gère les permutations de sources) ou en ouvrant le disjoncteur alimentant la batterie de condensateurs. Si des condensateurs restent nécessaires, il ne faut pas dans ce cas utiliser la régulation du relais varométrique (mauvais réglage et trop lent).

1.3.2 Redémarrage et ré-accélération des moteurs

Lorsqu'une installation fonctionne sur groupe et comporte un certain nombre de moteurs, il est nécessaire d'étudier l'incidence du démarrage simultané de tous les moteurs sur le fonctionnement du générateur. Un alternateur peut fournir au maximum en période transitoire un courant compris entre 3 et 5 fois son courant nominal. Un moteur absorbe au démarrage environ $6 I_n$ pendant 2 à 20 s. Si la somme des puissances des moteurs (ΣP moteurs) est importante, un démarrage simultané des charges entraîne un courant d'appel trop important qui peut être néfaste : chute de tension importante, du fait de la valeur élevée des réactances transitoire et subtransitoire du groupe (20% à 30%) d'où des risques :

- de non démarrage des moteurs,
- d'échauffement lié à l'allongement du temps de démarrage dû à la baisse de tension,
- de déclenchement des protections thermiques.

De plus le réseau et les actionneurs sont perturbés à cause de la chute de tension.

1.3.3 Application

(cf. Fig. N7)

Un alternateur alimente un groupe de moteurs.

Caractéristiques de court-circuit de l'alternateur : $P_n = 130$ kVA à $\cos \varphi = 0,8$,

$I_n = 150$ A

$X'_d = 20\%$ (par exemple), d'où $I_{cc} = 750$ A.

La question : est-il possible d'alimenter plusieurs moteurs de puissance totale $\Sigma P = 45$ kW ou 20 kW ?

C'est le calcul de la chute de tension au démarrage qui permet de répondre.

le ΣP moteurs est de 45 kW (soit 45% puissance de l'alternateur).

ΣP moteurs = 45 kW, $I_m = 81$ A, d'où un courant de démarrage $I_{dm} = 480$ A pendant 2 à 20 s.

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

La chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs se calcule à partir de l'équation :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{I_d - I_n}{I_{cc} - I_n} \right) \cdot 100 \text{ en } \%$$

$\Delta U = 55\%$ qui n'est pas supportable pour les moteurs (non démarrage).

le Σ moteurs est de 20 kW (20% puissance de l'alternateur).

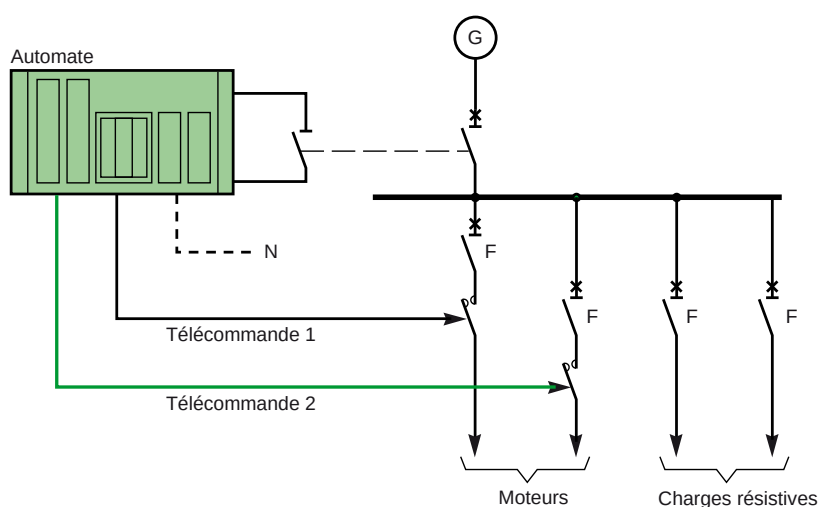
ΣP moteurs = 20 kW, $I_m = 35$ A, d'où un courant de démarrage $I_{dm} = 210$ A pendant 2 à 20 s.

Chute de tension sur le jeu de barres pour le démarrage simultané des moteurs :

$$\frac{\Delta U}{U} = \left(\frac{I_d - I_n}{I_{cc} - I_n} \right) \cdot 100 \text{ en } \%$$

$\Delta U = 10\%$ qui est supportable mais important (dépendant du type de charge).

Fig. N7
Redémarrage de moteurs prioritaires ($\Sigma P > 1/3 P_n$)



Conseils de redémarrage :

- si la P_{max} du moteur le plus important $> \frac{1}{3} P_n$, un démarreur progressif doit impérativement être installé sur ce moteur,
- si ΣP moteurs $> \frac{1}{3} P_n$, le redémarrage en cascade des moteurs doit être géré par un automate,
- si ΣP moteurs $< \frac{1}{3} P_n$, il n'y a pas de problèmes de redémarrage.

1.3.4 Charges non linéaires - Exemple d'une ASI

Charges non linéaires

Il s'agit principalement :

- de circuits magnétiques saturés,
- de lampes à décharges, lampes fluorescentes,
- de convertisseurs électroniques,
- de systèmes de traitements informatiques : PC, ordinateurs, etc.

Ces récepteurs génèrent des courants harmoniques : lorsqu'ils sont alimentés par un groupe, une distorsion en tension importante peut apparaître du fait de la faible puissance de court-circuit de l'alternateur.

Alimentation Sans Interruption (ASI)

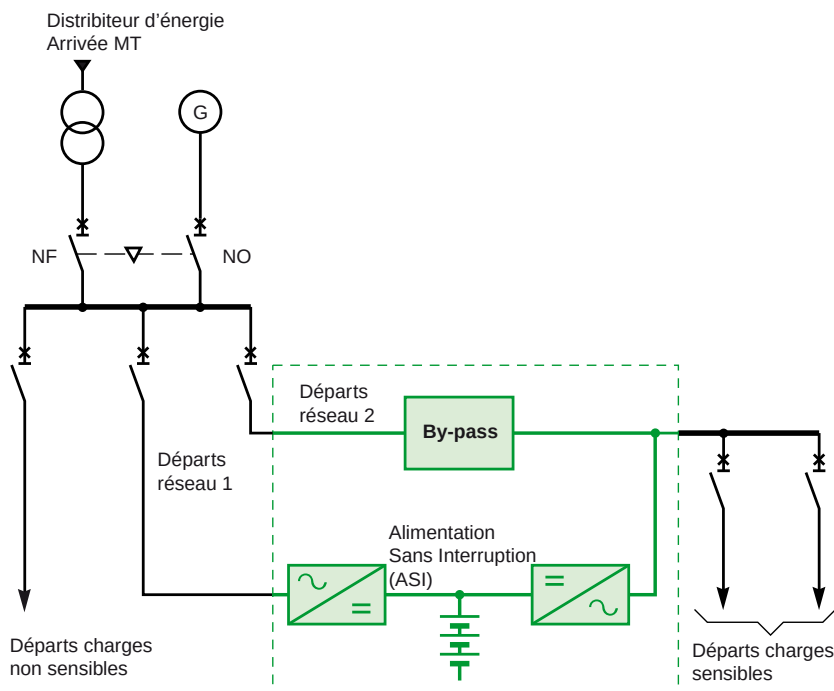
(cf. Fig. N8)

L'association ASI et groupe électrogène est la solution optimale pour assurer une alimentation de qualité à autonomie longue pour alimenter des charges sensibles.

Pour l'alternateur, l'ASI est aussi une charge non linéaire du fait de son redresseur d'entrée. A la permutation des sources, l'autonomie de l'ASI sur batterie doit permettre le démarrage et le couplage du groupe.

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N8
Association groupe (GE) et ASI pour une énergie de qualité



Puissance de l'ASI

La puissance appelée par une ASI doit prendre en compte :

- la puissance nominale des charges en aval. C'est la somme des puissances apparentes S_a absorbées par chacune des utilisations. Par ailleurs, pour ne pas surdimensionner l'installation, les performances de surcharge de l'ASI doivent être prises en compte (par exemple : $1,5 I_n$ pendant 1 minute et $1,25 I_n$ pendant 10 minutes),
- la puissance nécessaire à la recharge de la batterie : ce courant est proportionnel à l'autonomie souhaitée pour une puissance donnée. Le dimensionnement S_r d'une ASI est donnée par : $S_r = 1,17 \times P_n$

Le tableau de la **Figure N9** définit les courants absorbés par le redresseur (réseau 1) et le réseau Secours (réseau 2) d'une ASI.

Puissance nominale	Intensité des courants (A)	
	Réseau 1 triphasé	Réseau 2 et Utilisation - triphasé
S_n (kVA)	400 V - I_1	400 V - I_u
40	86	60,5
60	123	91
80	158	121
100	198	151
120	240	182
160	317	243
200	395	304
250	493	360
300	590	456
400	793	608
500	990	760
600	1 180	912
800	1 648	1 215

Association groupe (GE) /ASI

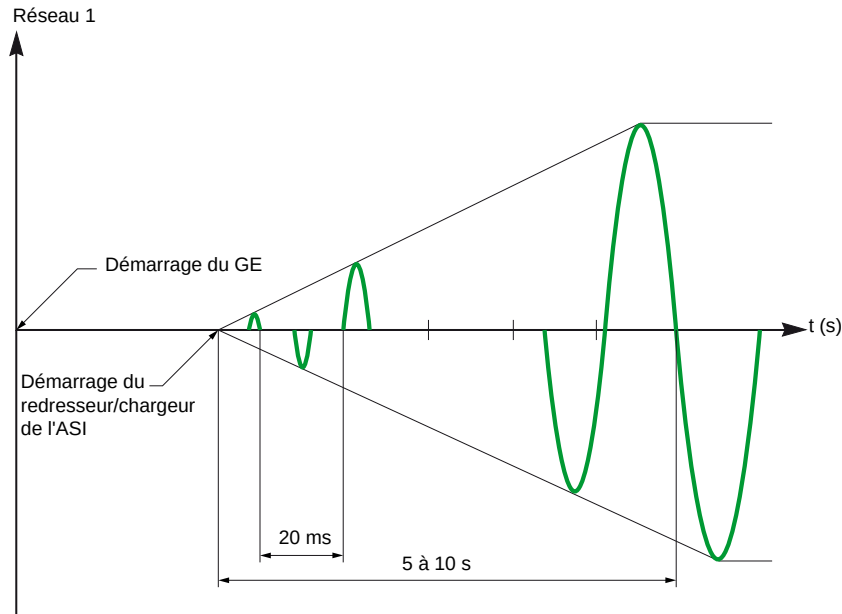
- Redémarrage du redresseur sur groupe
Le redresseur de l'ASI peut être équipé d'un système de démarrage progressif du chargeur pour éviter les appels de courant dommageables lors de la reprise de l'installation par le groupe (cf. **Fig. N10**).

N8

Fig. N9
Courants absorbés par l'ASI sur le réseau 1 (redresseur/batterie) et sur le réseau 2

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N10
démarrage progressif du redresseur/chargeur d'une ASI



- Harmoniques et distorsion de tension
Le taux de distorsion τ en tension est définie par :

$$\tau(\%) = \frac{\sqrt{\sum U_h^2}}{U_1}$$

avec U_h harmonique de tension de rang h .

Ce taux dépend :

- des courants harmoniques générés par le redresseur (ils sont proportionnels à la puissance S_r du redresseur),
- de la réactance subtransitoire X''_d de l'alternateur,
- de la puissance S_g de l'alternateur.

On définit $U'_{Rcc}(\%) = X''_d \frac{S_r}{S_g}$ tension de court-circuit relative de l'alternateur, ramenée à la puissance du redresseur, soit $\tau = f(U'_{Rcc})$.

Note 1 : la réactance subtransitoire étant importante, le taux de distorsion est généralement trop important par rapport au taux toléré (soit 7 à 8%) pour un dimensionnement économique raisonnable de l'alternateur : l'utilisation de filtre est la solution adaptée et économique.

Note 2 : la distorsion harmonique n'est pas gênante pour le redresseur mais peut l'être pour les autres charges alimentées en parallèle du redresseur.

Application

En fait on utilise un abaque pour trouver le taux de distorsion en fonction de U'_{Rcc} (cf. **Fig. N11**).

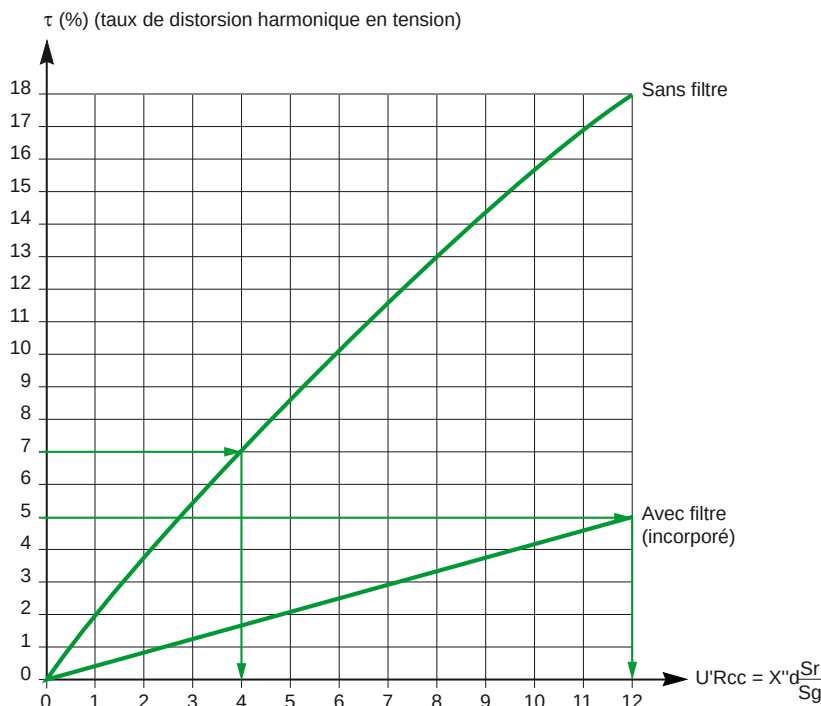
L'abaque donne :

- soit τ en fonction de U'_{Rcc} ,
- soit U'_{Rcc} en fonction de τ d'où on déduit le dimensionnement du groupe, S_g .

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N11

Abaque de calcul du taux de distorsion



Exemple : dimensionnement de l'alternateur

- **ASI sans filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15%,**

La puissance S_r du redresseur est $S_r = 1,17 \times 300 \text{ kVA} = 351 \text{ kVA}$

Pour un $\tau < 7\%$, l'abaque donne $U'R_{cc} = 4\%$, la puissance S_g est :

$$S_g = 351 \times \frac{15}{4} \approx 1400 \text{ kVA}$$

- **ASI avec filtre de 300 kVA, réactance subtransitoire de 15%**

Pour $\tau = 5\%$, le calcul donne $U'R_{cc} = 12\%$, la puissance S_g est :

$$S_g = 351 \times \frac{15}{12} \approx 500 \text{ kVA}$$

Note : avec un transformateur en amont de 630 kVA sur l'ASI sans filtre de 300 kVA, le taux de 5% serait obtenu. Il ressort qu'un fonctionnement sur groupe doit être en permanence contrôlé à cause des courants harmoniques générés.

S'il s'avère que le taux de distorsion de tension généré est trop important, l'utilisation de filtre sur le réseau est la solution la plus efficace pour le ramener à des valeurs tolérables par les charges sensibles.

1.4 Mise en parallèle de groupes -GE-

La mise en parallèle de groupes électrogènes -GE- quel que soit le type d'application - source de Sécurité, de Remplacement ou de Production - nécessite une gestion plus fine du couplage c'est-à-dire un complément des fonctions de contrôle.

1.4.1 Fonctionnement en parallèle

Lorsque des groupes alimentent en parallèle une même charge, il est nécessaire de bien les synchroniser (tension, fréquence) et de bien équilibrer la répartition des charges. Cette fonction est réalisée par la régulation de chaque groupe (du moteur et de l'excitation). Le contrôle des paramètres (fréquence, tension) se fait avant couplage et ce n'est que lorsque les valeurs de ces paramètres sont correctes que le couplage peut être effectué.

Défauts d'isolement

(cf. Fig. N12)

Un défaut d'isolement à l'intérieur de la carcasse métallique d'un alternateur risque de l'endommager gravement car il peut être analogue à un court-circuit phase-neutre. Le défaut doit être détecté et éliminé rapidement sinon les autres alternateurs vont débiter dans ce défaut et leurs protections déclencher par surcharge : la continuité de

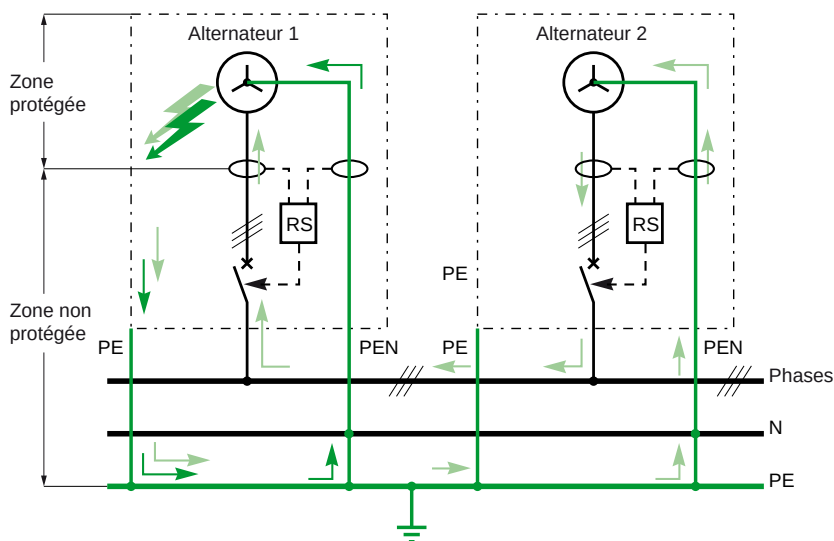
1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

service de l'installation ne sera plus assurée. Une protection Terre (en anglais Ground Fault Protection -GFP-) intégrée dans les circuits des alternateurs permet :

- de les découpler rapidement lors d'un défaut et de préserver la continuité de service,
- d'agir simultanément au niveau de leurs circuits de commande pour arrêter les groupes et ainsi diminuer les risques de dégradation.

Cette protection GFP est de type "Résiduel sensing" à installer au plus près de la protection suivant un schéma TN-C/TN-S^[1] au niveau de chaque groupe générateur avec mise à la terre des masses par un PE séparé. Ce type de protection est généralement appelé plus précisément "Restricted Earth Fault".

Fig. N12
Défaut d'isolement à l'intérieur d'un alternateur



Groupe (GE) fonctionnant en récepteur

(cf. Fig. N13 et Fig N14)

Un des groupes en parallèle peut ne plus fonctionner en générateur mais en moteur (par perte de son excitation par exemple) ce qui peut générer la surcharge du ou des autres groupes et, donc, la mise hors service de l'installation électrique.

Afin de vérifier que le groupe fournit bien une puissance à l'installation (fonctionnement en générateur), il est nécessaire de vérifier le bon sens d'écoulement de l'énergie sur le jeu de barres du couplage par une fonction de contrôle spécifique "retour de puissance". En cas de défaut – c'est-à-dire fonctionnement du groupe en moteur –, cette fonction permet d'éliminer le groupe défectueux.

N11

[1] Le schéma est en TN-C pour les groupes vus comme "générateur" et en TN-S pour les groupes vus comme "récepteur".

1 La protection des circuits alimentés par un alternateur

Fig. N13

Sens du transfert de l'énergie = GE en générateur

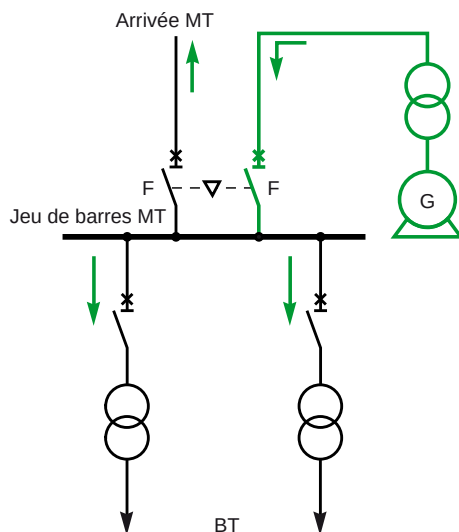
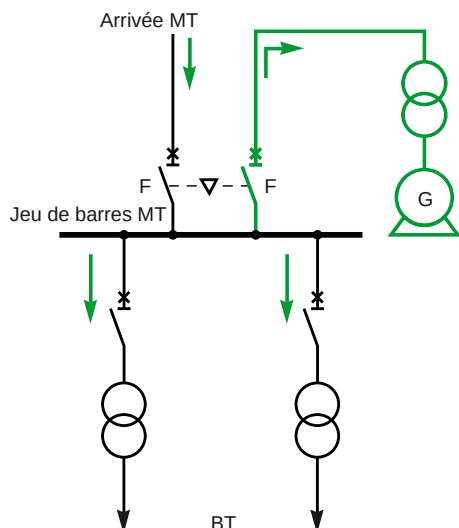


Fig. N14

Sens du transfert de l'énergie = GE en récepteur



1.4.2 Mise à la terre de groupes (GE) couplés en parallèle

La mise à la terre de groupes couplés peut conduire à des circulations de courants homopolaires (harmoniques 3 et multiples de 3), par le couplage des conducteurs de neutre utilisés pour la mise à la terre commune (SLT de type TN ou TT). C'est pourquoi pour éviter ces courants de circulation entre les groupes, il est préconisé de mettre une résistance de découplage dans le circuit de terre.

2.1 Disponibilité et qualité de l'énergie électrique

Les perturbations du réseau ont des conséquences possibles sur :

- la sécurité des personnes,
- la sécurité des biens,
- les objectifs économiques d'exploitation.

Il est donc souhaitable de les éliminer.

Diverses solutions techniques contribuent à cet objectif de façon plus ou moins complète. Ces solutions peuvent être comparées suivant deux critères d'appréciation :

- la disponibilité de l'énergie fournie,
- la qualité de cette énergie.

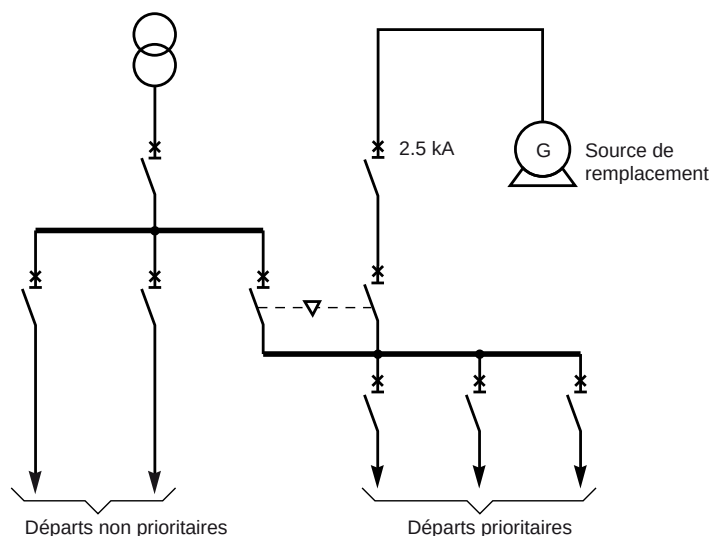
La disponibilité de l'énergie électrique est la permanence de l'énergie aux bornes des récepteurs. Elle est essentiellement liée aux coupures possibles de l'alimentation par suite de défaillance du réseau ou de défaut.

Plusieurs choix techniques contribuent partiellement à limiter ce risque :

- division des installations de façon à utiliser plusieurs sources d'alimentation distinctes de préférence à une seule,
- subdivision des circuits en prioritaires et non prioritaires avec reprise de l'alimentation des circuits prioritaires par une autre source disponible,
- délestage éventuel permettant d'utiliser une puissance réduite disponible en secours,
- choix du système des liaisons à la terre adapté aux objectifs de continuité de service (ex : régime IT),
- sélectivité des protections pour limiter l'incidence des défauts à une portion de l'installation.

Mais la seule façon de garantir la disponibilité de l'énergie vis-à-vis des coupures du réseau est de disposer d'une source de remplacement autonome, au moins pour les applications prioritaires (cf. **Fig. N15**).

Fig. N15
Source de remplacement autonome



N13

Ce type de source se substitue au réseau, mais nécessite de prendre en compte :

- le temps de permutation (mis pour se substituer au réseau) dont la valeur doit être acceptable par la charge,
- l'autonomie de la source, c'est-à-dire le temps pendant lequel elle peut alimenter la charge.

La qualité de l'énergie électrique dépend de l'élimination plus ou moins complète des perturbations aux bornes des récepteurs.

Une source de remplacement permet d'assurer la disponibilité de l'énergie électrique aux bornes des récepteurs, mais ne garantit pas, selon le type de source retenu, la qualité de l'énergie fournie vis-à-vis de ces perturbations. Or, de nombreuses applications électroniques sensibles nécessitent une alimentation en énergie électrique exempte de ces perturbations, a fortiori de coupures, et ayant des tolérances de fluctuation autour des valeurs nominales plus strictes que celles du réseau. C'est le cas, par exemple, de centres informatiques, de centraux téléphoniques, ou de certains systèmes de contrôle-commande de processus industriels. Pour ces applications, il faut donc concilier les impératifs de disponibilité et de qualité de l'énergie électrique.

2.1.1 La solution ASI

Pour alimenter ces applications, la solution consiste à insérer, entre le réseau d'alimentation et les charges sensibles, un équipement d'interface qui délivre une tension :

- épurée de toutes les perturbations du réseau, dans des tolérances strictes requises par les charges,
- disponible en cas de coupure du réseau dans ces tolérances.

Cette fonction de production d'une énergie fiabilisée est réalisée par les ASI (Alimentations Sans Interruption), couramment dénommées "onduleurs", qui concilient les impératifs de disponibilité et qualité de l'énergie en :

- délivrant à la charge une tension dans des tolérances strictes, grâce à une ASI,
- se comportant comme une source de remplacement autonome grâce à une batterie d'accumulateurs,
- se substituant au réseau sans temps de permutation, donc sans microcoupure pour la charge, grâce à un contacteur statique.

Ces caractéristiques font des ASI la source d'alimentation par excellence de toutes les applications sensibles auxquelles elles apportent une énergie fiabilisée quel que soit l'état du réseau.

Une ASI comprend schématiquement les équipements suivants :

- redresseur-chargeur, qui produit un courant continu qui charge une batterie et alimente un onduleur,
- onduleur (élément électronique d'une ASI qui transforme le courant continu en courant alternatif), qui produit une énergie de qualité, c'est-à-dire :
 - épurée de toutes les perturbations du réseau, et notamment de toutes les microcoupures,
 - dans des tolérances compatibles avec les exigences des appareils électroniques sensibles (pour la gamme Galaxy, la tolérance d'amplitude est de $\pm 0,5\%$ et la tolérance de fréquence de $\pm 1\%$, contre $\pm 10\%$ et $\pm 5\%$ pour les réseaux, soit des facteurs d'amélioration de 20 et 5),
- batterie, qui procure une autonomie de fonctionnement suffisante (8 min à 1 h et plus) pour assurer la sécurité des personnes et de l'exploitation en se substituant si besoin au réseau,
- contacteur statique, dispositif à semi-conducteur qui permet de commuter la charge sans temps de coupure de l'onduleur sur le réseau et vice versa.

2.2 Types d'ASI

Les types d'ASI statiques sont définis par la norme CEI 62040 qui distingue les ASI fonctionnant en :

- attente passive (en anglais : passive stand-by, parfois aussi : off-line),
- interaction avec le réseau (en anglais : line-interactive),
- double conversion (en anglais : double conversion, parfois aussi : on-line).

Cette typologie fait intervenir le fonctionnement des ASI par rapport au réseau, terme qui recouvre en fait l'organisation de la distribution en amont de l'ASI.

La norme CEI 62040 définit la terminologie suivante pour le réseau :

- réseau source : réseau dont la puissance est normalement disponible de façon continue, habituellement fournie par une compagnie de distribution électrique, mais parfois par la propre station de production d'énergie de l'opérateur,
- réseau secours : réseau prévu pour remplacer le réseau source en cas de défaillance de celui-ci,
- réseau bypass : réseau dont la puissance est fournie à travers le bypass.

Pratiquement, une ASI dispose en général de deux entrées qui sont notées "Réseau 1" et "Réseau 2" dans la suite de ce chapitre.

- L'entrée Réseau 1 est alimentée par le réseau source, en pratique par un câble tiré depuis un départ du réseau amont de distribution publique ou privée.
- L'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau secours, en pratique par un câble tiré d'un départ du réseau amont distinct de celui alimentant l'entrée Réseau 1, ce départ pouvant être secours (ex : groupe électrogène, autre ASI, etc.). Lorsqu'il n'existe pas de réseau secours disponible, l'entrée Réseau 2 est alimentée par le réseau source (dédoublage du câble de l'entrée Réseau 1). L'entrée Réseau 2 est aussi utilisée pour alimenter le circuit bypass de l'ASI lorsqu'il existe. Ainsi, le bypass sera alimenté par le réseau secours ou le réseau source, selon la disponibilité ou non d'un réseau secours.

2.2.1 ASI fonctionnant en attente passive (passive stand-by ou off-line)

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau (cf. **Fig. N16**).

Mode normal

La charge est alimentée par le réseau, via un filtre qui élimine certaines perturbations et peut réaliser une régulation de la tension (la norme parle de "dispositifs additionnels de conditionnement").

L'ASI est en attente passive.

Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un temps de permutation très court (< 10 ms). L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

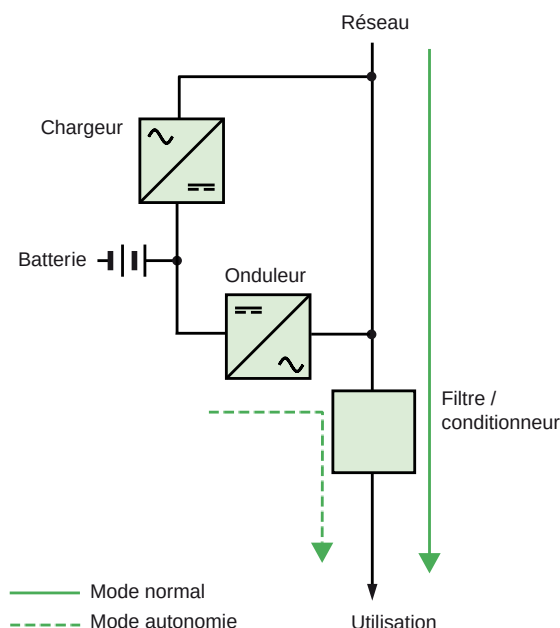
Utilisation

Cette configuration résulte en fait d'un compromis entre un niveau acceptable de protection contre les perturbations et le coût correspondant. Elle n'est utilisable qu'avec de faibles puissances (< 2 kVA). D'autre part, fonctionnant sans véritable contacteur statique, elle fait intervenir un temps de basculement sur l'onduleur. Ce temps est acceptable pour certaines applications unitaires, mais incompatible avec les performances requises par des ensembles plus complexes et sensibles (gros centres informatiques, centraux téléphoniques, etc.). En outre, la fréquence de sortie n'est pas régulée et il n'y a pas de bypass.

Nota : en mode normal, la puissance de la charge ne transitant pas par l'onduleur, ce type d'ASI est parfois appelé "off-line". Ce terme est impropre, car il signifie aussi "non alimenté par le réseau" alors qu'en fait la charge est principalement alimentée par le réseau en mode normal. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "en attente passive".

Fig. N16

ASI fonctionnant en attente passive



2.2.2 ASI fonctionnant en interaction avec le réseau (line interactive)

N15

Principe de fonctionnement

L'ASI intervient en parallèle et en secours du réseau mais assure aussi la charge de la batterie. Il interagit de ce fait avec le réseau par un fonctionnement réversible (cf. Fig. N17).

Mode normal

La charge est alimentée par le réseau conditionné constitué par le réseau en parallèle avec l'ASI. Cette ASI est en fonctionnement permanent afin de conditionner la puissance de sortie et/ou d'assurer la recharge de la batterie.

La fréquence de sortie est dépendante de la fréquence du réseau.

Mode autonomie

Lorsque la tension du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance du réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. Ce dernier déconnecte également l'alimentation d'entrée pour éviter un retour d'alimentation depuis l'onduleur. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

Mode bypass

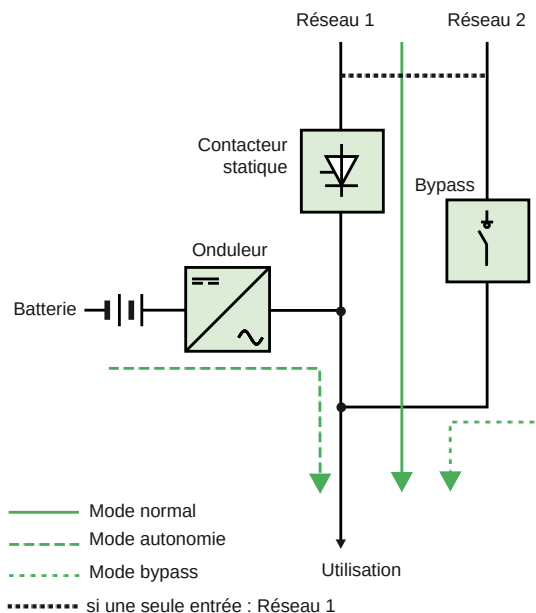
Ce type d'ASI peut comporter un bypass. En cas de défaillance d'une des fonctions de l'ASI, l'alimentation de la charge peut être alors transférée sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou secours selon l'installation).

Utilisation

Cette configuration est mal adaptée à la régulation de charge sensible en moyenne et forte puissance car ne permettant pas de régulation de la fréquence.

Elle reste de ce fait marginale dans le domaine des moyennes et fortes puissances.

Fig. N17
ASI en interaction avec le réseau



2.2.3 ASI fonctionnant en double conversion (ou on-line)

Principe de fonctionnement

L'onduleur est inséré en série entre le réseau et l'application.

Mode normal

La puissance fournie à la charge transite par la chaîne convertisseur-chargeur-onduleur qui réalise une double conversion alternatif-continu-alternatif, d'où la dénomination utilisée.

Mode autonomie

Lorsque la tension alternative du réseau d'entrée est hors des tolérances spécifiées de l'ASI ou en cas de défaillance de ce réseau, l'onduleur et la batterie assurent la permanence de l'alimentation de la charge, après un transfert sans coupure grâce à un contacteur statique. L'ASI continue à fonctionner sur batterie jusqu'à la durée d'autonomie de cette dernière ou au retour du réseau en tolérance, ce qui provoque le transfert de l'alimentation sur le réseau en mode normal.

Mode bypass

Ce type d'ASI comporte en général un bypass statique, le plus souvent appelé contacteur statique (cf. **Fig. N18**).

L'alimentation de la charge peut alors être transférée sans coupure sur l'entrée 2 via le bypass (alimentation par le réseau source ou le réseau secours selon l'installation) dans les cas suivants :

- défaillance de l'ASI,
- transitoire de courant de charge (courant d'appel ou d'élimination de défaut) ;
- pointes de charge.

Toutefois l'adjonction d'un bypass suppose des fréquences d'entrée et de sortie identiques et, si les niveaux de tension sont différents, un transformateur de bypass doit être prévu. Pour certaines charges, il faut synchroniser l'ASI avec le réseau d'alimentation du bypass pour maintenir la permanence de l'alimentation dans de bonnes conditions. Par ailleurs, en mode bypass une perturbation du réseau d'entrée peut se répercuter sur l'utilisation, puisque l'onduleur n'intervient plus.

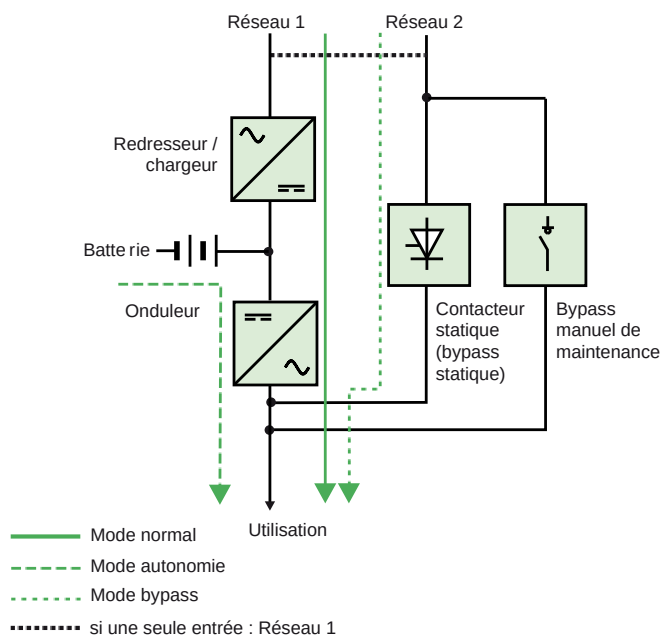
Nota : une autre voie de bypass, appelée souvent bypass de maintenance, est prévue pour pouvoir réaliser la maintenance. Sa fermeture est commandée par un interrupteur manuel.

Utilisation

Dans cette configuration, il n'y a pas de temps de permutation lors des transferts de la charge sur onduleur du fait de la présence d'un contacteur statique. Cette configuration permet aussi à la tension et à la fréquence de sortie d'être indépendantes des conditions de la tension et de la fréquence d'entrée. Ceci permet à l'ASI, lorsqu'elle est conçue pour, de fonctionner en convertisseur de fréquence. C'est la principale configuration utilisée pour les moyennes et fortes puissances (à partir de 10 kVA). C'est celle qui sera envisagée dans la suite de ce chapitre.

Nota : ce type d'ASI est souvent appelé "on-line", signifiant que la charge est alimentée en permanence par l'onduleur indépendamment des conditions du réseau d'entrée. Ce terme est impropre, car il signifie aussi "sur réseau" alors qu'en fait la charge est alimentée par la chaîne de double conversion redresseur-chargeur-onduleur. C'est pourquoi la norme CEI 62040 recommande de lui préférer "double conversion".

Fig. N18
ASI en double conversion



2.3 Batteries d'accumulateurs des ASI

2.3.1 Choix du type

Une batterie est faite à partir d'éléments qui sont raccordés en série.

On distingue deux principales familles de batteries

- les batteries au plomb,
- les batteries au nickel-cadmium.

Elles peuvent être constituées de deux types d'éléments

- éléments ouverts (batteries au plomb-antimoine), pourvus d'orifices qui permettent :
 - de libérer dans l'atmosphère l'oxygène et l'hydrogène produits lors des différentes réactions chimiques,
 - de rétablir la réserve d'électrolyte par adjonction d'eau distillée ou déminéralisée.
- éléments à recombinaison (batteries au plomb-cadmium, plomb pur, plomb-étain) dont le taux de recombinaison des gaz au moins égal à 95% ne nécessitent pas d'adjonction d'eau pendant l'exploitation.
Par extension, batteries ouvertes ou à recombinaison sont des dénominations plus courantes (ces dernières sont d'ailleurs souvent appelées "batteries étanches").

Les principaux types de batteries utilisés en association avec les ASI sont

- étanches au plomb, dans 95% des cas, car faciles à maintenir et ne nécessitant pas de local spécifique,
- ouvertes au plomb,
- ouvertes au nickel-cadmium.

Ces 3 types de batterie peuvent être proposés, suivant les impératifs économiques et d'exploitation de l'installation, avec différentes durées de vie.

La puissance et l'autonomie peuvent être adaptées à la demande. Les batteries proposées bénéficient en outre d'une parfaite maîtrise du couple onduleur/batterie, résultat d'un travail en partenariat entre les constructeurs d'ASI, tel Schneider Electric, et les fabricants de batteries.

2.3.2 Choix de l'autonomie

Le choix dépend

- de la durée moyenne des défaillances du réseau d'alimentation,
- des moyens éventuels de secours à long terme (groupe électrogène, etc.),
- du type d'application.

Les diverses gammes proposent

- des autonomies en standard de 10, 15 ou 30 minutes,
- des autonomies à la carte.

Ce choix obéit aux règles générales suivantes

- dans une installation informatique
L'autonomie de la batterie doit être suffisante pour couvrir la durée des procédures d'arrêt et de sauvegarde nécessaires à un arrêt volontaire et "propre" de l'exploitation. C'est en général le service informatique qui détermine la valeur d'autonomie en fonction de ses contraintes.
- pour un processus industriel
Le calcul de l'autonomie doit prendre en compte le coût économique lié à une interruption du process et le temps de redémarrage de l'installation.

2.3.3 Tableau de choix

La Figure N19 résume les principales caractéristiques des divers types de batteries. De plus en plus, les batteries à recombinaison semblent s'imposer pour les raisons suivantes :

- pas d'entretien,
- mise en œuvre facile,
- installation dans tout type de locaux (salles informatiques, locaux techniques non aménagés, etc.).

Dans certains cas cependant, les batteries ouvertes sont à privilégier, notamment pour obtenir :

- une durée de vie prolongée,
- de longues autonomies,
- de très fortes puissances.

Les batteries ouvertes doivent être installées dans des locaux aménagés répondant à une réglementation précise et nécessitent une maintenance adaptée^[2].

Fig. N19
Principales caractéristiques des divers types de batteries

	Durée de vie	Compacité	Tolérance en température de fonctionnement	fréquence des entretiens	nécessité d'un local spécifique	Coût
Plomb étanche	5 ou 10 ans	+	+	Faible	Non	Moyen
Plomb ouvert	5 ou 10 ans	+	++	Moyenne	Oui	Faible
Nickel-cadmium	5 ou 10 ans	++	+++	Élevée	Non	Élevé

2.3.4 Modes d'installation

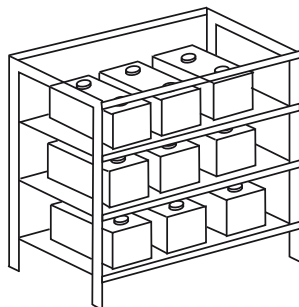
Divers modes d'installation sont possibles.

Dans la gamme des ASI Schneider Electric, suivant la puissance et l'autonomie de la batterie, celle-ci est :

- à recombinaison et intégrée dans la cellule onduleur,
- à recombinaison et répartie dans une, deux ou trois armoires,
- ouverte ou à recombinaison et installée dans des locaux spécifiques ; dans ce cas, le mode d'installation peut être

en étagères (cf. **Fig. N20**), possible pour les batteries étanches ou ouvertes sans entretien qui ne nécessitent pas de remise à niveau de leur électrolyte,

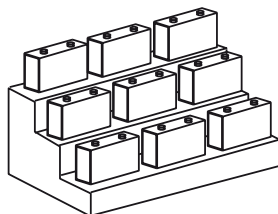
Fig. N20
Batteries en étagères



en gradins (cf. **Fig. N21**), ce mode convient pour tout type de batterie, en particulier pour les batteries ouvertes, car il facilite la vérification des niveaux et le remplissage,

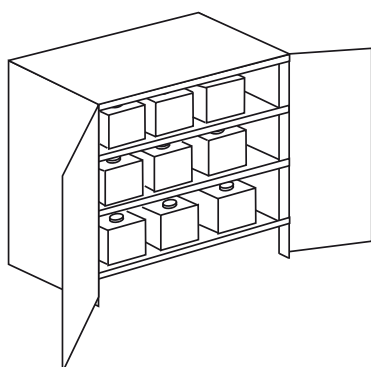
[2] La norme française NF C15-100 § 554 précise les conditions d'aménagement des locaux : qualification du personnel, ventilation du local, mise en œuvre d'un plancher de service, etc.

Fig. N21
Batteries en gradins



Le mode de pose en armoire (cf. **Fig. N22**), réservé aux batteries étanches est simple à mettre en œuvre, et offre une sécurité maximale.

Fig. N22
Batteries en armoire



2.4 Les schémas des liaisons à la terre des installations avec ASI

L'application des mesures exigées par les normes aux réseaux comportant une ASI nécessite de prendre des précautions.

- L'ASI joue le double rôle de
 - récepteur pour le réseau amont,
 - source d'énergie pour le réseau aval.
- Lorsque la batterie n'est pas installée en armoire, un défaut d'isolement sur le réseau continu peut entraîner la circulation d'une composante différentielle continue.

Cette composante est susceptible de perturber le fonctionnement de certaines protections, notamment des différentiels utilisés dans le cadre des mesures de protection des personnes.

2.4.1 Protection contre les contacts directs

Les prescriptions applicables sont satisfaites pour toutes les installations dont l'équipement est installé dans une armoire ayant un degré de protection **IP20**.

Quand les batteries sont installées sur des étagères ou sur des gradins dans une local spécifiquement aménagé, des mesures réglementaires strictes sont à appliquer.

2.4.2 Protection contre les contacts indirects

(cf. **Fig. N23**)

2 Les alimentations sans interruption ASI

Fig. N23
Principales caractéristiques des schémas des liaisons à la terre (SLT)

Type de SLT	Schéma IT	Schéma TT	Schéma TN
Technique d'exploitation	- Signalisation du 1^{er} défaut d'isolement - Recherche et élimination du 1^{er} défaut - Coupure au 2^e défaut	Coupure au 1^{er} défaut d'isolement	Coupure au 1^{er} défaut d'isolement
Technique de protection des personnes	- Interconnexion et mise à la terre des masses - surveillance du 1^{er} défaut par contrôleur permanent d'isolement (CPI) - Coupure au 2^e défaut (disjoncteur ou fusibles)	- Mise à la terre des masses associée à l'emploi de dispositifs différentiels - Coupure au 1^{er} défaut par détection du courant de fuite	- Interconnexion et mise à la terre des masses et du neutre impératives - Coupure au 1^{er} défaut par surintensité (disjoncteur ou fusible)
Avantages et inconvénients	- Solution assurant la meilleure continuité de service (signalisation du 1^{er} défaut) - Nécessité d'un personnel de surveillance compétent recherche du 1^{er} défaut)	- Solution la plus simple à l'étude et à l'installation - Pas de surveillance permanente de l'isolement - Mais chaque défaut amène une coupure de l'élément concerné	- Solution économique à l'installation - Délicate à l'étude (difficulté de calcul des impédances de boucle) - Personnel d'exploitation compétent - Circulation de forts courants de défaut

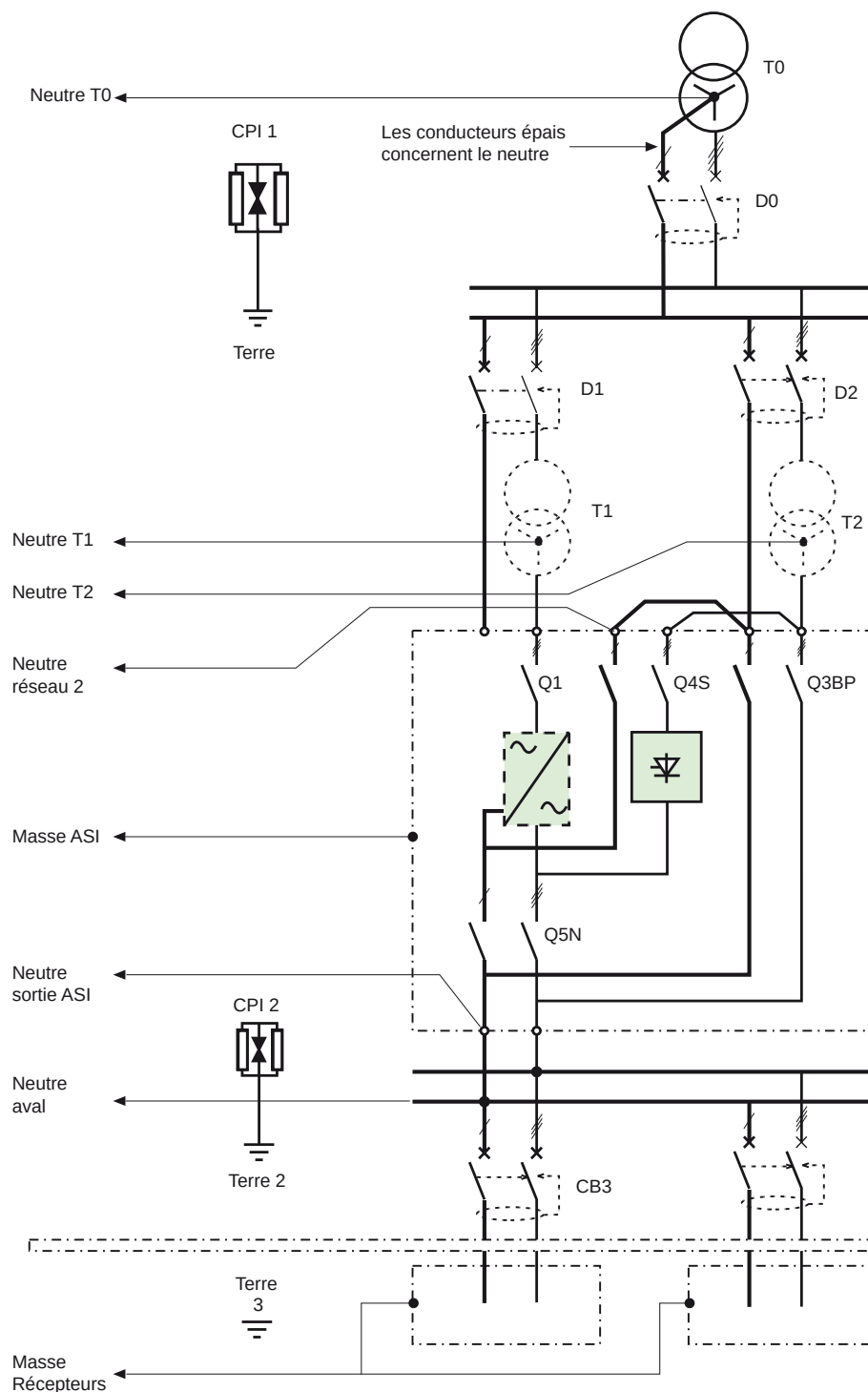
Remarque : le schéma TN-S est le plus souvent recommandé dans le cas d'alimentation de systèmes informatiques.

2.4.3 Points essentiels à vérifier pour les ASI

La **Figure N24** montre tous les points essentiels à interconnecter ainsi que les dispositifs à installer (transformateurs, dispositifs différentiels, etc.) pour assurer la conformité de l'installation avec les normes de sécurité.

Fig. N24

Les points essentiels à connecter dans les schémas de liaison à la terre



N21

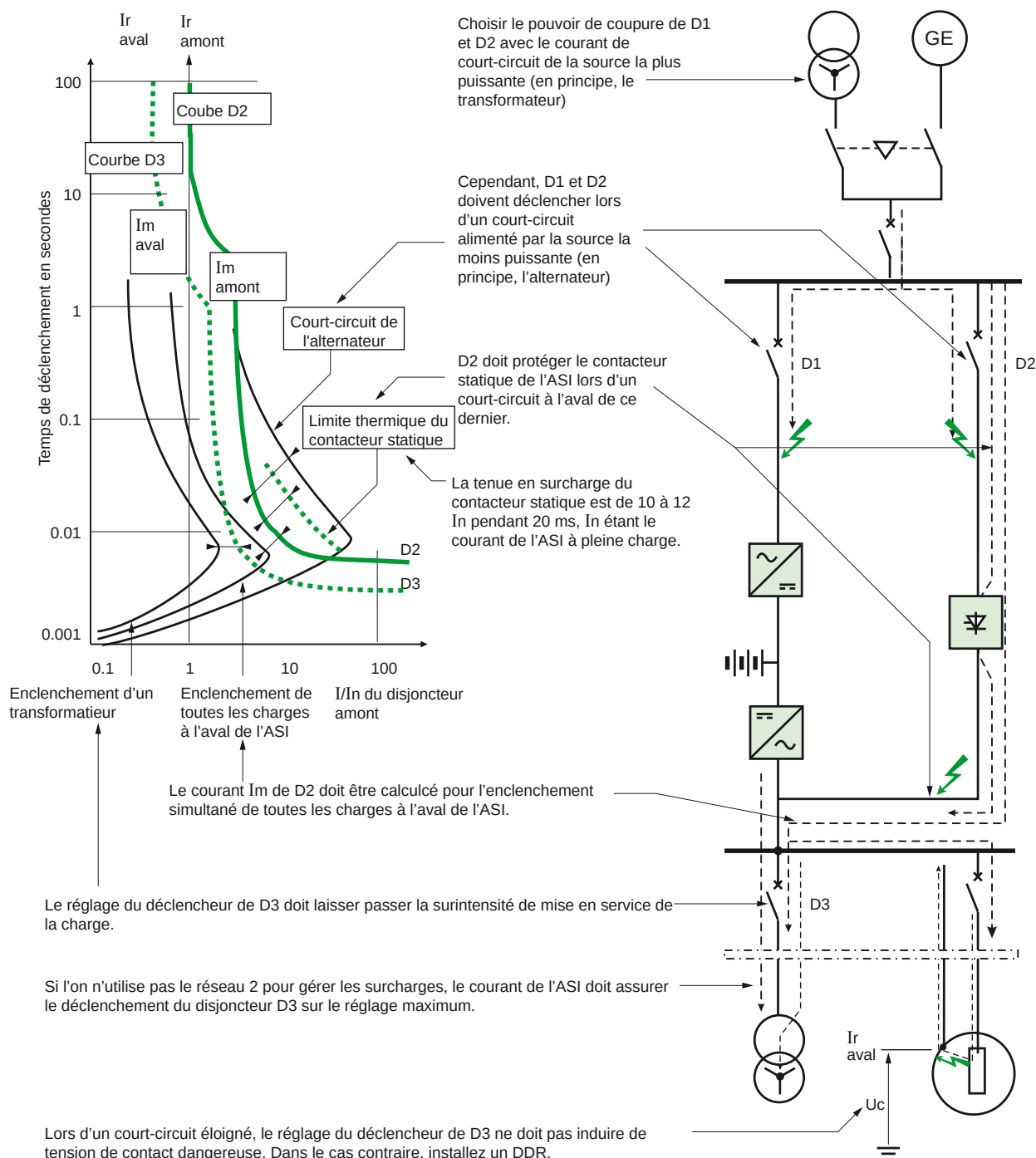
2.5 Protection de l'installation avec ASI

Le calcul de l'installation doit être fait en fonction des règles d'installation en vigueur (voir [La protection des circuits](#)). Ce paragraphe précise les réglages particuliers des protections dans le cadre d'une alimentation par une ASI. Les disjoncteurs ont un rôle essentiel dans une installation, mais leur importance n'apparaît le plus souvent que lors de phénomènes accidentels et peu fréquents. Le meilleur calcul d'ASI et le meilleur choix de configuration peuvent être compromis par une erreur dans la détermination d'un seul disjoncteur.

2.5.1 Choix des disjoncteurs

La **Figure N25** résume les étapes conduisant au choix des disjoncteurs.

Fig. N25: Les diverses conditions auxquelles sont soumis les disjoncteurs



2.5.2 Choix du calibre

Le calibre (courant assigné I_n) doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant assigné du câble aval protégé.

2.5.3 Choix du pouvoir de coupure

Le pouvoir de coupure doit avoir la valeur immédiatement supérieure au courant de court-circuit pouvant survenir au point d'installation.

2.5.4 Choix des seuils I_r et I_m

Le tableau de la **Figure N26** donne les règles permettant de déterminer les seuils I_r (surcharge ; thermique ou long retard) et I_m (court-circuit ; magnétique ou court retard) en fonction des déclencheurs amont et aval pour permettre la sélectivité.

Remarques

- La sélectivité chronométrique doit être mise en œuvre par du personnel qualifié, car toute temporisation du déclenchement augmente la contrainte thermique (I^2t) à l'aval (câbles, semi-conducteurs, etc.). Il convient d'être très prudent si l'on retarde le déclenchement de D2 par la temporisation du seuil I_m .
- La sélectivité énergétique est indépendante du déclencheur et ne concerne que le disjoncteur.

Fig. N26

Seuils I_r et I_m en fonction des déclencheurs amont et aval

Nature du départ aval	Rapport I_r amont / I_r aval	Rapport I_m amont / I_m aval	Rapport I_m amont / I_m aval
Déclencheur aval	Tous types	Magnétique	Electronique
Distribution	> 1.6	> 2	> 1.5
Moteur asynchrone	> 3	> 2	> 1.5

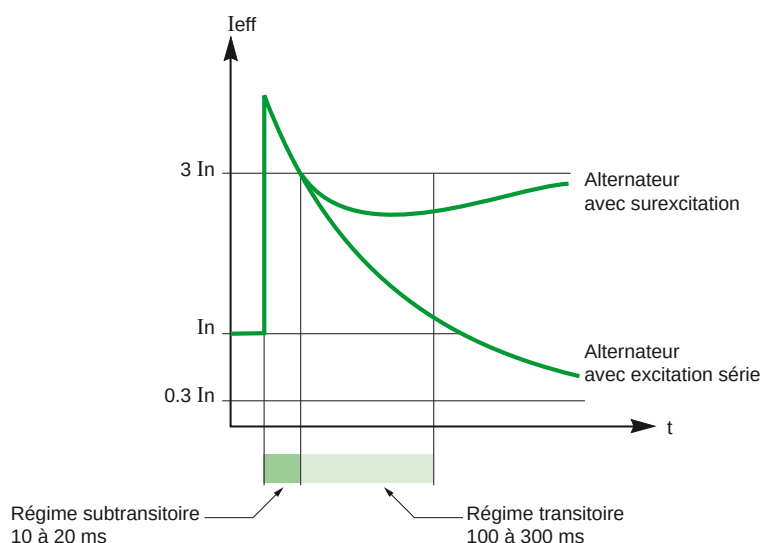
2.5.5 Cas particulier de l'alternateur en court-circuit

La **Figure N27** montre le comportement d'un alternateur en court-circuit.

Afin de s'affranchir de l'incertitude éventuelle sur le type d'excitation, il est nécessaire de déclencher sur la première pointe d'intensité du courant de défaut (3 à $5 I_n$ selon $X''d$) à l'aide de la protection I_m , non temporisée.

Fig. N27

L'alternateur en court-circuit



N23

2.6 Installation, raccordement et choix de la section des câbles avec ASI

Onduleurs prêts à raccorder

Les onduleurs des installations de petite puissance, concernant par exemple des matériels de micro-informatique, sont livrés sous forme de modules compacts en châssis, prêts à raccorder. Le câblage interne est réalisé en usine et adapté aux caractéristiques des constituants.

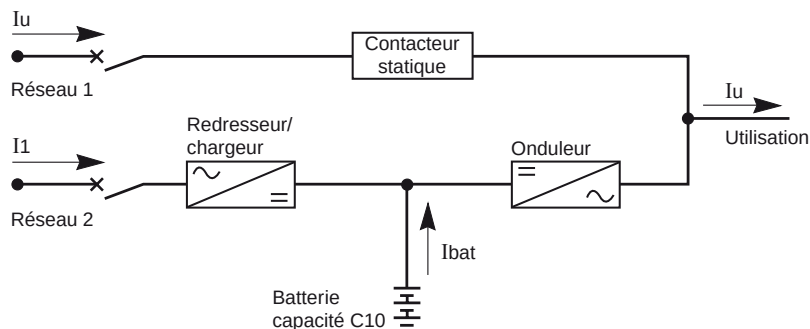
Onduleurs non prêts à raccorder

Pour les autres onduleurs, il y a lieu de prévoir les câbles de raccordement du réseau au chargeur, à l'utilisation et à la batterie.

Les câbles de raccordement dépendent des courants mis en jeu, comme indiqué dans la **Figure N28** ci-après.

Fig. N28

Courants à prendre en compte pour le choix des câbles



Calcul des courants I1, Iu

- Le courant Iu en fonctionnement sur alimentation réseau est directement lié à l'utilisation.
- Le courant I1 à l'entrée du redresseur chargeur dépend :
 - de la capacité de la batterie (C10) et de son régime de charge (Ib),
 - des caractéristiques du chargeur,
 - du rendement de l'onduleur.
- Le courant Ibat est le courant dans le conducteur de raccordement à la batterie. Ces courants sont fournis par les constructeurs.

2.6.1 Chute de tension et échauffement des câbles

La section des câbles dépend :

- de l'échauffement admissible,
- de la chute de tension admissible.

Chacun de ces deux paramètres conduira, pour une alimentation donnée, à une section minimale admissible. C'est, bien entendu, la plus importante de ces deux sections qui devra être utilisée.

Il faut aussi tenir compte, pour la définition du cheminement des câbles, de la distance à respecter entre les circuits "courants faibles" et les circuits de "puissance" de façon à éviter l'influence des courants parasites HF.

2.6.2 Echauffement

L'échauffement admissible dans les câbles est limité par la tenue des isolants.

L'échauffement des câbles dépend :

- de la nature de l'âme (Cu ou Al),
- du mode de pose,
- du nombre de câbles jointifs.

Les normes donnent, pour chaque type de câble, l'intensité maximale admissible.

2.6.3 Chutes de tension

Les chutes de tension maximales admissibles sont :

- 3% sur les circuits alternatifs 50 ou 60 Hz,
- 1% sur les circuits continus.

Tableaux de choix

La Figure N29 donne la chute de tension en % pour un circuit de 100 m de câble. Pour calculer la chute de tension dans un circuit de longueur L, multiplier la valeur du tableau par L/100.

- Sph : section des conducteurs
- In : courant nominal des protections du circuit considéré

Circuit triphasé

Si la chute de tension dépasse 3% (50-60 Hz), augmenter la section des conducteurs.

Fig. N29a

Chute de tension en % pour circuits triphasés, conducteurs en cuivre, 50-60 Hz, 380 V / 400 V / 415 V, $\cos \varphi = 0,8$, système équilibré tri + N

In (A)	Sph (mm ²)										
10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
10	0,9										
15	1,2										

Fig. N29a (suite): Chute de tension en % pour circuits triphasés, conducteurs en cuivre, 50-60 Hz, 380 V / 400 V / 415 V, $\cos \varphi = 0,8$, système équilibré tri + N

In (A)	Sph (mm ²)											
20	1,6	1,1										
25	2,0	1,3	0,9									
32	2,6	1,7	1,1									
40	3,3	2,1	1,4	1,0								
50	4,1	2,6	1,7	1,3	1,0							
63	5,1	3,3	2,2	1,6	1,2	0,9						
70	5,7	3,7	2,4	1,7	1,3	1,0	0,8					
80	6,5	4,2	2,7	2,1	1,5	1,2	0,9	0,7				
100	8,2	5,3	3,4	2,6	2,0	2,0	1,1	0,9	0,8			
125		6,6	4,3	3,2	2,4	2,4	1,4	1,1	1,0	0,8		
160			5,5	4,3	3,2	3,2	1,8	1,5	1,2	1,1	0,9	
200				5,3	3,9	3,9	2,2	1,8	1,6	1,3	1,2	0,9
250					4,9	4,9	2,8	2,3	1,9	1,7	1,4	1,2
320							3,5	2,9	2,5	2,1	1,9	1,5
400							4,4	3,6	3,1	2,7	2,3	1,9
500								4,5	3,9	3,4	2,9	2,4
600									4,9	4,2	3,6	3,0
800										5,3	4,4	3,8
1 000											6,5	4,7

* Pour un circuit triphasé 230 V, multiplier le résultat par $\sqrt{3}$

* Pour un circuit monophasé 208/230 V, multiplier le résultat par 2

Circuit continu

Si la chute de tension dépasse 1%, augmenter la section des conducteurs.

Fig. N29b

Chute de tension en %
pour circuit continu
(conducteurs en cuivre)

In (A)	Sph (mm ²)											
	-	-	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300
100			5,1	3,6	2,6	1,9	1,3	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4
125				4,5	3,2	2,3	1,6	1,3	1,0	0,8	0,6	0,5
160					4,0	2,9	2,2	1,6	1,2	1,1	0,6	0,7
200						3,6	2,7	2,2	1,6	1,3	1,0	0,8
250							3,3	2,7	2,2	1,7	1,3	1,0
320								3,4	2,7	2,1	1,6	1,3
400									3,4	2,8	2,1	1,6
500										3,4	2,6	2,1
600										4,3	3,3	2,7
800											4,2	3,4
1 000											5,3	4,2
1 250												5,3

2.6.4 Cas particulier du conducteur neutre

Sur les réseaux triphasés, les courants d'harmonique 3 (et de ses multiples) des charges monophasées s'additionnent dans le conducteur neutre (somme des courants des 3 phases).

Ceci conduit à adopter la règle : section du neutre = 1,5 x section d'une phase.

Exemple

Soit à choisir le câble pour un circuit triphasé 400 V de 70 m de long, réalisé avec des conducteurs en cuivre et dont l'intensité nominale est de 600 A.

Les normes d'installation donnent, en fonction du mode de pose et de l'utilisation, une section minimale. Supposons que cette section minimale soit 95 mm². Vérifions que la chute de tension reste inférieure à 3%.

Le tableau de la Figure N29 pour les circuits triphasés donne, pour un courant de 600 A circulant dans un câble de 300 mm², une chute de tension pour 100 m de câble égale 3% soit pour 70 m :

$$3 \times \frac{70}{100} = 2,1\%$$

donc en dessous du seuil limite de 3%.

Un calcul identique peut être fait pour un courant continu de 1 000 A. Dans un câble de 10 m, la chute de tension pour 100 m de section 240 mm² est de 5,3% soit pour 10 m :

$$5,3 \times \frac{10}{100} = 0,53\%$$

donc en dessous du seuil limite de 3%.

2.7 Les ASI et leur environnement

Les onduleurs peuvent communiquer avec d'autres équipements, notamment les équipements informatiques. Ils peuvent transmettre des informations d'état et recevoir des ordres quant à leur fonctionnement afin :

d'optimiser la protection

L'onduleur transmet par exemple des informations sur son fonctionnement (normal, en autonomie, pré-alarme de fin d'autonomie...) à l'ordinateur qu'il alimente ; ce dernier en déduit des fonctionnements appropriés,

de contrôler à distance

L'onduleur transmet des informations d'état et de mesure à un opérateur qui peut télécommander certaines actions,

de gérer l'installation

L'utilisateur dispose d'une GTC (gestion technique centralisée) qui lui permet d'acquérir des informations de la part des onduleurs, de les mémoriser, de signaler les anomalies, de présenter des états ou synoptiques, de commander des actions.

Cette évolution générale vers une compatibilité entre divers équipements de systèmes complexes de traitement de l'information (interopérabilité) se traduit par l'incorporation dans les onduleurs de nouvelles fonctions.

2.8 Equipements complémentaires pour ASI

2.8.1 Transformateurs

La présence d'un transformateur à enroulements séparés sur la liaison Réseau 2-contacteur statique permet principalement :

- un changement de tension lorsque celle du réseau d'alimentation est différente de celle du réseau d'utilisation,
- un changement de régime de neutre entre les réseaux d'alimentation.

De plus ce transformateur :

- réduit le niveau du courant de court-circuit au secondaire (c'est à dire sur les charges) par rapport à celui du réseau amont (au primaire),
- évite aux courants harmoniques 3 et multiples de 3, qui peuvent être présents au secondaire, de circuler sur le réseau amont du fait des bobinages au primaire connectés en delta.

2.8.2 Filtre anti-harmonique

Une ASI comporte un chargeur de batterie qui est contrôlé par des thyristors ou des transistors. Le découpage du courant génère des distorsions en tension et donc des composantes harmoniques dans le réseau d'alimentation. Pour pallier ces phénomènes, les onduleurs sont munis, d'origine, d'un filtre d'entrée qui est suffisant dans la plupart des cas.

Dans certains cas spécifiques d'installations de très forte puissance, un filtre complémentaire peut être nécessaire. C'est le cas lorsque :

- l'onduleur a une puissance importante vis-à-vis de celle du transformateur de tête d'installation du réseau,
- le jeu de barres comporte des équipements sensibles aux harmoniques,
- un groupe de reprise est prévu en tête d'installation.

Consulter les constructeurs.

2.8.3 Equipements de communication

La communication avec les équipements des systèmes liés à l'informatique peut amener à équiper les onduleurs d'équipements de communication.

Ces derniers peuvent être incorporés d'origine (cf. **Fig. N30a**), ou rajoutés sur demande (cf. **Fig. N30b**).

Fig. N30a

Onduleur prêt à
raccorder.



Fig. N30b

Onduleur réalisant la
disponibilité et la qualité
de l'énergie qui alimente
des ordinateurs



Ces transformateurs, dont la puissance varie de quelques centaines de VA à quelques centaines de kVA, sont fréquemment utilisés pour :

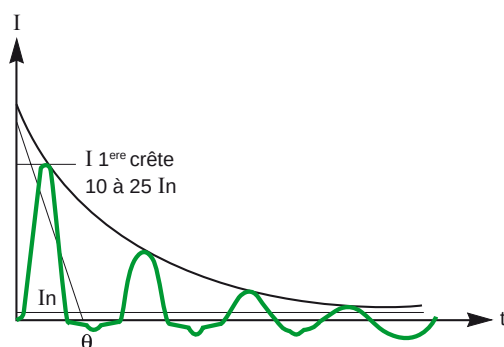
- changer de tension :
 - les circuits auxiliaires de commande et de contrôle,
 - les circuits d'éclairage (créer un réseau 230 V quand le réseau (au primaire) est un réseau 400 V triphasé sans neutre).
- changer le schéma des liaisons à la terre des charges ayant des courants importants de fuite à la terre, capacitifs (équipement de traitement de l'information, PC, etc.) ou résistifs (fours électriques, équipements pour chaufferie industrielle, pour cantines, etc.). Les transformateurs BT/BT sont livrés généralement avec un système de protection intégré, et les constructeurs doivent être consultés pour plus de détails. Dans tous les cas, une protection contre les surintensités doit être installée au primaire. L'exploitation de ces transformateurs nécessite la connaissance de leur fonction particulière ainsi que certains points développés ci-après.

Note : dans les cas particuliers de transformateurs d'isolement de sécurité TBT, un écran métallique entre primaire et secondaire est souvent exigé, suivant l'application, comme recommandé dans la norme CEI 61558 -2-6 et la norme européenne EN 61558-2-6 (NF C 52-742) (voir [mesures de protection](#)).

3.1 Pointes de courant à l'enclenchement

A leur mise sous tension, il se produit des appels de courant très importants (appelés "pointes d'enclenchement") dont il faut tenir compte dans la définition des appareils de protection de surintensité (cf. **Fig. N31**).

Fig. N31
Régime transitoire du courant à l'enclenchement d'un transformateur



L'amplitude dépend :

- de la tension du réseau au moment de la mise sous tension,
- de l'induction rémanente dans le circuit magnétique,
- des caractéristiques et de la charge du transformateur.

La première crête de courant atteint fréquemment 10 à 15 fois le courant efficace assigné du transformateur, et pour des petites puissances (< 50 kVA), atteint fréquemment des valeurs 20 à 25 fois le courant nominal. Ce courant d'enclenchement s'amortit très rapidement avec une constante de temps θ de l'ordre de quelques ms à quelques dizaines de ms.

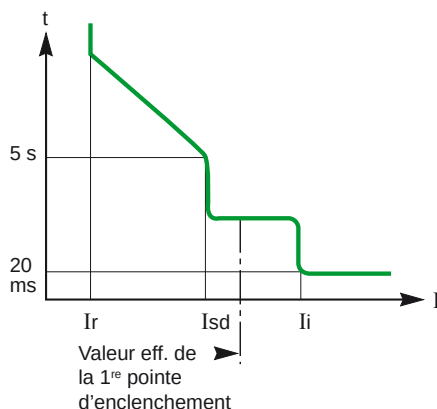
3.2 Choix de la protection d'un départ alimentant un transformateur BT/BT

L'appareil de protection placé sur un départ alimentant un transformateur BT/BT doit éviter tout déclenchement intempestif lors de sa mise sous tension ; on utilise en conséquence :

- soit des disjoncteurs sélectifs (avec une légère temporisation pour la protection Court retard) de la gamme Compact NSX (cf. **Fig. N32**),

Fig. N32

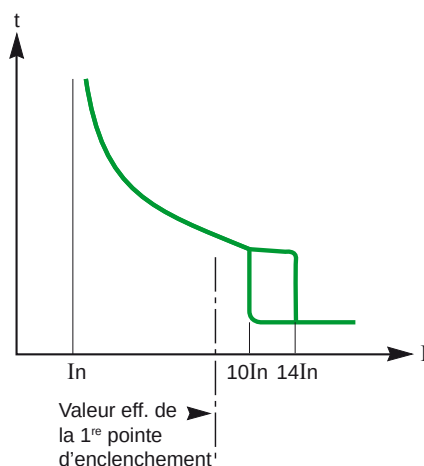
Courbe de déclenchement d'un disjoncteur Compact NSX équipé d'un déclencheur Micrologic.



- soit des disjoncteurs à seuil de déclenchement élevé : Acti 9 courbe D (cf. **Fig. N33**).

Fig. N33

Caractéristiques de déclenchement d'un disjoncteur Acti 9 courbe D



3.2.1 Exemple 1

Un circuit alimentant un transformateur 400/230 V, 125 kVA ($I_n = 180$ A) pour lequel la première pointe d'enclenchement du courant peut atteindre $12 I_n$, soit $12 \times 180 = 2160$ A.

Cette valeur crête correspond à une valeur efficace de 1530 A.

Un disjoncteur Compact NSX 250 N équipé d'un déclencheur Micrologic 2 est adapté à la protection du transformateur avec :

- un réglage de la protection Long retard à 200 A,
- un réglage de la protection Court retard $8 \times I_r$.

3.2.2 Exemple 2 : protection contre les surcharges installée au secondaire du transformateur

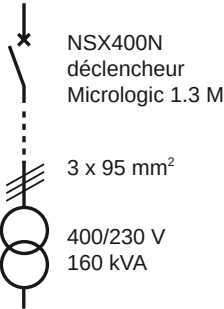
(cf. **Fig. N33b**)

L'avantage d'installer une protection contre les surintensités au secondaire d'un transformateur est qu'il peut être protégé au primaire par une protection spécifique (de type moteur) à seuil de déclenchement Instantané ou magnétique élevé, soit :

- de type électronique Instantané (par exemple Compact NSX avec déclencheur Micrologic 1.3),
- de type magnétique (par exemple Compact NSX avec déclencheur MA).

Le réglage de la protection contre les courts-circuits au primaire doit aussi être effectué de manière à assurer le fonctionnement du disjoncteur en cas de court-circuit au secondaire du transformateur.

Fig. N33b
Exemple



Nota : la protection primaire est parfois réalisée avec des fusibles de type aM. Cette solution présente deux inconvénients :

- les fusibles doivent être très fortement surcalibrés (au moins 4 fois le courant nominal du transformateur),
- pour réaliser au primaire les fonctions de commande et sectionnement, ils doivent être associés à un interrupteur ou un contacteur lui-aussi fortement surcalibré.

3.3 Caractéristiques électriques à 50 Hz des transformateurs BT/BT

Triphasé (≤ 80A)													
puissance en kVA	5	6,3	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80
pertes à vide (W)	100	110	130	150	160	170	270	310	350	350	410	460	520
Pertes en charge (W)	250	320	390	500	600	840	800	1180	1240	1530	1650	2150	2540
tension de cc (%)	4,5	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5	5	4,5	5	5

Triphasé (≥ 100A)										
puissance en kVA	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800
pertes à vide (W)	570	680	680	790	950	1160	1240	1485	1855	2160
Pertes en charge (W)	3700	3700	5900	5900	6500	7400	9300	9400	11400	13400
tension de cc (%)	5,5	4,5	5,5	5	5	4,5	6	6	5,5	5,5

Monophasé														
Puissance en kVA	8	10	12,5	16	20	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160
Pertes à vide (W)	105	115	120	140	150	175	200	215	265	305	450	450	525	635
Pertes en charge (W)	400	530	635	730	865	1065	1200	1400	1900	2000	2450	3950	3950	4335
Tension de cc (%)	5	5	5	4,5	4,5	4,5	4	4	5	5	4,5	5,5	5	5

3 La protection des transformateurs BT/BT

3.4 Protection des transformateurs BT/BT par disjoncteurs Schneider Electric

3.4.1 Disjoncteurs Acti 9

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur courbe D ou K	Calibre (A)
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph		
0,05	0,09	0,16	iC60, NG125	0,5
0,11	0,18	0,32	iC60, NG125	1
0,21	0,36	0,63	iC60, NG125	2
0,33	0,58	1,0	iC60, NG125	3
0,67	1,2	2,0	iC60, NG125	6
1,1	1,8	3,2	iC60, C120, NG125	10
1,7	2,9	5,0	iC60, C120, NG125	16
2,1	3,6	6,3	iC60, C120, NG125	20
2,7	4,6	8,0	iC60, C120, NG125	25
3,3	5,8	10	iC60, C120, NG125	32
4,2	7,2	13	iC60, C120, NG125	40
5,3	9,2	16	iC60, C120, NG125	50
6,7	12	20	iC60, C120, NG125	63
8,3	14	25	C120, NC100, NG125	80
11	18	32	C120, NC100, NG125	100
13	23	40	C120, NG125	125

3.4.2 Disjoncteurs Compact NSX100 à NSX250 avec déclencheur TM-D

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur	Déclencheur "type"
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph		
3	5 à 6	9 à 12	NSX100F/N/H/S/L	TM16D
5	8 à 9	14 à 16	NSX100F/N/H/S/L	TM25D
7 à 9	13 à 16	22 à 28	NSX100F/N/H/S/L	TM40D
12 à 15	20 à 25	35 à 44	NSX100F/N/H/S/L	TM63D
16 à 19	26 à 32	45 à 56	NSX100F/N/H/S/L	TM80D
18 à 23	32 à 40	55 à 69	NSX160F/N/H/S/L	TM100D
23 à 29	40 à 50	69 à 87	NSX160F/N/H/S/L	TM125D
29 à 37	51 à 64	89 à 111	NSX250F/N/H/S/L	TM160D
37 à 46	64 à 80	111 à 139	NSX250F/N/H/S/L	TM200D

3 La protection des transformateurs BT/BT

3.4.3 Disjoncteurs Compact NSX100 à Masterpact NW32 avec déclencheur Micrologic

Puissance du transformateur (kVA)			Appareil de protection disjoncteur	Déclencheur "type"	Réglage I _r max (A)
230/240 V 1-ph	230/240 V 3-ph 400/415 V 1-ph	400/415 V 3-ph			
4 à 7	6 à 13	11 à 22	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 40	32
9 à 19	16 à 30	27 à 56	NSX100F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 100	80
15 à 30	05 à 50	44 à 90	NSX160F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 160	128
23 à 46	40 à 80	70 à 139	NSX250F/N/H/S/L	Micrologic 2.2 ou 5.2 250	200
37 à 65	64 à 112	111 à 195	NSX400F/N/H/S	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	280
37 à 55	64 à 95	111 à 166	NSX400L	Micrologic 2.3 ou 5.3 400	240
58 à 83	100 à 144	175 à 250	NSX630F/N/H/S/L	Micrologic 2.3 ou 5.3 630	400
58 à 150	100 à 250	175 à 436	NS630bN/bH-NT06H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	630
74 à 184	107 à 319	222 à 554	NS800N/H-NT08H1-NW08N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	800
90 à 230	159 à 398	277 à 693	NS1000N/H-NT10H1-NW10N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1000
115 à 288	200 à 498	346 à 866	NS1250N/H-NT12H1-NW12N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1250
147 à 368	256 à 640	443 à 1108	NS1600N/H-NT16H1-NW16N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	1600
184 à 460	320 à 800	554 à 1385	NW20N1/H1	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2000
230 à 575	400 à 1000	690 à 1730	NW25N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	2500
294 à 736	510 à 1280	886 à 2217	NW32N2/H3	Micrologic 5.0/6.0/7.0	3200

Source de confort et de productivité, l'éclairage représente 15% de la quantité d'électricité consommée dans l'industrie et 40% dans les bâtiments. La qualité de l'éclairage (stabilité de la lumière et continuité de service) dépend de celle de l'énergie électrique ainsi consommée. L'alimentation électrique des réseaux d'éclairage a donc pris une grande importance.

Pour aider à leur conception et faciliter le choix de leurs dispositifs de protection, les auteurs présentent dans ce document une analyse des différentes technologies de lampes et des principales évolutions technologiques en cours. Après une synthèse des particularités des circuits d'éclairage et de leur impact sur les dispositifs de commande et de protection, ils traitent du choix des appareils à mettre en œuvre.

4.1 Les différentes technologies de lampes

Un rayonnement lumineux artificiel peut-être produit à partir de l'énergie électrique selon deux principes : l'incandescence et l'électroluminescence.

L'incandescence est la production de lumière par élévation de température. Les niveaux d'énergie sont en très grand nombre, et par conséquent, le spectre de rayonnement émis est continu. Le cas le plus courant est un filament chauffé à blanc par la circulation d'un courant électrique. L'énergie fournie est transformée en effet Joule et en flux lumineux.

La luminescence est le phénomène d'émission par la matière d'un rayonnement lumineux visible ou proche du visible. La matière peut être gazeuse ou liquide.

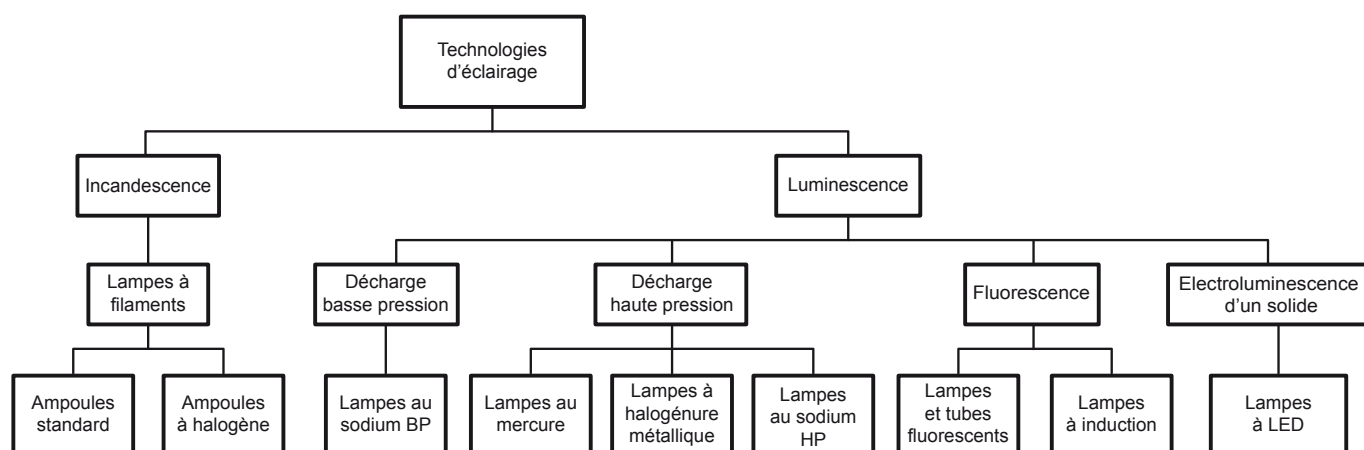
- Electroluminescence d'un gaz : un gaz (ou vapeur) soumis à une décharge électrique émet une radiation lumineuse.
- Electroluminescence d'un solide : un composant électronique semi-conducteur ayant la possibilité d'émettre un rayonnement visible lorsqu'il est parcouru par un courant électrique.

Concernant l'électroluminescence d'un gaz, celui-ci n'étant pas conducteur à la température et à la pression ordinaire, la décharge est produite en générant des particules chargées permettant l'ionisation du gaz. La nature, la pression et la température du gaz déterminent le spectre lumineux.

La photoluminescence est la luminescence d'un matériau exposé à un rayonnement visible ou proche du visible (ultraviolet, infrarouge).

Lorsque la substance absorbe un rayonnement ultraviolet et émet un rayonnement visible qui s'arrête peu de temps après l'excitation, il s'agit de la fluorescence.

Fig. N34: Technologies d'éclairage



N33

4.1.1 Lampes à incandescence

Les lampes à incandescence sont historiquement les plus anciennes et les plus répandues dans le grand public. Leur principe est un filament porté à incandescence dans le vide ou une atmosphère neutre empêchant sa combustion.

Deux types de lampes existent :

Les ampoules standard

Elles comportent un filament de tungstène et elles sont remplies d'un gaz inerte (azote et argon ou krypton).

Les ampoules à halogène

Elles comportent aussi un filament de tungstène, mais elles sont remplies d'un composé halogéné (iode, brome ou fluor) et d'un gaz inerte (krypton ou xénon). Responsable d'un phénomène de régénération du filament, ce

4 Les circuits d'éclairage

composé halogéné permet d'augmenter la durée de vie des lampes et évite leur noircissement. Ceci autorise également une température de filament plus élevée et donc une luminosité supérieure dans des ampoules de petite taille.

Le principal inconvénient des lampes à incandescence est leur forte dissipation de chaleur et donc leur faible rendement lumineux.

4.1.2 Tubes fluorescents

Cette famille regroupe les tubes fluorescents et les lampes fluo-compactes. Leur technologie est généralement dite « à mercure basse pression ».

Le principe consiste à créer un arc à l'intérieur du tube, provoquant la collision d'électrons avec les ions de vapeur de mercure. Cette collision provoque l'émission d'un rayonnement ultraviolet. Sous l'action de ce rayonnement, le matériau fluorescent couvrant l'intérieur du tube émet de la lumière visible.

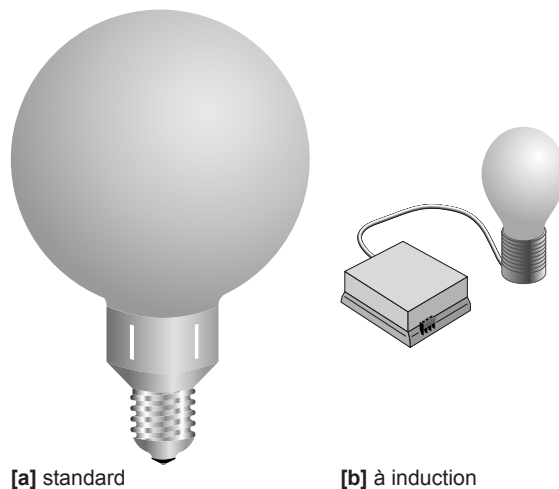
Les tubes fluorescents dissipent moins de chaleur et ont une durée de vie plus longue que les lampes à incandescence. Ils nécessitent par contre l'emploi d'un dispositif d'allumage appelé "starter" et d'un dispositif de limitation du courant de l'arc après allumage, appelé "ballast". Ce dispositif est en général une inductance placée en série avec l'arc.

Le principe des Lampes fluorescentes compactes est identique à celui d'un tube fluorescent. Les fonctions de starter et de ballast sont assurées par un circuit électronique (intégré à la lampe) qui permet l'emploi de tubes de dimensions réduites et repliés sur eux-mêmes.

Les lampes fluo-compactes (cf. **Fig. N35**) ont été développées pour remplacer les lampes à incandescence : elles apportent une économie d'énergie significative (15 W contre 75 W pour une même luminosité) et une augmentation de la durée de vie.

Les lampes dites "à induction" ou "sans électrodes" ont un démarrage instantané et le nombre de commutations n'affecte pas leur durée de vie. Leur principe est une ionisation du gaz présent dans le tube par un champ électromagnétique à très haute fréquence (jusqu'à 1 GHz). Leur durée de vie peut atteindre 100 000 h.

Fig. N35
Lampes fluorescentes compactes



[a] standard

[b] à induction

4.1.3 Lampes à décharge (cf. Fig. N36a)

La lumière est produite par une décharge électrique créée entre deux électrodes au sein d'un gaz dans une ampoule de quartz. Toutes ces lampes nécessitent donc un ballast pour limiter le courant dans l'arc. Plusieurs technologies ont donc été développées pour différentes applications.

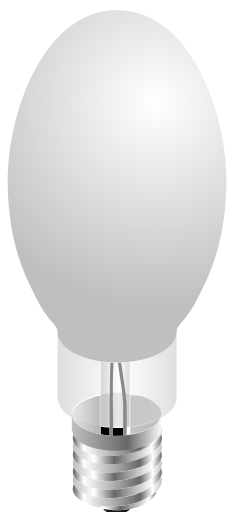
Les lampes à vapeur de sodium basse pression possèdent le meilleur rendement lumineux, mais leur rendu des couleurs est très mauvais puisque leur rayonnement est monochromatique d'une couleur orangée.

Les lampes à vapeur de sodium haute-pression émettent une lumière de couleur blanche légèrement orangée.

Les lampes à vapeur de mercure haute-pression sont aussi appelées "ballons fluorescents". Elles émettent une lumière de couleur blanche bleutée caractéristique. La décharge est produite dans une ampoule en quartz ou en céramique à des pressions supérieures à 100 kPa.

Les lampes à halogénures métalliques sont de technologie plus récente. Elles émettent une couleur ayant un spectre large. L'utilisation de tube en céramique permet une meilleure efficacité lumineuse et une meilleure stabilité des couleurs.

Fig. N36a
Lampes à décharge.

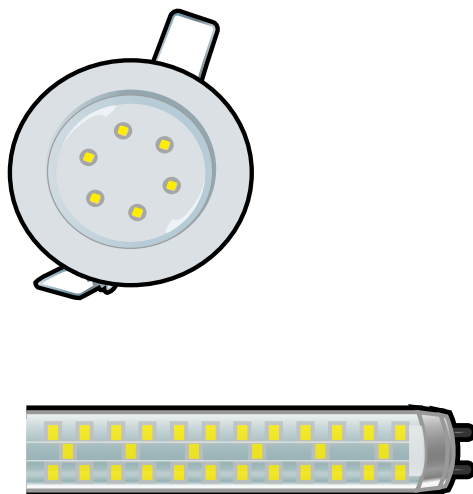


4.1.4 Diodes Electroluminescentes (Light Emitting Diodes, LED) (cf. Fig. N36b)

Le principe des diodes électroluminescentes est l'émission de lumière par un semi-conducteur au passage d'un courant électrique.

Il y a quelques années, la technologie LED était réservée aux applications nécessitant peu de puissance d'éclairage, telles que la signalisation, les panneaux de sécurité, l'éclairage de secours. A l'heure actuelle, grâce au développement et à la disponibilité de LED de puissance (plusieurs watts par composants), les constructeurs proposent des offres complètes permettant le remplacement de tous les dispositifs existants dans tous les secteurs (résidentiel, commercial, industriel, infrastructures).

Fig. N36b
Lampes à led



En fait, la technologie LED est la première dans le domaine de l'éclairage pouvant être mise en œuvre dans toutes les applications, avec le niveau souhaité d'efficacité, et autorisant des fonctions de commande inaccessible aux autres technologies.

Les LED sont des dispositifs à très basse tension ayant une très basse consommation : ils sont donc adaptés à l'alimentation par batterie. L'alimentation par le réseau nécessite un convertisseur.

Les principaux avantages des LED sont leur faible consommation, leur robustesse, leur longue durée de vie, et la possibilité de commande sans limite (variation de lumière, commutation rapide, pleine intensité lumineuse instantanée).

Les LED sont par ailleurs recyclables plus facilement que les lampes fluo-compactes.

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N37
Utilisation et technologies des dispositifs d'éclairage

Technologie	Utilisation	Avantages	Inconvénients	Puissance (watt)	Rendement (lumen/watt)	Durée de vie (heures)
Incandescence standard	● Usage domestique ● Eclairage localisé décoratif	● Branchement direct sans appareillage intermédiaire ● Prix d'achat peu élevé ● Faible encombrement ● Allumage instantané ● Bon rendu des couleurs	● Efficacité lumineuse faible ● Faible durée de vie ● Forte dissipation de chaleur	3 – 1000	10 – 15	1000 – 2000
Incandescence halogène	● Eclairage ponctuel ● Eclairage intense	● Branchement direct ● Allumage instantané ● Excellent rendu des couleurs	● Efficacité lumineuse moyenne	5 – 500	15 – 25	2000 – 4000
Tube fluorescent	● Magasins, bureaux, ateliers ● Extérieurs	● Efficacité lumineuse élevée ● Rendu de couleurs moyen	● Puissance lumineuse unitaire faible ● Sensible aux températures extrêmes	4 – 56	50 – 100	7500 – 24000
Lampe fluo compacte	● Usage domestique ● Bureaux ● Remplacement des lampes à incandescence	● Bonne efficacité lumineuse ● Bon rendu de couleurs	● Investissement initial élevé par rapport aux lampes à incandescence	5 – 40	50 – 80	10000 – 20000
Vapeur de mercure	● Ateliers, halls, hangars ● Cours d'usines	● Bonne efficacité lumineuse ● Rendu de couleurs acceptable ● Faible encombrement ● Durée de vie élevée	● Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes	40 – 1000	25 - 55	16000 - 24000
Sodium haute pression	● Extérieurs ● Halls de grandes dimensions	● Très bonne efficacité lumineuse	● Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes	35 - 1000	40 - 140	16000 - 24000
Sodium basse pression	● Extérieurs ● Eclairage de sécurité	● Bonne visibilité par temps de brouillard ● Exploitation économique	● Temps d'allumage : 5 min. ● Rendu des couleurs médiocre	35 - 180	100 - 185	14000 - 18000
Halogénure métallique	● Grands espaces ● Halls de grande hauteur	● Bonne efficacité lumineuse ● Bon rendu de couleurs ● Durée de vie élevée	● Temps d'allumage et rallumage de quelques minutes	30 - 2000	50 - 115	6000 - 20000

Fig. N37 (suite): Utilisation et technologies des dispositifs d'éclairage

Technologie	Utilisation	Avantages	Inconvénients	Puissance (watt)	Rendement (lumen/watt)	Durée de vie (heures)
LED	Toutes applications d'éclairage dans les bâtiments résidentiels, commerciaux, industriels et infrastructures	- Faible consommation - Basse température en surface - Pas d'émission UV et faible émission IR - Tenue aux vibrations - Durée de vie - Insensible au nombre d'allumage - Allumage immédiat	- Coût (en décroissance constante) - Spectre bleuté pour LED blanche - Sensible à la température	1 - 400	> 100 (en constante augmentation)	20000 – 50000

4.2 Caractéristiques électriques des lampes

4.2.1 Lampes à incandescence

Lampes à incandescence à alimentation directe

En raison de la température très élevée du filament en cours de fonctionnement (jusqu'à 2500 °C), sa résistance varie dans de grandes proportions suivant que la lampe est éteinte ou allumée. La résistance à froid étant faible, il en résulte une pointe de courant à l'allumage pouvant atteindre 10 à 15 fois le courant nominal pendant quelques ms à quelques dizaines de ms.

Cette contrainte concerne aussi bien les lampes ordinaires que les lampes à halogène : elle impose de réduire le nombre maximal de lampes pouvant être alimentées par un même dispositif tel que télérupteur, contacteur modulaire ou relais pour canalisations préfabriquées.

Lampes à halogène à très basse tension

- Certaines lampes à halogène de faible puissance sont alimentées en TBT 12 ou 24 V, par l'intermédiaire d'un transformateur ou d'un convertisseur électronique. Lors de la mise sous tension, au phénomène de variation de résistance du filament, s'ajoute le phénomène de magnétisation du transformateur. Le courant d'appel peut atteindre 50 à 75 fois le courant nominal pendant quelques ms. L'utilisation d'un gradateur placé sur l'alimentation réduit significativement cette contrainte.
- Les convertisseurs électroniques, à puissance égale, sont d'un coût d'achat plus élevé que les solutions avec transformateur. Ce handicap commercial est compensé par une plus grande facilité d'installation car leur faible dissipation thermique les rend aptes à une fixation sur un support inflammable. Il existe maintenant de nouvelles lampes TBT à halogène avec un transformateur intégré dans leur culot. Elles peuvent être alimentées directement à partir du réseau BT et remplacer des lampes à incandescence normales sans aucune adaptation.

La variation de la luminosité

Elle peut être obtenue par variation de la tension appliquée à la lampe.

Cette variation de tension est réalisée le plus souvent par un dispositif du type gradateur à triac dont on fait varier l'angle d'amorçage dans la période de la tension réseau. La forme d'onde de la tension appliquée à la lampe est illustrée sur la **Figure N38a**. Cette technique dite "à retard d'allumage" ou "cut-on control" convient à l'alimentation des circuits résistifs ou inductifs. Une autre technique qui convient à l'alimentation des circuits capacitifs est développée avec des composants électroniques MOS ou IGBT. Elle réalise la variation de tension en bloquant le courant avant la fin de demi-période (cf. **Fig. N38b**) aussi est-elle dénommée "à avance d'extinction" ou "cut-off control".

La mise sous tension progressive de la lampe permet également de réduire, voire d'éliminer la pointe de courant à l'allumage.

Comme le courant dans la lampe est découpé par l'électronique de commande, le taux de distorsion en courant est élevé et donc des courants harmoniques circulent sur le réseau.

Le courant harmonique 3 est prépondérant; la **Figure N39** représente le pourcentage de courant d'harmonique 3 par rapport au courant fondamental (en fonction de la puissance).

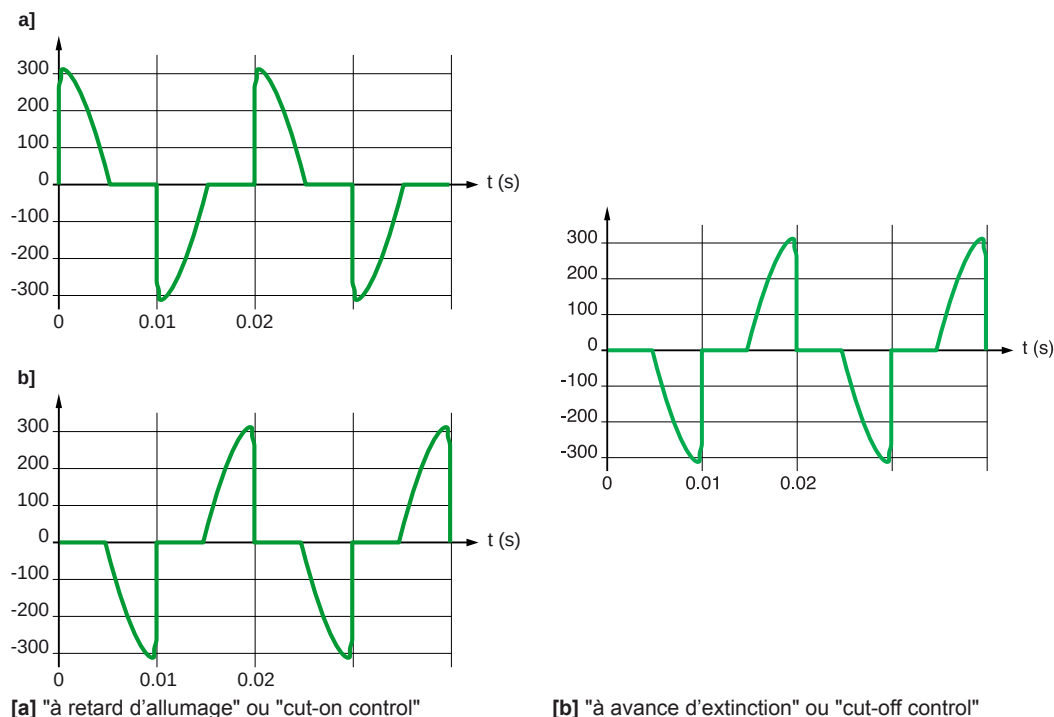
Il est à noter qu'en pratique la puissance fournie à la lampe au moyen d'un gradateur peut varier dans une plage de 15% à 85% de la puissance maximale de la lampe.

Conformément à la norme CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) définissant les limites pour les émissions de courant harmonique des appareils électriques ou électroniques dont le courant est ≤ 16 A par phase, les dispositions suivantes s'appliquent :

- pour les gradateurs autonomes d'alimentation de lampes à incandescence, ayant une puissance nominale ≤ 1 kW, aucune limite n'est imposée,
- dans les autres cas, ou pour des appareils d'éclairage à lampe à incandescence et avec un gradateur intégré ou un gradateur dans une enveloppe, l'intensité maximale de courant d'harmonique 3 permise est 2,3 A.

Fig. N38

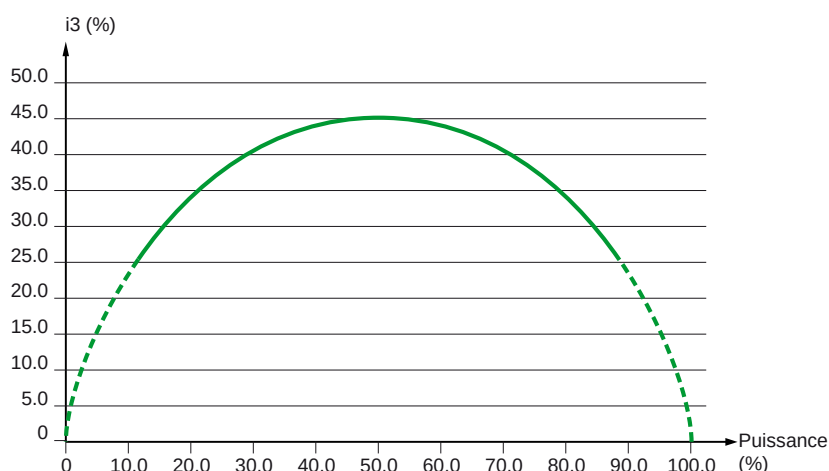
Allure de la tension fournie par un variateur de lumière à 50% de la tension maximale avec les techniques



N38

Fig. N39

Pourcentage d'harmonique 3 du courant en fonction de la puissance fournie à une lampe à incandescence au moyen d'un gradateur électronique



4.2.2 Tubes fluorescents à ballast magnétique

Les tubes fluorescents et les lampes à décharge nécessitent l'emploi d'un circuit de limitation de l'intensité de l'arc. La technologie la plus couramment utilisée est le ballast magnétique qui est une inductance placée en série avec l'ampoule elle-même (cf. **Fig. N40**).

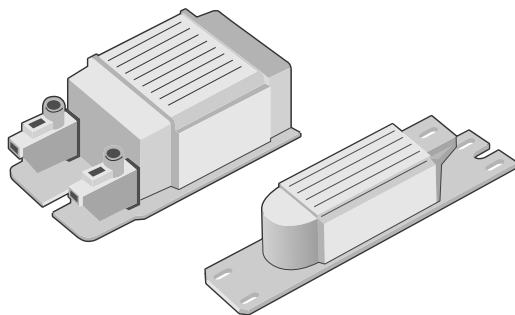
Cette disposition est la plus couramment utilisée dans les applications domestiques où le nombre de tubes est limité. Aucune contrainte particulière n'est appliquée aux interrupteurs.

Les gradateurs ne sont pas compatibles avec les ballasts magnétiques : l'annulation de la tension pendant une fraction de période interrompt la décharge et, de ce fait, éteint complètement la lampe.

La fonction du starter est double : assurer le préchauffage des électrodes du tube, puis de générer une surtension pour l'amorçage du tube. Cette surtension est générée par l'ouverture d'un contact qui interrompt le courant circulant dans le ballast magnétique (contrôlée par un relais thermique).

Pendant le fonctionnement du starter (env. 1 s), le courant absorbé par le luminaire est environ 2 fois le courant nominal.

Fig. N40
Ballasts magnétiques



Le courant absorbé par l'ensemble tube et ballast étant essentiellement inductif, le facteur de puissance est très faible (en moyenne entre 0,4 et 0,5). Dans les installations comportant un grand nombre de tubes, il est nécessaire de mettre en œuvre un dispositif de compensation pour améliorer le facteur de puissance.

Pour une installation d'éclairage importante, une compensation avec une batterie de condensateurs est une solution possible, mais le plus souvent cette compensation est intégrée au niveau de chaque luminaire suivant différents schémas (cf. **Fig. N41**).

Un condensateur de compensation est dimensionné pour que le facteur de puissance global soit supérieur à 0,85. Dans le cas le plus fréquent de la compensation parallèle : en moyenne, sa capacité est de 1 μF pour 10 W de puissance active, pour tout type de lampe. Cette disposition ne permet pas le fonctionnement des variateurs de lumière de type gradateur.

Fig. N41
Les différents schémas de compensation

a] parallèle ;
b] série ;
c] dual série aussi appelé "duo" et leurs champs d'application

a]	b]	c]
Schéma de compensation	Application	Caractéristiques
Sans	Domestique	Montage unitaire
Parallèle	Bureaux, ateliers, grandes surfaces	Contraintes sur les interrupteurs
Série		Condensateur de tension de service élevée (450 – 480 V)
Duo		Evite le scintillement

4.2.3 Les contraintes de la compensation

Le schéma de compensation parallèle apporte des contraintes à l'allumage de la lampe. Le condensateur étant initialement déchargé, la mise sous tension provoque une surintensité. Une surtension apparaît également, en raison des oscillations dans le circuit constitué du condensateur et de l'inductance de l'alimentation.

L'exemple suivant permet de fixer des ordres de grandeur.

Ensemble de 50 tubes fluorescents de 36 W chacun :

- puissance active totale : 1800 W,
- puissance apparente : 2 kVA,
- courant efficace total : 9 A,
- courant crête : 13 A.

Avec :

- capacité totale : $C = 175 \mu\text{F}$,
- inductance de ligne (L) (correspondant à un courant de court-circuit de 5 kA = 150 μH).

Courant crête maximal à la mise sous tension :

$$I_c = V_{max} \sqrt{\frac{C}{L}} = 230\sqrt{2} \sqrt{\frac{175 \times 10^{-6}}{150 \times 10^{-6}}} = 350A$$

La pointe de courant théorique à la mise sous tension peut donc atteindre **27 fois** le courant crête en fonctionnement normal.

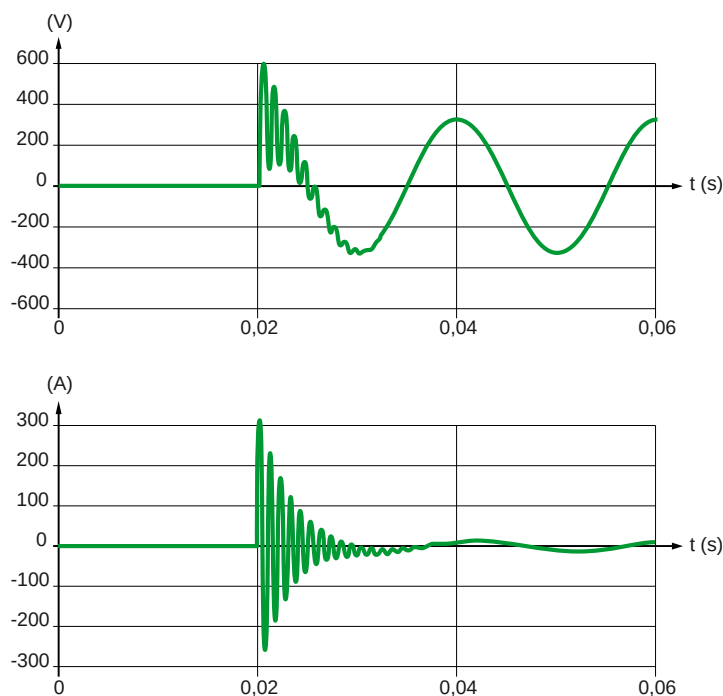
L'allure de la tension et du courant à l'allumage est donnée sur la **Figure N42**.

Il y a donc un risque de soudure des contacts des dispositifs électromécaniques de commande (télérupteur, contacteur, disjoncteur) ou de destruction des interrupteurs statiques à semi-conducteurs.

Dans la réalité, les contraintes sont en général moins sévères, en raison de l'impédance des câbles.

Fig. N42

Tension d'alimentation à la mise sous tension et courant d'appel



N40

L'allumage de plusieurs groupes de tubes fluorescents crée des contraintes particulières. Lorsqu'un groupe de tubes se trouve déjà allumé, les condensateurs de compensation de ces tubes déjà sous tension participent au courant d'appel au moment de l'allumage d'un deuxième groupe de tubes : ils "amplifient" la pointe de courant dans l'interrupteur de commande au moment de l'allumage du second groupe.

Le tableau de la **figure N43**, issu de mesures, précise l'amplitude de la première pointe de courant, pour différentes valeurs de courant de court-circuit présumé I_{cc} . La pointe de courant peut être multipliée par 2 ou 3, suivant le nombre de tubes déjà en service au moment de la connexion du dernier groupe de tubes :

Un allumage séquentiel par groupes de tubes est malgré tout recommandé pour réduire la pointe de courant dans l'interrupteur général.

Fig. N43

Amplitude de la première pointe de courant

Nombre de tubes déjà en service	Nombre de tubes connectés	Crête de courant d'appel (A)		
		$I_{cc} = 1,500 \text{ A}$	$I_{cc} = 3,000 \text{ A}$	$I_{cc} = 6,000 \text{ A}$
0	14	233	250	320
14	14	558	556	575
28	14	608	607	624
42	14	618	616	632

Les ballasts magnétiques les plus récents sont dits "à faibles pertes". Le circuit magnétique a été optimisé, mais le principe de fonctionnement reste le même. Cette nouvelle génération de ballasts est amenée à se généraliser, sous l'influence de documents réglementaires (Directive Européenne, Energy Policy Act – USA).

Dans ces conditions, l'utilisation de ballasts électroniques est susceptible de se développer, au détriment des ballasts magnétiques.

4.2.4 Tubes fluorescents à ballast électronique

Les ballasts électroniques sont utilisés en remplacement des ballasts magnétiques, pour l'alimentation des tubes fluorescents (y compris les lampes fluo-compactes) et des lampes à décharge. Ils assurent également la fonction de "starter" et ne nécessitent pas de capacité de compensation.

Le principe du ballast électronique consiste à alimenter l'arc de la lampe par un dispositif électronique générant une tension alternative de forme rectangulaire (cf. **Fig. N44**) avec une fréquence comprise entre 20 et 60 kHz.

L'alimentation de l'arc par une tension à haute fréquence permet d'éliminer totalement le phénomène de papillotement et les effets stroboscopiques. Le ballast électronique est totalement silencieux.

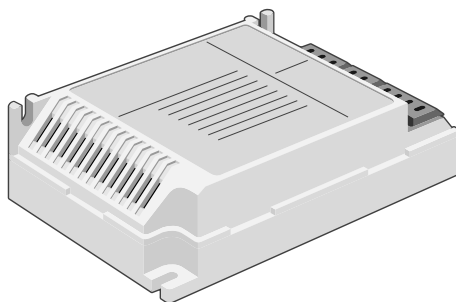
Au cours de la période de préchauffage d'une lampe à décharge, le ballast fournit à la lampe une tension croissante, en imposant un courant quasiment constant. En régime permanent, la tension appliquée à la lampe est régulée, et indépendante des fluctuations de la tension réseau.

L'arc étant alimenté dans des conditions optimales de tension, il en résulte un gain en énergie de 5 à 10% et une durée de vie de la lampe accrue. Par ailleurs, le rendement d'un ballast électronique peut dépasser 93%, alors que le rendement moyen d'un dispositif magnétique n'est que de 85%.

Le facteur de puissance est élevé (> 90%).

Le ballast électronique permet également d'assurer la fonction de variateur de lumière. La variation de la fréquence permet en effet de faire varier l'amplitude du courant dans l'arc et donc l'intensité lumineuse.

Fig. N44
Ballast électronique.



Courant d'appel

La principale contrainte apportée par les ballasts électroniques sur les réseaux est le fort courant d'appel à la mise sous tension, liée à la charge initiale des condensateurs de filtrage (cf. **Fig. N45**).

Dans la réalité, les courants d'appel pour un ensemble de lampes est bien inférieur à ces valeurs, en raison des impédances de câblage. Ordre de grandeur : 5 à 10 In pendant moins de 5 ms.

Contrairement aux ballasts magnétiques, ce courant d'appel n'est pas accompagné de surtension.

Fig. N45
Ordres de grandeur des valeurs maximales de courants d'appel, suivant les technologies employées

Technologie	Courant d'appel max.	Durée
Redresseur avec PFC	30 à 100 In	≤ 1 ms
Redresseur avec self	10 à 30 In	≤ 5 ms
Ballast magnétique	≤ 13 In	5 à 10 ms

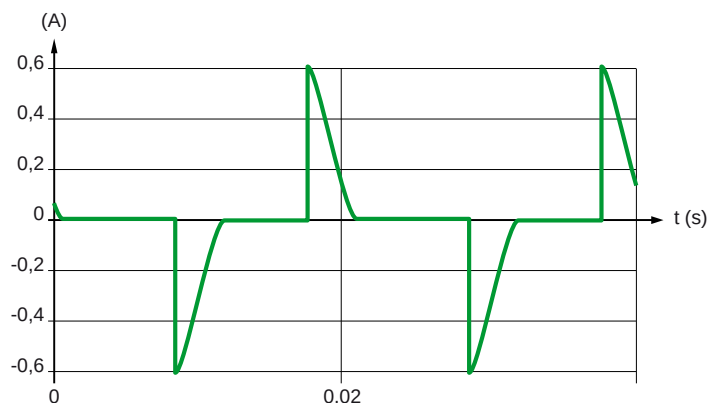
Courants harmoniques

Pour les ballasts associés aux lampes à décharge de forte puissance, le courant absorbé au réseau présente une faible taux de distorsion harmonique (< 20% en général et < 10% pour les dispositifs les plus évolués).

Par contre, les dispositifs associés aux lampes de faible puissance, en particulier les lampes fluo-compactes, absorbent un courant très déformé (cf. **Fig. N46**). Le taux de distorsion harmonique peut atteindre 150%. Dans ces conditions, le courant efficace absorbé au réseau vaut 1,8 fois le courant correspondant à la puissance active de la lampe, ce qui correspond à un facteur de puissance de 0,55.

Fig. N46

Forme de l'onde de courant absorbé par une lampe fluo-compacte



Afin d'équilibrer la charge entre les différentes phases, les circuits d'éclairage sont en général connectés entre phases et neutre de manière équilibrée. Dans ces conditions, le fort taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. La situation la plus défavorable conduit à un courant neutre pouvant atteindre $\sqrt{3}$ fois le courant dans chaque phase.

Les limites d'émission d'harmoniques pour les systèmes électriques et électroniques sont définies dans la norme CEI 61000-3-2. Pour simplifier, les limites pour les appareils d'éclairage sont indiquées dans le tableau de la **Figure N47** uniquement pour les harmoniques de rang 3 et 5 qui sont les plus prépondérantes.

Fig. N47

Courant harmonique maximal toléré

Rang harmonique	Puissance active d'entrée > 25 W	Puissance active d'entrée ≤ 25 W une de ces 2 limites s'applique :	
	% du courant fondamental	% du courant fondamental	Courant harmonique par rapport à la puissance active
3	30	86	3,4 mA/W
5	10	61	1,9 mA/W

Courants de fuite

Les ballasts électroniques disposent en général de capacités placées entre les conducteurs d'alimentation et la terre. Ces capacités sont responsables de la circulation d'un courant de fuite permanent de l'ordre de 0,5 à 1 mA par ballast. Ceci conduit donc à limiter le nombre de ballasts qu'il est possible d'alimenter par un Dispositif Différentiel Résiduel (DDR).

A la mise sous tension, la charge initiale des ces condensateurs peut provoquer également la circulation d'une pointe de courant dont l'amplitude peut atteindre quelques ampères pendant 10 μ s. Cette pointe de courant peut provoquer le déclenchement intempestif de dispositifs mal adaptés.

Emissions haute fréquence

Les ballasts électroniques sont responsables d'émissions conduites et rayonnées à haute fréquence.

Les fronts de montée très raides appliqués aux conducteurs en sortie de ballast provoquent des impulsions de courants circulant dans les capacités parasites à la terre. Il en résulte des courants parasites circulant dans le conducteur de terre et les conducteurs d'alimentation. En raison de la fréquence élevée de ces courants, il y a également rayonnement électromagnétique.

Pour limiter les émissions à haute fréquence, la lampe doit toujours se trouver à proximité immédiate du ballast, de manière à limiter la longueur des conducteurs soumis aux gradients de tension.

Le tableau de la Figure N48 indique les différents modes d'alimentation.

Fig. N48
Différents modes d'alimentation

Technologie	Standard	Autre
Incandescence standard	Alimentation directe	Variateur de lumière type gradateur
Incandescence halogène		
Incandescence halogène TBT	Transformateur	Convertisseur électronique
Tube fluorescent	Ballast magnétique	● Ballast électronique ● Ballast + variateur électroniques
Lampe fluo compacte	Ballast électronique intégré	
Vapeur de mercure	Ballast magnétique	Ballast électronique
Sodium haute pression		
Sodium basse pression		
Halogénure métallique		

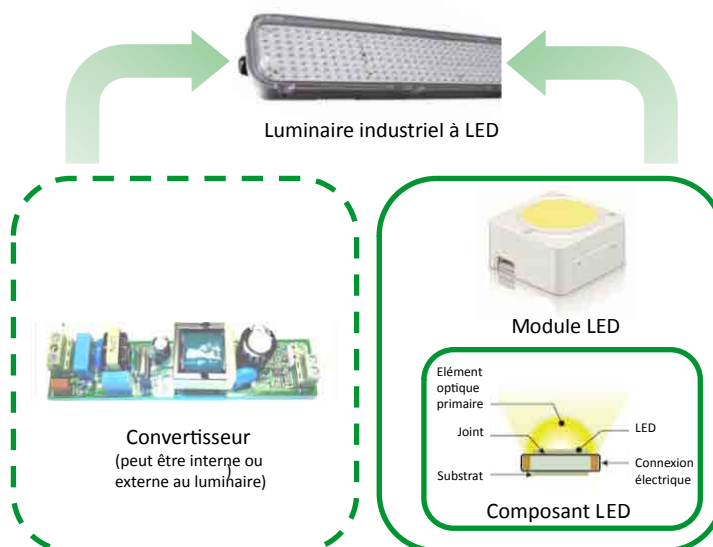
4.2.5 Lampes et luminaires à LED

La technologie d'éclairage à LED présente la particularité d'être la première technologie permettant le développement de solutions appropriées et efficaces pour toutes les applications de l'éclairage fonctionnel, contrairement aux technologies précédentes.

Pour mieux comprendre pourquoi l'utilisation de l'éclairage LED peut entraîner ces gains d'efficacité remarquables, la terminologie de base doit d'abord être expliquée. Ci-dessous la définition des principaux termes utilisés :

- **LED (Light Emitting Diode)** - un type de diode à semi-conducteur qui émet de la lumière lorsqu'un courant la traverse. Le matériau semi-conducteur convertit l'énergie électrique en un rayonnement électromagnétique visible (i.e. de la lumière).
- **Composant LED** - substrat et unité optique primaire de l'assemblage lumineux. Le but du composant LED est de protéger les semi-conducteurs et de conduire la chaleur produite de la LED vers le système de dissipation.
- **Module LED** - Ensemble d'un ou plusieurs composants LED avec des éléments optiques, mécaniques et thermiques.
- **Luminaire à LED** - Système complet constitué d'un module LED, un boîtier, un réflecteur optique, le câblage, les connecteurs, un joint d'étanchéité, le système de dissipation de chaleur (radiateur ou ventilateur), et pour la plupart des cas, le convertisseur.
- **Convertisseur (ou Driver)** - Dispositif électronique qui peut convertir l'énergie d'un réseau électrique alternatif basse tension en une tension appropriée pour le luminaire LED (tension et courant continus). Le convertisseur peut être interne ou externe à l'appareil d'éclairage. Il peut alimenter un ou plusieurs luminaires. La fonction de gradateur de lumière peut être intégrée dans ce dispositif (commande 1-10 V, DALI - Digital Addressable Lighting Interface, ...).

Fig. N48a
Une LED est une petite partie d'un ensemble plus large qui est commercialisé en tant que lampe ou luminaire assemblé



N43

Courant d'appel et courant permanent

A la mise sous tension, un courant transitoire circule dans le luminaire pendant la première seconde, puis se stabilise dès que les conditions normales de fonctionnement sont atteintes. Trois événements fondamentaux transitoires se produisent pendant la phase de démarrage: la charge du circuit d'alimentation, le démarrage du convertisseur, et la mise sous tension du module LED (allumage).

Puis le luminaire atteint son régime permanent.

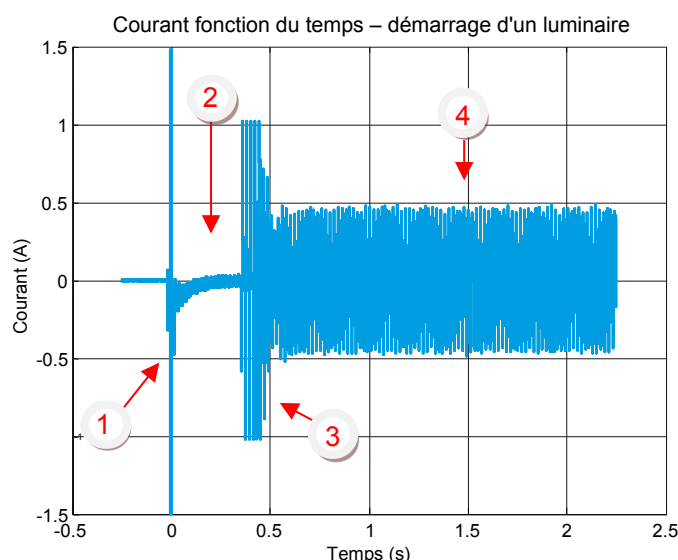
A la mise sous tension du luminaire, un courant transitoire significatif apparaît (pouvant atteindre jusqu'à 250 fois le courant nominal en fonction des caractéristiques des produits) en raison de la charge de condensateurs de correction du facteur de puissance (qui assurent un facteur de puissance généralement supérieur à 0,9). La durée de ce courant transitoire est inférieure à 1 milliseconde (ms). Le courant à la mise sous tension sera à son plus haut niveau lorsque la commutation s'effectue à la valeur maximale de la tension (égale à sa valeur de crête de 325 V pour un réseau 230 V CA). Lorsque la commutation s'effectue au zéro de tension, le courant d'appel est beaucoup plus faible.

Une fois le courant d'appel passé, il s'écoule un intervalle de temps compris entre 100 ms et 1,5 secondes, pendant lequel le convertisseur est initialisé (mise sous tension des circuits électroniques de commande, par exemple). Le courant absorbé au cours de cette phase est inférieur au courant nominal.

En régime permanent, le courant absorbé par les luminaires à LED n'est pas parfaitement sinusoïdal. La distorsion harmonique totale de courant (THDi) varie entre 10% et 20%. Étant donné que les courants nominaux des luminaires à LED sont faibles, l'impact de ces courants sur la tension du réseau est faible.

Fig. N48b

Illustration des quatre étapes à la mise sous tension d'un luminaire à LED



Etape 1 : Charge du circuit d'alimentation,

Etape 2 : Démarrage du convertisseur,

Etape 3 : Alimentation du module LED,

Etape 4 : Régime permanent

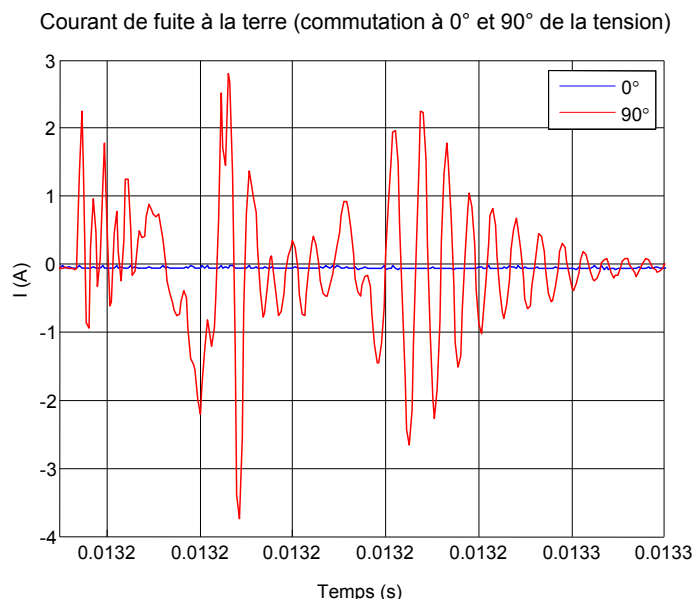
Courants de mode commun

Définition : quand un courant circule dans un conducteur sans être totalement compensé par la circulation dans le conducteur de retour, la partie non compensée du courant est appelée courant de mode commun. Un courant de mode commun peut produire un rayonnement qui peut alors entraîner des interférences ou une distorsion.

Dans l'exemple suivant, des mesures ont été effectuées lors de la mise sous tension de 20 luminaires isolés de la terre. Compte tenu de la configuration, le courant de fuite ne peut être rebouclé que par l'intermédiaire du conducteur de protection terre (PE) du câble d'alimentation. Le courant circulant dans ce conducteur à la mise sous tension est présenté sur la **Fig. N48c**.

Fig. N48c

Courant de fuite à la terre
à la mise sous tension



Lors de la commutation à une tension nulle (0° de la tension), le courant de fuite est pratiquement nul. La fréquence du courant transitoire est élevée (environ 100 kHz).

En régime permanent, la valeur du courant de fuite mesuré à 50 Hz est d'environ 2 mA pour les 20 luminaires isolés de la terre.

4.3 Les contraintes relatives aux appareils d'éclairage et les recommandations

4.3.1 Le courant réellement appelé par les appareils d'éclairage

Le risque

Cette caractéristique est la première qui doit être déterminée à la conception d'une installation, sinon il est hautement probable que les dispositifs de protection contre les surintensités déclencheront et les utilisateurs se retrouveront de ce fait tous dans le noir.

Il est évident que, pour leur détermination, la consommation de tous les composants doit être prise en compte, en particulier pour les installations d'éclairage à lampes fluorescentes. Pour ce type d'éclairage, la puissance consommée par les ballasts doit être ajoutée à celle des tubes et des lampes.

La solution

Pour l'éclairage à lampes à incandescence, il faut se rappeler que la tension d'alimentation des lampes peut être supérieure de 10% à leur tension nominale, ce qui cause une augmentation du courant consommé.

Pour l'éclairage à lampes fluorescentes, hormis spécifications contraires, la puissance des ballasts magnétiques peut être estimée à 25% de celles des ampoules. Pour des ballasts électroniques, la puissance est de l'ordre de 5 à 10% plus faible.

Les seuils de réglage des dispositifs de protection contre les surintensités doivent donc être calculés en fonction :

- de la consommation totale (lampes et ballasts), de la surconsommation éventuelle liée à la tension d'alimentation haute,
- du facteur de puissance.

4.3.2 Les surintensités à la mise sous tension

Le risque

Les appareils utilisés pour la commande et la protection des circuits d'éclairage sont du type relais, triac, télerupteurs, contacteurs ou disjoncteurs.

La principale contrainte appliquée à ces appareils est la pointe de courant à l'enclenchement. Cette pointe de courant dépend de la technologie des lampes utilisées mais aussi des caractéristiques de l'installation (puissance du transformateur d'alimentation, longueur des câbles, nombre de lampes) et de l'instant d'enclenchement dans la période de la tension réseau. Une pointe de courant élevée, même brève, peut provoquer la soudure des contacts d'un organe de commande électromécanique ou la destruction d'un dispositif statique à semi-conducteurs.

Deux solutions

N45

4 Les circuits d'éclairage

En raison du courant d'appel, la plupart des relais ordinaires sont incompatibles avec l'alimentation de dispositifs d'éclairage. Il est donc habituellement conseillé de :

- limiter le nombre de lampes à raccorder à un même appareil pour que leur puissance totale soit inférieure à la puissance maximale admissible par l'appareil,
- vérifier auprès des constructeurs les limites d'emploi des appareils qu'ils proposent. Cette précaution est particulièrement conseillée lors du remplacement de lampes à incandescence par des lampes fluo-compactes.

A titre d'exemple, le tableau de la **Figure N49** indique le nombre maximal de tubes fluorescents compensés pouvant être commandés par différents dispositifs de calibre 16 A. On constate que le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs.

Fig. N49

Le nombre de tubes commandés est bien inférieur au nombre correspondant à la puissance maximale des dispositifs

Puissance unitaire des tubes (W)	Nombre de tubes correspondant à la puissance 16 A x 230 V	Nombre maximal de tubes pouvant être commandés par		
		Contacteurs GC16 A CT16 A	Télerupteurs TL16 A	Disjoncteurs C60-16 A
18	204	15	50	112
36	102	15	25	56
58	63	10	16	34

Mais une technique existe pour limiter la pointe de courant à l'enclenchement des circuits à comportement capacitif (ballasts magnétiques à compensation parallèle et ballasts électroniques). Elle consiste à réaliser l'enclenchement à l'instant du passage par zéro de la tension réseau. Seuls des dispositifs statiques à semi-conducteurs offrent cette possibilité (cf. **Fig. N50a**).

Cette technique s'avère particulièrement intéressante pour concevoir de nouveaux circuits d'éclairage. Plus récemment ont été mis au point des dispositifs à technologie hybride associant interrupteur statique (enclenchement au passage par zéro de la tension) et contacteur électromécanique court-circuitant l'interrupteur statique (réduction des pertes dans les semi-conducteurs) (cf. **Fig. N50b**).

Fig. N50

Exemples de contacteurs et télerupteurs de la marque Schneider Electric



[a] Contacteur CT+ « standard »



[b] Contacteur CT+ avec commande manuelle, bouton poussoir pour sélection du mode de fonctionnement et voyant indiquant le mode de fonctionnement en cours



[c] Télerupteur TL+

4.3.3 La surcharge du conducteur de neutre

Le risque

Dans une installation comportant, par exemple, de nombreux tubes fluorescents à ballasts électroniques alimentés entre phases et neutre, le taux d'harmoniques de rang 3 et multiples de 3 peut provoquer une surcharge du conducteur de neutre. Le tableau de la **Figure N51** ci-dessous présente une synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage.

Fig. N51

Synthèse du niveau des courants harmoniques H3 typiques générés par des appareils d'éclairage

Type de lampe	Puissance typique	Mode d'alimentation	Niveau H3 typique
Lampe à incandescence avec gradateur	100 W	Gradateur	5 à 45%
Lampe à halogène TBT	25 W	Transformateur électronique TBT	5%
Tube fluorescent	100 W	Ballast magnétique	10%
	< 25 W	Ballast électronique	85%
	> 25 W	+ correction du FP	30%
Lampe à décharge	100 W	Ballast magnétique	10%
		Electrical ballast	30%

La solution

En premier lieu l'emploi de conducteur neutre de section réduite (moitié) est à proscrire comme recommandé dans la norme d'installation CEI 60364, section 523-5-3.

En ce qui concerne les protections de surintensités, il est nécessaire de prévoir des disjoncteurs tétrapolaires à neutre protégé (excepté avec le schéma TN-C pour lequel le PEN, conducteur de protection et de neutre confondus, ne doit pas être coupé).

Ce type d'appareil permet également la coupure omnipolaire nécessaire pour ne pas alimenter des luminaires sous la tension composée lors d'un défaut. Ce dispositif de coupure doit donc interrompre simultanément le circuit des phases et du neutre.

4.3.4 Les courants de fuite à la terre

Le risque

A la mise sous tension, les capacités à la terre des ballasts électroniques sont responsables de pointes de courant différentiel susceptibles de provoquer des déclenchements intempestifs des protections.

Deux solutions

L'utilisation de DDR immunisés contre ce type de courants impulsionnels est recommandée, voire indispensable, pour équiper une installation existante (cf. **Fig. N52**).

Pour une nouvelle installation, il est pratique de prévoir des appareils de commande (contacteurs et télérupteurs) statiques ou hybrides qui réduisent ces courants impulsionnels (enclenchement au passage par zéro de la tension).

Fig. N52

DDR type Asi immunisé contre les courants impulsionnels.



N47

4.3.5 Les surtensions

Le risque

La mise sous tension d'un circuit d'éclairage provoque, comme nous l'avons illustré dans les paragraphes précédents, un régime transitoire qui se manifeste par une surintensité importante. Cette surintensité s'accompagne d'une forte fluctuation de la tension appliquée aux bornes des charges raccordées au même circuit. Ces fluctuations de tension peuvent être préjudiciables au bon fonctionnement de charges sensibles (micro-informatique, régulateurs de température...).

La solution

Il est recommandé de séparer l'alimentation de ces charges sensibles de l'alimentation des circuits d'éclairage.

4.3.6 La sensibilité des dispositifs d'éclairage aux perturbations de tension du réseau

Coupures brèves

Le risque

Les lampes à décharge nécessitent un temps de réallumage de l'ordre de quelques minutes après coupure de leur alimentation.

La solution Un éclairage partiel à réallumage instantané (lampes à incandescence ou tubes fluorescents) doit être prévu si la sécurité l'exige.

Son circuit d'alimentation est, selon les règlements en vigueur, en général distinct du circuit d'éclairage principal (voir [Contraintes particulières à la technologie LED](#)).

Fluctuations de tension

Le risque

La plupart des dispositifs d'éclairage (à l'exception des lampes alimentées par ballasts électroniques) sont sensibles aux fluctuations rapides de la tension d'alimentation. Ces fluctuations provoquent un phénomène de papillotement ou flicker qui nuit au confort des utilisateurs et peut même provoquer une gêne importante. Cette gêne est fonction à la fois de la fréquence des variations et de leur amplitude.

La norme CEI 61000-2-2 ("niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites à basse fréquence") précise l'amplitude maximale admissible des variations de tension en fonction du nombre de variations par seconde ou par minute. Ces fluctuations de tension peuvent être provoquées par des charges fluctuantes de puissance élevée (fours à arcs, machines à souder, démarrage de moteurs) ou les signaux de télécommande.

La solution

Des moyens spécifiques peuvent être mis en œuvre pour réduire les fluctuations de tension. Il est toutefois recommandé, dans la mesure du possible, d'alimenter les circuits d'éclairage par un réseau séparé. L'utilisation de ballasts électroniques est préconisée pour les applications exigeantes (hôpitaux, salles blanches, salles de contrôle, salles informatiques...).

4.3.7 Évolutions des appareils de commande et de protection

L'utilisation de variateurs de lumière est de plus en plus fréquente. Les contraintes à l'allumage sont donc réduites et le déclassement des appareils de commande et de protection est moins important. De nouveaux appareils de protections adaptés aux contraintes des circuits d'éclairage apparaissent, par exemple des disjoncteurs et interrupteurs différentiels modulaires de la marque Schneider Electric spécialement immunisés, tels les interrupteurs ID et les disjoncteurs Vigi de type si. De même les dispositifs de commande et de protection évoluent, certains permettent la télécommande, la gestion journalière, la régulation d'éclairage, la réduction de consommation, etc.

4.4 Contraintes particulières à la technologie LED

Afin de comprendre l'impact des technologies LED sur les réseaux électriques existants, il est important d'analyser le comportement de tous les éléments clés du réseau. Voici une liste des risques potentiels à prendre en considération ainsi que quelques recommandations pour atténuer ces risques.

4.4.1 Risque lié au choix du disjoncteur

Le choix des caractéristiques du disjoncteur dépend de la nature de la charge alimentée. Le calibre dépend de la section des câbles à protéger et les courbes de déclenchement sont choisies en fonction du courant d'appel de la charge.

Lors de la commutation de luminaires à LED, on observe des courants d'appel très importants pouvant atteindre jusqu'à 250 fois le courant nominal selon le type de driver, pendant un temps très court (< 1 ms). Les courbes de déclenchement normalisées (telles que définies dans les normes NF EN 60898^[3] et NF EN 60947-2^[4]) fournissent les seuils de déclenchement des disjoncteurs pour des courants maintenus pendant 10 ms ou plus.

Il n'existe aucune courbe normalisée pour des courants transitoires d'une durée inférieure à 10 ms.

La valeur de crête du courant total à la mise sous tension dépend de l'instant de commutation, du nombre d'appareils d'éclairage formant le circuit d'éclairage, de la puissance de court-circuit et de l'architecture du réseau.

Recommandations

Afin de remédier à ce risque, un choix approprié du disjoncteur (calibre, courbe de déclenchement) doit être fait au cours de la phase de conception de l'installation, selon les recommandations fournies par le constructeur.

Une autre option très utile dans le cas de remplacement de l'éclairage traditionnel par un éclairage à LED dans une grande installation existante, est de mettre en œuvre une télécommande avec commutation au zéro de tension à la place d'un dispositif standard. Ceci limitera le courant total d'appel d'un facteur 4 à 5.

[3] NF EN 60898 : Petit appareillage électrique - Disjoncteurs pour la protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues - Partie 1 : disjoncteurs pour le fonctionnement en courant alternatif.

[4] NF EN 60947-2 : Appareillage à basse tension – Partie 2 : Disjoncteurs.

4.4.2 Risque relatif au dispositif de protection de fuite à la terre

Le courant de fuite est maximal si la commutation se produit au maximum de la tension réseau. La fréquence de ce courant transitoire est élevée (environ 100 kHz). Si la commutation se produit au zéro de tension, le courant de fuite est pratiquement nul.

Recommandations

Le courant permanent de fuite à la terre à 50 Hz est généralement inférieur à 1 mA pour un luminaire. Étant donné que les circuits d'éclairage sont protégés par des dispositifs de protection de fuite à la terre de 300 de mA en application commerciale, un grand nombre de luminaires peut être installé en aval d'un dispositif de protection. Un courant de fuite à une fréquence de 100 kHz n'est pas détecté par les dispositifs de protection.

4.4.3 Risque pour le dispositif de télécommande

Les catégories d'utilisation normalisées (selon les normes NF EN 60947-4-1^[5] et IEC 61095^[6]) stipulent les valeurs de courant que le contacteur doit établir ou couper. Celles-ci dépendent de la nature de la charge commandée et des conditions dans lesquelles le courant est établi (fermeture et coupure). Seules les charges d'éclairage utilisant des technologies conventionnelles sont couvertes par cette norme, et aucun test n'est nécessaire pour certifier les contacteurs pour la commande de luminaires à technologie LED. Pour la commutation et la commande, les principales contraintes de la technologie d'éclairage à LED sont les courants transitoires élevés qui peuvent générer une usure prématurée des matériaux de contact.

Recommandations pour des relais standards

Le déclassement des contacteurs et relais à impulsion fournis par les constructeurs doivent être pris en compte dans la phase de conception afin d'obtenir le bon niveau de coordination avec un éclairage à LED. Ceci permettra de maintenir l'endurance électrique et la durée de vie indiquée par les constructeurs.

4.4.4 Solution avec des relais intelligents – enclenchement au passage à zéro

Principe

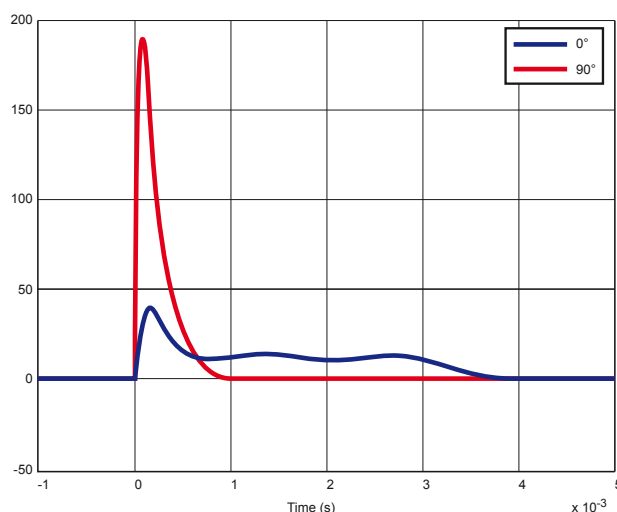
Il existe une technique pour limiter la pointe de courant à l'enclenchement des circuits ayant un comportement capacitif (ballasts magnétiques avec compensation parallèle, ballasts électroniques, convertisseur). Elle consiste à assurer que la mise sous tension du circuit d'éclairage se produise au moment où la tension du réseau passe par zéro (appelée "fonction de passage par zéro").

L'utilisation d'un dispositif de télécommande intégrant la fonction de passage par zéro permettra de réduire considérablement le courant d'appel généré à l'allumage (de l'ordre de 4 à 5 fois). Jusqu'à présent, seuls les commutateurs statiques à semi-conducteurs offrent cette possibilité, mais avec les contraintes d'échauffement généré peu compatible avec les systèmes de distribution électrique classiques.

Le principe de fonctionnement du relais intelligent est le suivant: lorsque la tension de commande est appliquée à l'entrée de relais, un interrupteur statique effectue la fonction de commutation au passage par zéro de l'onde de tension. L'instant de commutation est très précis. Le courant d'appel est alors réduit (voir Fig. N53).

En conséquence, il est possible d'utiliser des disjoncteurs sans déclassement. Le nombre de luminaires pouvant être alimentés par un dispositif unique est seulement limité par la tenue thermique du relais intelligent.

Fig. N53
Courant à la mise sous tension, fonction de l'angle de la tension (passage par zéro ou 90°)



[5] NF EN 60947-4-1 : Appareillage à basse tension, Partie 4-1 : Contacteurs et démarreurs de moteurs - Contacteurs et démarreurs électromécaniques.

[6] IEC 61095 : Contacteurs électromécaniques pour usages domestiques et analogues.

4 Les circuits d'éclairage

Plus récemment, des dispositifs de technologie hybride ont été développés, qui combinent un interrupteur statique (activation au passage par zéro de la tension) et un contacteur électromécanique court-circuitant l'interrupteur statique (réduction des pertes dans les semi-conducteurs). Voir **Fig. N50a**.

Pour les circuits triphasés (alimentation de luminaires entre phase et neutre), un appareil de type tripolaire est préférable à un appareil tétrapolaire. La non-coupure du neutre permet d'éviter toute surtension préjudiciable à la fréquence réseau pouvant apparaître aux bornes du luminaire en cas de non-fermeture du neutre.

4.5 Choix du calibre du télérupteur ou du contacteur suivant le type de lampe

Les différences technologiques entre les contacteurs modulaires et les télérupteurs font que les télérupteurs sont mieux adaptés pour la commande de luminaires à très fort courant d'appel, ou à faible facteur de puissance (circuit inductif non compensé).

Les **Figures N54a et N54b** ci dessous indiquent le nombre maximal de luminaires commandés par télérupteur ou contacteur suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée. A titre indicatif, la puissance totale conseillée est aussi mentionnée.

Ces valeurs sont données pour un circuit 230 V à 2 conducteurs actifs (circuit monophasé phase neutre ou phase phase). Pour les circuits 110 V, les valeurs du tableau sont à diviser par 2. Afin d'obtenir les valeurs équivalentes pour un circuit 230 V triphasé, le nombre de lampes et la puissance totale conseillée sont à multiplier par :

- par $\sqrt{3}$ (1,73) pour des circuits triphasés sans neutre,
- par 3 pour des circuits triphasés avec neutre.

Note : Les calibres de lampes les plus courantes sont indiquées en gras.

Fig. N54a
Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits			Contacteurs ICT								Contacteurs ICT+
Type de lampe			Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit								
			16 A		25 A		40 A		63 A		20 A
Lampes à incandescence de base, lampes halogènes BT, lampes de remplacement à vapeur de mercure (sans ballast)											
	40 W	38	1500	57	2300 W	115	4600 W	172	6900 W	4660 W x cos φ	
	60 W	30	W	45		85		125			
	75 W	25	2000	38		70		100			
	100 W	19	W	28		50		73			
Lampes halogènes TBT 12 ou 24 V											
Avec transformateur ferromagnétique	20 W	15	300 W	23	450 W	42	850 W	63	1250 W	4660 W x Cos φ	
	50 W	10	à	15	à 900 W	27	à 1950 W	42	à		
	75 W	8	600 W	12		23		35	2850 W		
	100 W	6		8		18		27			
Avec transformateur électronique	20 W	62	1250	90	1850 W	182	3650 W	275	5500 W		
	50 W	25	W	39	à 2250 W	76	à 4200 W	114	à 6000 W		
	75 W	20	à 1600	28		53		78			
	100 W	16	W	22		42		60			
Tubes fluorescents avec démarreur et ballast ferromagnétique											
1 tube sans compensation ^[a]	15 W	22	330 W	30	450 W	70	1050 W	100	1500 W	4660 W x cos φ	
	18 W	22	à 850	30	à 1200 W	70	à 2400 W	100	à 3850 W		
	20 W	22	W	30		70		100			
	36 W	20		28		60		90			
	40 W	20		28		60		90			
	58 W	13		17		35		56			
	65 W	13		17		35		56			
	80 W	10		15		30		48			
	115 W	7		10		20		32			
1 tube avec compensation en parallèle ^[b]	15 W	5 μF	15	200 W à 800	20	300 W à	40	600 W à 2400 W	60	900 W à 3500 W	
	18 W	5 μF	15	W	20	1200 W	40		60		
	20 W	5 μF	15		20		40		60		

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N54a (suite): Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits				Contacteurs iCT							Contacteurs iCT+					
Type de lampe				Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit												
				16 A		25 A		40 A		63 A		20 A				
	36 W	5 μ F	15		20		40		60							
	40 W	5 μ F	15		20		40		60							
	58 W	7 μ F	10		15		30		43							
	65 W	7 μ F	10		15		30		43							
	80 W	7 μ F	10		15		30		43							
	115 W	16 μ F	5		7		14		20							
	2 ou 4 tubes avec compensation en série	2 x 18 W			30		1100 W à 1500 W		46			1650 W à 2400 W	80	2900 W à 3800 W	123	4450 W à 5900 W
4 x 18 W			16	24	44	68										
2 x 36 W			16	24	44	68										
2 x 58 W			10	16	27	42										
2 x 65 W			10	16	27	42										
2 x 80 W			9	13	22	34										
2 x 115 W			6	10	16	25										
Tubes fluorescents avec ballast électronique																
1 ou 2 tubes	18 W		74	1300 W à 1400 W	111	2000 W à 2200 W	222	4000 W à 4400 W	333	6000 W à 6600 W	4660 W x cos φ					
	36 W		38		58		117		176							
	58 W		25		37		74		111							
	2 x 18 W		36		55		111		166							
	2 x 36 W		20		30		60		90							
	2 x 58 W		12		19		38		57							
Lampes fluorescentes compactes																
Avec ballast électronique externe	5 W		210	1050 W à 1300 W	330	1650 W à 2000 W	670	3350 W à 4000 W		Non testé	4660 W x cos φ					
	7 W		150		222		478									
	9 W		122		194		383									
	11 W		104		163		327									
	18 W		66		105		216									
	26 W		50		76		153									
Avec ballast électronique intégré (en remplacement des lampes à incandescence)	5 W		160	800 W à 900 W	230	1150 W à 1300 W	470	2350 W à 2600 W	710	3550 W à 3950 W						
	7 W		114		164		335		514							
	9 W		94		133		266		411							
	11 W		78		109		222		340							
	18 W		48		69		138		213							
	26 W		34		50		100		151							
Lampes à vapeur de sodium basse pression avec ballast ferromagnétique et igniteur externe																
Sans compensation ^[a]	35 W		5	270 W à 360 W	9	320 W à 720 W	14	500 W à 1100 W	24	850 W à 1800 W	4660 W x cos φ					
	55 W		5		9		14		24							
	90 W		3		6		9		19							
	135 W		2		4		6		10							
	180 W		2		4		6		10							
Avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	20 μ F	3	100 W à 180 W	5	175 W à 360 W	10	350 W à 720 W	15	550 W à 1100 W						
	55 W	20 μ F	3		5		10		15							
	90 W	26 μ F	2		4		8		11							
	135 W	40 μ F	1		2		5		7							
	180 W	45 μ F	1		2		4		6							
	W	μ F														
Lampes à vapeur de sodium haute pression																
Lampes à iodure métallique																

N51

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N54a (suite): Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits			Contacteurs iCT								Contacteurs iCT+	
Type de lampe			Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit									
			16 A		25 A		40 A		63 A		20 A	
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, sans compensation ^[a]	35 W	16	600 W	24	850 W	42	1450 W	64	2250 W	4660 W x cos φ		
	70 W	8		12	à 1200 W	20	à 2000 W	32	à 3200 W			
	150 W	4		7		13		18				
	250 W	2		4		8		11				
	400 W	1		3		5		8				
	1000 W	0		1		2		3				
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	6	12	450 W	18	650 W	31	1100 W	50	1750 W		
		μF		à 1000 W		à 2000 W		à 4000 W		à 6000 W		
	70 W	12	6		9		16		25			
		μF										
	150 W	20	4		6		10		15			
		μF										
	250 W	32	3		4		7		10			
		μF										
	400 W	45	2		3		5		7			
		μF										
	1000 W	60	1		2		3		5			
		μF										
	2000 W	85	0		1		2		3			
		μF										
Avec ballast électronique	35 W		24	850 W	38	1350 W	68	2400 W	102	3600 W		
	70 W		18	à 1350 W	29	à 2200 W	51	à 4000 W	76	à 600 W		
	150 W		9	W	14		26		40			
Lampes à LED												
Avec driver	10 W		48	500 W	69	700 W	98	1000 W	200	2000 W		
	30 W		38	à 1400 W	54	à 1950 W	77	à 3000 W	157	à 6200 W		
	50 W		27	W	39		56		114			
	75 W		17		25		36		73			
	150 W		9		12		18		37			
	200 W		7		9		15		31			
												

[a] Les circuits avec ballasts ferromagnétiques non compensés consomment deux fois plus de courant pour une puissance utile donnée.

Ceci explique le nombre réduit de lampes présentant cette configuration.

[b] La capacité totale des condensateurs pour compensation d'énergie réactive en parallèle sur un circuit limite le nombre de lampes pouvant être commandées par un contacteur.

La capacité aval totale d'un contacteur modulaire de calibre 16, 25, 40 ou 63 A ne devrait pas dépasser 75, 100, 200 ou 300 µF respectivement.

Il convient de tenir compte de ces limites lors du calcul du nombre maximal admissible de lampes si les valeurs de capacité diffèrent de celles indiquées dans le tableau.

Fig. N54b: Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits		Télérupteurs iTL				Télérupteurs iTL+		Reflex iC60									
Type de lampe		Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit															
		16 A		32 A		16 A		10 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Lampes à incandescence de base, lampes halogènes BT, lampes de remplacement à vapeur de mercure (sans ballast)																	
	40 W	40	1500 W	106	4000 W	3680 W x cosφ	28	1120 W	46	1840 W	70	2800 W	140	5600 W	207	8280 W	
	60 W	25	à 1600	66	à 4200		23	à 2175	36	à 2600	55	à 3600	103	à 6800	152	à 9800	
	75 W	20	W	53	W		29	W	31	W	46	W	80	W	121	W	
	100 W	16		42			15		23		33		60		88		
Lampes halogènes TBT 12 ou 24 V																	
Avec transformateur ferromagnétique	20 W	70	1350 W	180	3600 W	3680 W x cosφ	11	220 W	19	380 W	27	540 W	50	1000 W	75	1500 W	
	50 W	28	à 1450	74	à 3750		8	à 500 W	12	à 800 W	19	à 1050	33	à 2200	51	à 3300	
	75 W	19	W	50	W		7		10		14	W	27	W	43	W	
	100 W	14		37			5		8		10		22		33		

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N54b (suite): Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits		Télerupteurs iTL				Télerupteurs iTL+	Reflex iC60									
Type de lampe		Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit														
		16 A		32 A		16 A	10 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Avec transformateur électronique	20 W	60	1200 W	160	3200 W		47	940 W	74	1480 W	108	2160 W	220	4400 W	333	6660 W
	50 W	25	à 1400	65	à 3350		19	à 1200	31	à 2000	47	à 2600	92	à 5100	137	à 7300
	75 W	18	W	44	W		15	W	24	W	34	W	64	W	94	W
	100 W	14		33			12		20		26		51		73	
Tubes fluorescents avec démarreur et ballast ferromagnétique																
1 tube sans compensation ^[a]	15 W	83	1250 W	213	3200 W	3680 W x cosφ	16	244 W	26	390 W	37	555 W	85	1275 W	121	1815 W
	18 W	70	à 1300	186	à 3350		16	à 647 W	26	à 1035	37	à 1520	85	à 2880	121	à 4640
	20 W	62	W	160	W		16		26	W	37	W	85	W	121	W
	36 W	35		93			15		24		34		72		108	
	40 W	31		81			15		24		34		72		108	
	5 W	21		55			9		15		21		43		68	
	65 W	20		50			9		15		21		43		68	
	80 W	16		41			8		12		19		36		58	
	115 W	11		29			6		9		12		24		38	
1 tube avec compensation en parallèle ^[b]	15 W	5 μF	60	900 W	160	2400 W	11	165 W à 640 W	19	285 W à 960 W	24	360 W à 1520W	48	720W à 2880 W	72	1080 W à 4080 W
	18 W	5 μF	50		133		11		19		24		48	W	72	W
	20 W	5 μF	45		120		11		19		24		48		72	
	36 W	5 μF	25		66		11		19		24		48		72	
	40 W	5 μF	22		60		11		19		24		48		72	
	58 W	7 μF	16		42		8		12		19		36		51	
	65 W	7 μF	13		37		8		12		19		36		51	
	80 W	7 μF	11		30		8		12		19		36		51	
	115 W	16 μF	7		20		4		7		9		17		24	
2 ou 4 tubes avec compensation en série	2 x 18W	56	2000 W	148	5300 W		23	828 W	36	1296 W	56	2016 W	96	3456 W	148	5328 W
	4 x 18 W	28		74			12	à 1150	20	à 1840	29	à 2760	52	à 4600	82	à 7130
	2 x 36 W	28		74			12	W	20	W	29	W	52	W	82	W
	2 x 58 W	17		45			8		12		20		33		51	
	2 x 65 W	15		40			8		12		20		33		51	
	2 x 80 W	12		33			7		11		1		26		41	
	2 x 115 W	8		23			5		8		12		20		31	
Tubes fluorescents avec ballast électronique																
1 ou 2 tubes	18 W	80	1450 W	212	3800 W	3680 W x cosφ	56	1008 W	90	1620 W	134	2412 W	268	4824 W	402	7236W
	36 W	40	à 1550	106	à 4000		28	à 1152	46	à 1798	70	à 2668	142	à 5336W	213	à 8120
	58 W	26	W	69	W		19	W	31	W	45	W	90		134	W
	2 x 18 W	40		106			27		44		67		134		201	
	2 x 36 W	20		53			16		24		37		72		108	
	2 x 58 W	13		34			9		15		23		46		70	
Lampes fluorescentes compactes																
Avec ballast électronique externe	5 W	240	1200 W	630	3150 W	3680 W x cosφ	158	790 W	251	1255 W	399	1995 W	810	4050 W	Usage peu fréquent	
	7 W	171	à 1450	457	à 3800		113	à 962 W	181	à 1560	268	à 2392	578	à 4706		
	9 W	138	W	366	W		92		147	W	234	W	463	W		
	11 W	118		318			79		125		196		396			
	18 W	77		202			49		80		127		261			
	2 W	55		146			37		60		92		181			

N53

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N54b (suite): Le nombre maximal de luminaires commandés par relais suivant le type, la puissance et la configuration d'une lampe donnée

Produits		Télerupteurs iTL				Télerupteurs iTL+	Reflex iC60									
Type de lampe		Nombre maximal de lampes pour un circuit monophasé et puissance utile maximale par circuit														
		16 A		32 A		16 A	10 A		16 A		25 A		40 A		63 A	
Avec ballast électronique intégré (en remplacement des lampes à incandescence)	5 W	170	850 W	390	1950 W		121	605 W	193	959 W	278	1390 W	568	2840 W	859	4295 W
	7 W	121	à 1050	285	à 2400		85	à 650 W	137	à 1044	198	à 1560	405	à 3146	621	à 4732
	9 W	100	W	233	W		71		113	W	160	W	322	W	497	W
	11 W	86		200			59		94		132		268		411	
	18 W	55		127			36		58		83		167		257	
	26 W	40		92			25		40		60		121		182	
Lampes à vapeur de sodium basse pression avec ballast ferromagnétique et igniteur externe																
Sans compensation ^[a]	35 W	Non testé, utilisation peu fréquente				3680 W x cosφ	4	153 W	7	245 W	11	385 W	17	595 W	29	1015 W
	55 W						4	à 253 W	7	à 405 W	11	à 792 W	17	à 1198	29	à 2070
	90 W						3		4		8		11	W	23	W
	135 W						2		3		5		8		12	
	180 W						1		2		4		7		10	
Avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	20 μF	38	1350 W	102	3600 W	3	88 W à 169 W	4	140 W à 270 W	7	245 W à 450 W	12	420 W à 720 W	19	665 W à 1440 W
	55 W	20 μF	24		63		3		4		7		12		19	W
	90 W	26 μF	15		40		2		3		5		8		13	
	135 W	40 μF	10		26		1		2		3		5		9	
	180 W	45 μF	7		18		0		1		2		4		8	
Lampes à vapeur de sodium haute pression																
Lampes à iodure métallique																
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, sans compensation ^[a]	35 W	Non testé, utilisation peu fréquente				3680 W x cosφ	12	416 W	19	400 W	28	980 W	50	1750 W	77	2695 W
	70 W						7	à 481 W	11	à 750 W	15	à 1350 W	24	à 2500W	38	à 4000 W
	150 W						3		5		9		15		22	W
	250 W						2		3		5		10		13	
	400 W						0		1		3		6		10	
	1000 W						0		0		1		2		3	
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	6 μF	34	1200 W à 1350	88	3100 W à 3400	14	490 W à 800 W	17	595 W à 1200	26	910 W à 2200	43	1505 W à 4400	70	2450 W à 7000
	70 W	12 μF	17	W	45	W	8		9	W	13	W	23	W	35	W
	150 W	20 μF	8		22		5		6		9		14		21	
	250 W	32 μF	5		13		3		4		5		10		14	
	400 W	45 μF	3		8		2		3		4		7		9	
	1000 W	60 μF	1		3		0		1		2		4		7	
	2000 W	85 μF	0		1		0		0		1		2		3	
	W	μF														
Avec ballast électronique	35 W	38	1350 W	87	3100 W		15	525 W	24	840 W	38	1330 W	82	2870 W	123	4305 W
	70 W	29	à 2200	77	à 5000		11	à 844 W	18	à 1350	29	à 2100	61	à 4650	92	à 7200
	150 W	14	W	33	W		6		9	W	14	W	31	W	48	W
Lampes à LED																
Avec driver	10 W	69	700 W	98	1000 W	3680 W x cosφ	30	300 W	44	450 W	71	700 W	108	1050 W	146	1450 W
	30 W	54	à 1950	77	à 3000		24	à 850 W	34	à 1250	55	à 2000	83	à 3050	113	à 4150
	50 W	39	W	56	W		17		25	W	40	W	61	W	83	W
	75 W	25		36			11		15		24		37		50	
	150 W	12		18			5		7		11		17		23	
	200 W	9		15			-		6		10		15		20	

[a] Les circuits avec ballasts ferromagnétiques non compensés consomment deux fois plus de courant pour une puissance utile donnée.

Ceci explique le nombre réduit de lampes présentant cette configuration.

[b] La capacité totale des condensateurs pour compensation d'énergie réactive en parallèle sur un circuit limite le nombre de lampes pouvant être commandées par un contacteur.

La capacité aval totale d'un contacteur modulaire de calibre 16, 25, 40 ou 63 A ne devrait pas dépasser 75, 100, 200 ou 300 μF respectivement.

Il convient de tenir compte de ces limites lors du calcul du nombre maximal admissible de lampes si les valeurs de capacité diffèrent de celles indiquées dans le tableau.

Nota : Reflex iC60

- Lampes à vapeur de sodium haute pression :
Pour les calibres 10 A et 16 A courbe B, le nombre de lampe devra être réduit de 10% pour limiter les déclenchements magnétiques "intempestifs".
- Lampes à LED :
○ Courbe B, le nombre de lampe devra être réduit de 50%.
○ Courbe D, le nombre de lampe devra être augmenté de 50%.

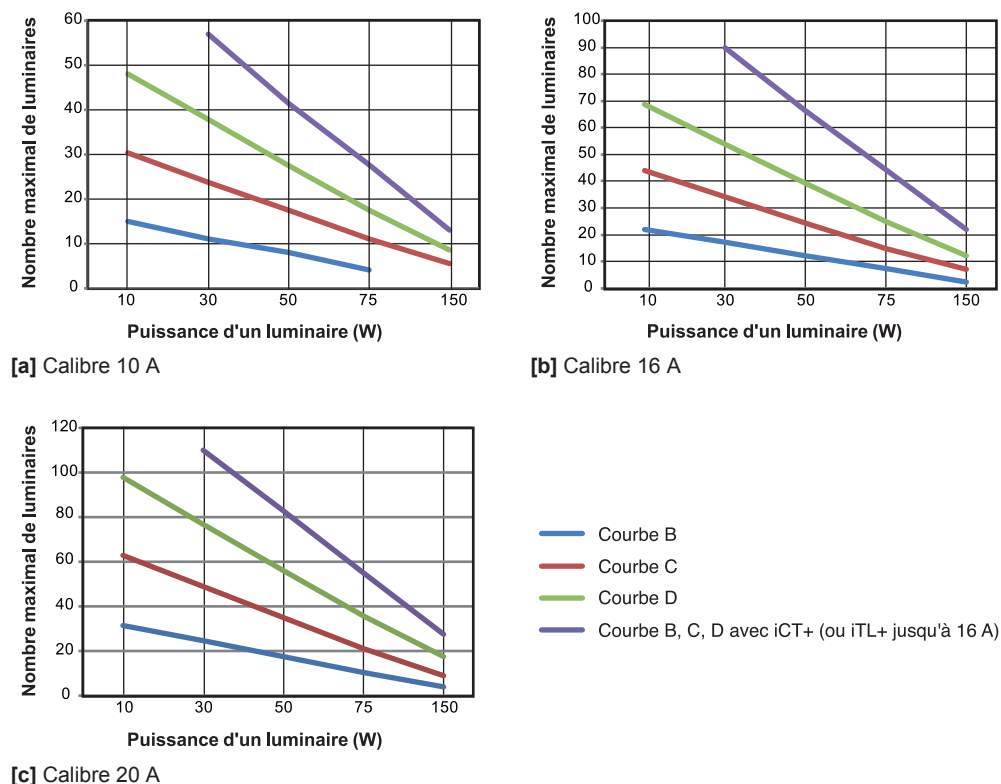
4.6 Choix du disjoncteur suivant le type de lampe

4.6.1 Choix de disjoncteurs pour dispositifs à LED

- Les nouvelles technologies d'éclairage avec interfaces électroniques (ballasts, drivers) provoquent un appel de courant transitoire important lors de la mise sous tension pouvant entraîner le déclenchement du disjoncteur.
- Ces phénomènes sont particulièrement importants avec l'éclairage à LED.

Courbes de coordination entre le nombre de luminaires à LED et le calibre des disjoncteurs

Fig. N55
Coordination entre disjoncteur et luminaires à LED



4 Les circuits d'éclairage

Nombre maximum de luminaires selon le calibre et la courbe disjoncteur

Fig. N56

Nombre maximum de luminaires selon le calibre et la courbe disjoncteur, pour des luminaires à LED

Puissance unitaire du luminaire (W)	Calibre et courbe du disjoncteur											
	10 A				16 A				20 A			
	B	C	D	B, C, D avec iCT+ ou iTL+	B	C	D	B, C, D avec iCT+ ou iTL+	B	C	D	B, C, D avec iCT+
10	15	30	48	-	22	44	69	-	32	63	98	-
30	11	24	38	57	17	34	54	90	25	49	77	110
50	8	17	27	41	12	25	39	66	18	35	56	83
75	4	11	17	28	7	15	25	44	11	21	36	55
150	-	5	9	13	2	7	12	22	4	9	18	28
250	-	3	5	8	-	4	7	13	-	5	10	16
400	-	1	4	5	-	2	6	8	-	3	9	10

Selon le dispositif de commande utilisé, la pointe de courant transitoire peut :

- nécessiter un déclassement du calibre du disjoncteur en fonction des courbes de coordination nombre de luminaires/calibre disjoncteur, lors de l'utilisation de dispositifs de commande conventionnels : CT, TL (dispositif de commande électromécanique),
- être réduite par l'utilisation des technologies :
 - softStart : réalisée par une commande intégrée dans le driver ou par variateur,
 - contacteur à commande contrôlée (iTL+, iCT+) (fermeture au passage par "0" de la tension, le seul déclassement est lié au Cos phi du circuit d'éclairage.

Ces technologies permettent d'utiliser les disjoncteurs sans déclassement lié à la technologie des lampes.

Exemple : Puissance nominale du circuit = 230 V CA x Calibre du disjoncteur x Cos phi.

4.6.2 Choix de disjoncteurs pour les autres types de lampes

Le tableau ci-dessous indique le **Nombre maximum de luminaires selon le calibre et la courbe disjoncteur**, pour des **disjoncteurs courbe C** :

- pour des disjoncteurs courbe B, le nombre de lampe devra être réduit de 50%.
- pour des disjoncteurs courbe D, le nombre de lampe devra être augmenté de 50%.

Fig. N57

Nombre maximum de luminaires selon le calibre du disjoncteur (courbe C), pour des luminaires autres que les LEDs

Produits		Disjoncteur (courbe C)				
Type de lampe		10 A	16 A	25 A	40 A	63 A
Lampes à incandescence de base, lampes halogènes BT, lampes de remplacement à vapeur de mercure (sans ballast)						
	40 W	28	46	70	140	207
	60 W	23	36	55	103	152
	75 W	29	31	46	80	121
	100 W	15	23	33	60	88
Lampes halogènes TBT 12 ou 24 V						
Avec transformateur ferromagnétique	20 W	11	19	27	50	75
	50 W	8	12	19	33	51
	75 W	7	10	14	27	43
	100 W	5	8	10	22	33
Avec transformateur électronique	20 W	47	74	108	220	333
	50 W	19	31	47	92	137
	75 W	15	24	34	64	94
	100 W	12	20	26	51	73
Tubes fluorescents avec démarreur et ballast ferromagnétique						
1 tube sans compensation ^[a]	15 W	16	26	37	85	121
	18 W	16	26	37	85	121
	20 W	16	26	37	85	121
	36 W	15	24	34	72	108
	40 W	15	24	34	72	108
	58 W	9	15	21	43	68
	65 W	9	15	21	43	68
	80 W	8	12	19	36	58
	115 W	6	9	12	24	38

4 Les circuits d'éclairage

Fig. N57 (suite): Nombre maximum de luminaires selon le calibre du disjoncteur (courbe C), pour des luminaires autres que les LEDs

Produits			Disjoncteur (courbe C)				
Type de lampe			10 A	16 A	25 A	40 A	63 A
1 tube avec compensation en parallèle ^[b]	15 W	5 µF	11	19	24	48	72
	18 W	5 µF	11	19	24	48	72
	20 W	5 µF	11	19	24	48	72
	36 W	5 µF	11	19	24	48	72
	40 W	5 µF	11	19	24	48	72
	58 W	7 µF	8	12	19	36	51
	65 W	7 µF	8	12	19	36	51
	80 W	7 µF	8	12	19	36	51
2 ou 4 tubes avec compensation en série	115 W	16 µF	4	7	9	17	24
	2 x 18 W		23	36	56	96	148
	4 x 18 W		12	20	29	52	82
	2 x 36 W		12	20	29	52	82
	2 x 58 W		8	12	20	33	51
	2 x 65 W		8	12	20	33	51
	2 x 80 W		7	11	15	26	41
Tubes fluorescents avec ballast électronique	2 x 115 W		5	8	12	20	31
	1 ou 2 tubes	18 W	56	90	134	268	402
		36 W	28	46	70	142	213
		58 W	19	31	45	90	134
		2 x 18 W	27	44	67	134	201
		2 x 36 W	16	24	37	72	108
		2 x 58 W	9	15	23	46	70
Lampes fluorescentes compactes							
Avec ballast électronique externe	5 W		158	251	399	810	Usage peu fréquent
	7 W		113	181	268	578	
	9 W		92	147	234	463	
	11 W		79	125	196	396	
	18 W		49	80	127	261	
	26 W		37	60	92	181	
Avec ballast électronique intégré (en remplacement des lampes à incandescence)	5 W		121	193	278	568	859
	7 W		85	137	198	405	621
	9 W		71	113	160	322	497
	11 W		59	94	132	268	411
	18 W		36	58	83	167	257
	26 W		25	40	60	121	182
Lampes à vapeur de sodium basse pression avec ballast ferromagnétique et igniteur externe							
Sans compensation ^[a]	35 W		4	7	11	17	29
	55 W		4	7	11	17	29
	90 W		3	4	8	11	23
	135 W		2	3	5	8	12
	180 W		1	2	4	7	10
Avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	20 µF	3	4	7	12	19
	55 W	20 µF	3	4	7	12	19
	90 W	26 µF	2	3	5	8	13
	135 W	40 µF	1	2	3	5	9
	180 W	45 µF	0	1	2	4	8
Lampes à vapeur de sodium haute pression							
Lampes à iodure métallique							
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, sans compensation ^[a]	35 W		12	19	28	50	77
	70 W		7	11	15	24	38
	150 W		3	5	9	15	22
	250 W		2	3	5	10	13
	400 W		0	1	3	6	10
	1000 W		0	0	1	2	3

N57

Fig. N57 (suite): Nombre maximum de luminaires selon le calibre du disjoncteur (courbe C), pour des luminaires autres que les LEDs

Produits			Disjoncteur (courbe C)				
Type de lampe			10 A	16 A	25 A	40 A	63 A
Avec ballast ferromagnétique et igniteur externe, avec compensation en parallèle ^[b]	35 W	6 µF	14	17	26	43	70
	70 W	12 µF	8	9	13	23	35
	150 W	20 µF	5	6	9	14	21
	250 W	32 µF	3	4	5	10	14
	400 W	45 µF	2	3	4	7	9
	1000 W	60 µF	0	1	2	4	7
	2000 W	85 µF	0	0	1	2	3
Avec ballast électronique	35 W		15	24	38	82	123
	70 W		11	18	29	61	92
	150 W		6	9	14	31	48

[a] Les circuits avec ballasts ferromagnétiques non compensés consomment deux fois plus de courant pour une puissance utile donnée. Ceci explique le nombre réduit de lampes présentant cette configuration.

[b] La capacité totale des condensateurs pour compensation d'énergie réactive en parallèle sur un circuit limite le nombre de lampes pouvant être commandées par un contacteur. La capacité aval totale d'un contacteur modulaire de calibre 16, 25, 40 ou 63 A ne devrait pas dépasser 75, 100, 200 ou 300 µF respectivement. Il convient de tenir compte de ces limites lors du calcul du nombre maximal admissible de lampes si les valeurs de capacité diffèrent de celles indiquées dans le tableau.

Lampes à vapeur de sodium haute pression: Pour les calibres 10 A et 16 A courbe B, le nombre de lampe devra être réduit de 10% pour limiter les déclenchements magnétiques "intempestifs".

4.7 Éclairage des lieux publics

4.7.1 Éclairage normal

Les textes réglementaires traitant des exigences minimales pour les bâtiments recevant du public dans la plupart des pays européens préconisent :

- les installations d'éclairage des locaux accessibles au public doivent être commandées et protégées indépendamment des installations d'éclairage des autres locaux,
- la coupure de l'alimentation des circuits d'éclairage (c'est à dire suite à une fusion d'un fusible ou au déclenchement d'un disjoncteur) ne doit pas résulter dans la perte totale de l'éclairage dans un lieu qui est en capacité de recevoir plus de 50 personnes,
- la protection par des Dispositifs Différentiels à courant Résiduel (DDR) doit être répartie sur plusieurs dispositifs (soit plus d'un dispositif doit être installé).

4.7.2 Éclairage de secours (suivant la norme européenne EN-1838)

L'éclairage de secours est prévu pour être utilisé en cas de défaillance de l'alimentation de l'éclairage normal et, par conséquent, son alimentation en est distincte. Il répond à deux besoins :

- **éclairage de remplacement** : partie de l'éclairage de secours prévue pour permettre la poursuite des activités normales sans grand changement,
- **éclairage de sécurité** : partie de l'éclairage de secours prévue pour assurer la sécurité des personnes qui évacuent une zone ou qui tentent de terminer un travail potentiellement dangereux avant de quitter les lieux.

L'éclairage de sécurité est subdivisé comme suit

Éclairage de sécurité

L'objectif prioritaire de l'éclairage de sécurité est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité en cas de défaillance de l'alimentation normale.

Cet éclairage est cependant destiné :

- à l'éclairage des moyens d'évacuation,
- à assurer un niveau d'éclairement uniforme sur toute la surface d'un local, pour permettre une bonne visibilité et éviter toute panique en cas de défaillance de l'éclairage normal,
- de terminer une opération potentiellement dangereuse avant de quitter les lieux.

Éclairage d'évacuation	Éclairage d'ambiance (anti-panique)	Éclairage des emplacements de travaux dangereux
"Le but de cet éclairage est de permettre l'évacuation des lieux en toute sécurité par les occupants en fournissant des conditions de vision et d'orientation appropriées le long des chemins d'évacuation et dans des emplacements particuliers et d'assurer une localisation et une utilisation aisées des équipements de sécurité ou de lutte contre l'incendie."	"Le but de cet éclairage est de réduire le risque de panique et de permettre aux occupants de se diriger en toute sécurité vers les chemins d'évacuation, en assurant des conditions visuelles appropriées et la recherche des directions d'évacuation."	"Le but de l'éclairage des emplacements de travaux dangereux est de contribuer à la sécurité des personnes situées au voisinage ou occupées à des activités potentiellement dangereuses et de permettre le bon déroulement de la procédure d'arrêt pour assurer la sécurité des autres occupants des lieux."

Éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation

L'éclairage de secours et la signalisation de sécurité du chemin d'évacuation sont très importants pour tous ceux qui conçoivent les systèmes de sécurité. Un choix pertinent aide à accroître le niveau de sécurité d'un bâtiment et permet de mieux gérer les situations d'urgence.

La norme EN 1838 ("Applications d'éclairage - Éclairage de secours") présente les concepts fondamentaux définissant l'éclairage des chemins d'évacuation : leur éclairage doit permettre une circulation facile par les occupants en leur assurant des conditions de visibilité suffisante et la signalisation claire des parcours d'évacuation.

4.7.3 Les fonctions et le fonctionnement des luminaires

Les spécifications de construction sont couvertes par la norme CEI 60598-2-22 "Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours" et la norme CEI 60598-1 "Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais".

Durée de fonctionnement

Une spécification de base est la durée de fonctionnement exigée pour l'éclairage de secours. Généralement celle-ci est de 1 heure mais chaque pays peut avoir des exigences de durée différentes suivant les textes réglementaires techniques en vigueur.

Fonctionnement

Les luminaires peuvent être répartis en différents types :

Luminaires sans entretien

- les lampes sont allumées seulement en cas de défaillance de l'éclairage normal,
- les lampes sont alimentées par batterie pendant la défaillance de l'éclairage normal,
- la batterie est automatiquement rechargée dès le retour de l'alimentation du réseau normal.

Luminaires avec entretien

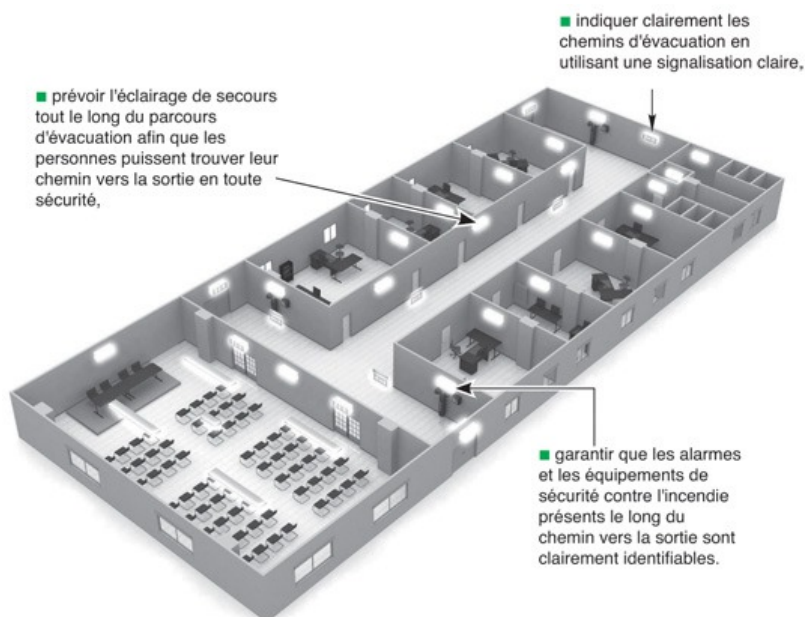
- les lampes peuvent être allumées en permanence,
- une alimentation spécifique est exigée, en plus de l'alimentation normale, spécialement pour alimenter les lampes. Cette alimentation peut être déconnectée quand le local n'est pas utilisé,
- les lampes sont alimentées par la batterie durant la défaillance.

4.7.4 Conception

L'intégration de l'éclairage de secours dans le réseau d'éclairage normal doit être strictement conforme aux normes des installations électriques dans la conception d'un bâtiment ou d'un local spécifique (cf. **Fig. N61**).

Fig. N61

Les principales fonctions d'un système d'éclairage de secours en cas de défaillance de l'éclairage normal



4.7.5 Normes européennes

La conception d'un système d'éclairage de secours est régie par un certain nombre de prescriptions réglementaires et légales qui sont mises à jours et enrichies au fur et à mesure par de nouvelles publications à la demande des experts qui participent aux travaux législatifs et techniques des normes européennes et internationales (CEI).

Chaque pays a ces propres textes législatifs et réglementaires, en plus des normes techniques qui gèrent les différentes parties du système d'éclairage. Ces textes décrivent les emplacements qui doivent être aménagés avec un éclairage de secours ainsi que les spécifications techniques.

Le travail des concepteurs est de garantir que la conception du projet est bien conforme aux normes.

La norme EN 1838

Un document très important au niveau européen concernant l'éclairage de secours est la norme EN 1838 "Applications d'éclairage, Eclairage de secours". Cette norme indique les exigences et les contraintes concernant le fonctionnement et les fonctions d'un système d'éclairage de secours.

Les normes CEN et CENELEC

Le CEN (Comité Européen de Normalisation) a délégué au CENELEC (Comité Européen de Normalisation Électrotechnique) la normalisation pour tout ce qui concerne l'électrotechnique.

Beaucoup de travaux sont réalisés dans le domaine de la sécurité et du secours, en particulier, une distinction a été faite entre les normes pour l'éclairage normal et celles pour l'éclairage de secours.

Les normes EN 60598-2-22 et EN 60598-1

Les spécifications de construction de l'éclairage de secours sont couvertes par les normes européennes EN 60598-2-22 "Règles particulières – Luminaires pour éclairage de secours" et EN 60598-1 "Luminaires - Partie 1: Exigences générales et essais". Ces normes sont complètement en ligne, respectivement, avec les normes CEI 60598-2-22 et CEI 60598-1.

Introduction



Les moteurs asynchrones sont robustes et fiables, et très largement utilisés : 95% des moteurs installés à travers le monde sont asynchrones. La protection de ces moteurs est donc un sujet de grande importance dans de nombreuses applications.

Les moteurs asynchrones sont utilisés dans une large variété d'applications.

Voici quelques exemples de machines :

- pompes centrifuges,
- ventilateurs et des souffleries,
- compresseurs,
- concasseurs,
- convoyeurs,
- ascenseurs et grues,
- ...

Les conséquences d'une panne moteur due à une mauvaise protection ou à un dysfonctionnement du circuit de contrôle peuvent être les suivantes :

pour les personnes

- l'asphyxie due à l'obstruction des conduits d'air d'une ventilation,
- l'électrocution due à la défaillance de l'isolation du moteur,
- un accident dû au non-arrêt du moteur après une panne du circuit de contrôle ;

pour la machine et le processus

- endommagement des accouplements d'arbres, des essieux, ou des courroies de transmission, ... en raison d'un décrochage du rotor,
- perte de production,
- délai de fabrication ;

pour le moteur lui-même

- enroulements brûlés en raison d'un blocage du rotor,
- coût des réparations,
- coût de remplacement en cas de destruction.

Par conséquent, la sécurité des personnes et des biens, ainsi que les niveaux de fiabilité et de disponibilité, sont fortement dépendants du choix des équipements de protection.

En termes économiques, c'est le coût global des défauts qui doit être considéré. Ce coût augmente avec la taille du moteur et avec les difficultés d'accès et de remplacement. La perte de production est un autre facteur important et évident.

Les caractéristiques spécifiques de la performance motrice influencent les circuits d'alimentation requis pour le bon fonctionnement de l'équipement.

Le circuit d'alimentation de puissance d'un moteur présente des contraintes qui ne sont pas normalement rencontrées dans les autres circuits de distribution électrique. Elles sont dues aux caractéristiques particulières des moteurs directement alimentés par ce circuit, telles que :

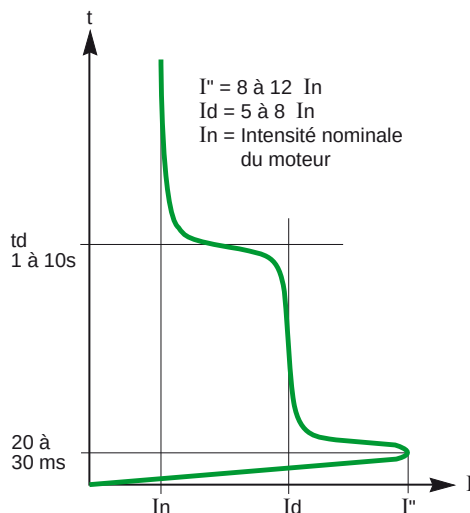
- le courant élevé de démarrage (voir **Fig. N62**), qui est essentiellement réactif, et peut donc être la cause d'importante chute de tension,
- le nombre et la fréquence des démarrages qui peuvent être élevés.

L'importance des courants de démarrage signifie que les dispositifs de protection contre les surcharges moteur doivent avoir des caractéristiques de fonctionnement particulières afin d'éviter le déclenchement durant cette période de démarrage.

5 Les moteurs asynchrones

Fig. N62

Caractéristiques du courant du démarrage direct d'un moteur asynchrone.



5.1 Les systèmes de contrôle-moteur

Il existe plusieurs systèmes de contrôle-moteur présentés dans des tableaux ci-contre, leurs caractéristiques, leurs avantages et inconvénients (cf. fig. N63).

Fig. N63

Principales caractéristiques, avantages et inconvénients des différents systèmes de contrôle-moteur.

Type	I_d / I_n	C_d / C_n	Contrôle de vitesse	Contrôle du couple	Intérêt principal	Inconvénient
Démarrage direct	5-10	5-10	Non	Non	Coût réduit, couple élevé au démarrage	Courant de démarrage important
Etoile – Triangle	2-3	1-2	Non	Non	Courant de démarrage réduit	Couple réduit au démarrage
Auto-transformateur	2-3	1-2	Non	Non	Courant de démarrage réduit	Poids important
Démarrage progressif	3-5	1.5-2.5	Non	Oui	Courant de démarrage réduit, contrôle du démarrage et de l'arrêt	Couple réduit au démarrage
Variateur de vitesse	1.5	1.5-2	Oui	Oui	Contrôle de la vitesse, économie d'énergie à vitesse réduite	Coût élevé

5.2 Fonctions de protection des moteurs

Ce sont les dispositions mises en œuvre afin d'éviter le fonctionnement des moteurs dans des conditions anormales qui pourraient entraîner des événements négatifs tels que : surchauffe, vieillissement prématuré, destruction des enroulements électriques, dommages dans la boîte de vitesses ou de l'attelage, ...

Trois niveaux de protection sont proposés : "Classique", "Avancée", "Haute performance", qui peuvent être adoptées en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

- **Classique** : ce niveau réunit toutes les fonctions habituelles de protection pour ce type de moteur employé dans des applications courantes.
- **Avancée** : ces fonctions de protection s'appliquent à des machines plus complexes demandant une attention particulière.
- **Avancée + et Haute Performance** : ce sont des fonctions de protection nécessaires pour des moteurs de haute puissance, spécifiques pour des applications exigeantes ou des moteurs participant à des processus critiques. Comme le montre la figure suivante, les protections "haute performance" ne sont pas fondées uniquement sur le courant, mais également sur la tension.

Fig. N64

Classification des fonctions de protection

Protection	Classique	Avancée	Avancée +	Haute performance
Court-circuit / surintensité instantanée				
Thermique (surchauffe)				

Fig. N64 (suite): Classification des fonctions de protection

Protection	Classique	Avancée	Avancée +	Haute performance
Déséquilibre de phases				
Perte d'une phase				
Surintensité (instantanée et temporisée)				
Défaut terre/ défaut à la terre instantané				
Démarrage trop long				
Rotor bloqué				
Baisse d'intensité				
Inversion de phases (courants)				
Surchauffe du moteur (par capteurs)				
Démarrages trop fréquents				
Délestage				
Pas à pas / nombre de démarrages				
Déséquilibre de tension				
Perte de tension d'une phase				
Inversion de phases (tensions)				
Baisse de tension				
Sur tension				
Baisse de puissance				
Surpuissance				
Baisse du facteur de puissance				
Augmentation du facteur de puissance				
Reprise à la volée				

Voici une liste des fonctions de protection moteur et leur mode d'action.

Court-circuit

Déconnexion du moteur en cas de court-circuit entre les bornes du moteur ou dans ses enroulements.

Surintensité instantanée

Fonctionne sans retard intentionnel lorsque le courant dépasse une valeur prédéterminée.

Thermique (surchage)

Déconnexion dans le cas d'un fonctionnement prolongé avec un couple supérieur à la valeur nominale. Cette surcharge est détectée par la détection d'un excès de courant statorique ou de l'élévation de température au sein du stator en utilisant des sondes PTC.

Déséquilibre de phases

Déconnexion en cas de déséquilibre élevé entre les courants de phase, déséquilibre provoquant une perte de puissance accrue et une surchauffe.

Perte d'une phase

Déconnexion si un courant de phase est égal à zéro, qui est révélateur de la rupture d'un câble ou d'une connexion.

Surintensité

Alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une élévation de courant révélant un couple résistant trop important sur l'arbre.

Défaut à la terre ou défaut à la terre instantané

Déconnexion en cas de défaut d'isolement entre les circuits du moteurs et la terre. Une action rapide peut éviter une destruction complète du moteur qu'un courant de défaut même limité peut provoquer.

Démarrage trop long (décrochage)

Déconnexion en cas de d'un démarrage plus long que la normale pouvant avoir pour cause un problème mécanique ou une tension trop faible, ceci afin d'éviter la surchauffe du moteur.

Blocage du rotor

Déconnexion lorsque le moteur sous tension est arrêté (ex. : concasseur engorgé) afin d'éviter la surchauffe et des contraintes mécaniques.

Baisse d'intensité

Alarme ou déconnexion du moteur en cas d'une baisse de courant révélant un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé.

Inversion de phases (courants)

Déconnexion quand une mauvaise séquence de phase est détectée.

Surchauffe du moteur (par des capteurs)

Alarme ou déconnexion en cas de température élevée détectée par des sondes.

Démarrages trop fréquents

Empêche tout nouveau démarrage pour éviter la surchauffe du moteur provoquée par des démarrages trop fréquents.

Délestage

Déconnexion du moteur quand une chute de tension est détectée, afin de réduire la charge de sa source d'alimentation et permettre un retour à la normale de la tension.

Pas à pas / nombre de démarrages

Nombre d'opérations spécifique successive dans un temps donné.

Déséquilibre de tensions

Déconnexion en cas d'un important déséquilibre de tension, pouvant provoquer une perte de puissance et une surchauffe.

Perte de tension d'une phase

Déconnexion lorsqu'une phase de la tension d'alimentation est manquante. Protection nécessaire pour éviter la marche en monophasé d'un moteur triphasé, car ce défaut entraîne une réduction du couple du moteur en mouvement et l'augmentation de son courant statorique, ou l'impossibilité de démarrer.

Inversion de phases (tensions)

Empêche le démarrage avec la rotation inversée du moteur en cas d'un mauvais raccordement des câbles aux bornes du moteur, erreur possible lors de la maintenance par exemple.

Baisse de tension

Empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation réduite ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Surtension

Empêche le démarrage du moteur ou le déconnecte, car une tension d'alimentation trop importante ne peut pas assurer un fonctionnement correct du moteur.

Baisse de puissance

Alarme ou déconnexion en cas de puissance inférieure à la normale, car cette situation est révélatrice d'un état de marche à vide tel que cavitation ou désamorçage d'une pompe de vidange ou encore arbre cassé.

Sur-puissance

Alarme ou déconnexion du moteur en cas de puissance plus élevée que la normale, cette situation est révélatrice d'une machine en surcharge.

Baisse du facteur de puissance

Alarme, protection utilisée pour détecter la baisse de puissance avec des moteurs ayant un courant à vide élevé.

Augmentation du facteur de puissance

Alarme, protection utilisée pour détecter la fin de la phase de démarrage.

Reprise à la volée

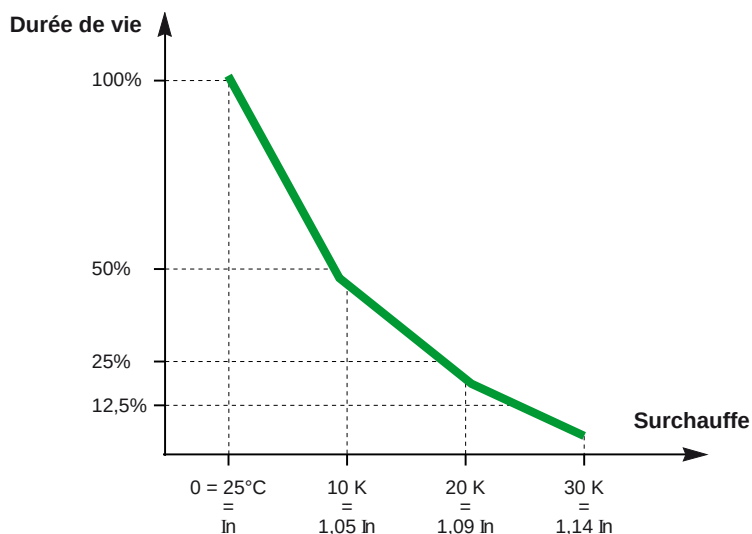
Rattrapage automatique avec recherche de vitesse (reprise à la volée).

5.2.1 Surcharge anormale d'un moteur

La conséquence d'une surchauffe anormale d'un moteur est une diminution de l'isolement de ses bobinages, conduisant ainsi à une réduction significative de la durée de vie du moteur. Ceci est illustré sur la **figure N65**, et justifie l'importance de la protection de surcharge ou de surchauffe.

Fig. N65

Réduction de la durée de vie d'un moteur en fonction de sa surchauffe



Les relais de surcharge (thermique ou électronique) protègent les moteurs contre les surcharges, mais ils doivent permettre la surcharge temporaire causée par le démarrage sauf si le temps de démarrage est anormalement long.

Selon l'application, le temps de démarrage d'un moteur peut varier de quelques secondes (pas de charge au démarrage, faible couple résistant, etc.) à plusieurs dizaines de secondes (pour un couple résistant élevé par exemple dû à la forte inertie de la charge entraînée). Il est donc nécessaire d'adapter les relais appropriés à la durée du démarrage.

Pour répondre à cette exigence, la norme CEI 60947-4-1 définit plusieurs classes de relais caractérisées par leurs courbes de déclenchement (voir **Fig. N65a**).

La courbe d'un relais doit être choisie en fonction du courant nominal du moteur et de son temps de démarrage.

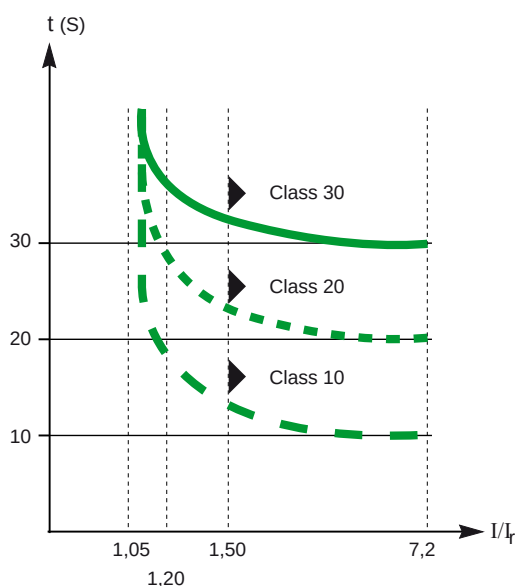
Les relais de classe 10 sont adaptés aux moteurs d'usage courant.

Les relais de classe 20 sont recommandés pour les gros moteurs.

Les relais de classe 30 sont nécessaires pour les très longs démarrages de moteur.

Fig. N65a

Courbes de déclenchement des relais de surcharge



N65

5.3 La surveillance des moteurs

L'objectif de la mise en œuvre des dispositifs de mesure est d'assurer une surveillance continue des conditions de fonctionnement des moteurs. Les données recueillies peuvent être utilisées avec une grande utilité pour l'amélioration de l'efficacité énergétique, l'extension de la durée de vie des moteurs, ou pour la programmation des opérations de maintenance.

Trois niveaux de performance pour les programmes de surveillance sont proposés : "Classique", "Avancée", "Haute performance", qui peuvent être choisis, en fonction de la complexité et de la puissance de la machine.

Fig. N65b
Classification des fonctions de surveillance selon le niveau de performance

Niveaux de performance >> Mesures réalisées	Classique	Avancée	Advanced Plus	Haute performance
Courants				
Courant à la terre				
Courant moyen				
Déséquilibre de phases				
Niveau d'échauffement				
Température du moteur (par capteurs)				
Fréquence				
Tension entre phases				
Démarrage trop long				
Déséquilibre de tensions				
Puissance active				
Puissance réactive				
Facteur de puissance				
Energie active				
Energie réactive				

Voici une liste des variables les plus utiles à surveiller, et l'avantage accordé par la mesure.

Courants

Ils sont directement responsables de l'échauffement des conducteurs et des bobinages des moteurs et donc d'une éventuelle réduction de leur durée de vie. Ce sont des variables les plus importantes à surveiller. Leurs valeurs donnent aussi une indication directe sur la charge du moteur et les contraintes subies par la machine.

Courant à la terre

Il peut être mesuré avec la somme des 3 phases si la précision requise n'est pas trop élevée (environ 30%). Si une précision est requise alors il est mesuré avec un contrôleur de terre (précision 0,01 A)

Courant moyen

Il permet de connaître la charge moyenne du moteur et si le moteur est bien adapté, ou non, à la machine.

Déséquilibre de phases

Un tel déséquilibre provoque des pertes supplémentaires dans le moteur, c'est une variable importante à contrôler.

Niveau d'échauffement

Sa valeur permet d'apprécier la capacité de surcharge restante et la marge de sécurité.

Température du moteur (par des capteurs)

Cette valeur permet de connaître les réelles conditions thermiques de fonctionnement, en tenant compte de la charge du moteur, de la température ambiante et de l'efficacité de sa ventilation.

Fréquence

Mesure de courant à 47-53 Hz de la fréquence fondamentale (sur la tension de ligne). Si la fréquence est instable (+/-2 Hz variations), la valeur affichée sera 0 jusqu'à l'obtention d'une valeur stable.

Tension entre phases

Ce contrôle de tension indique si le moteur fonctionne dans des conditions normales ou non. En effet, trop élevées ou trop basses, les tensions de phase sont responsables de l'augmentation de courant dans le moteur pour une charge donnée.

Déséquilibre de tensions

Comme le déséquilibre de phases, il est responsable de pertes supplémentaires dans le moteur, c'est donc aussi une variable importante à contrôler.

Puissance active

Indication de la charge appliquée au niveau du moteur.

Puissance réactive

Indication de la puissance réactive qui peut être nécessaire de compenser par la mise en œuvre de condensateurs.

Facteur de puissance

Indication du niveau de charge du moteur.

Energie active

Permet de rapprocher la quantité d'énergie consommée au temps de fonctionnement ou à la quantité de marchandises produites par machine.

Énergie réactive

Permet de déterminer la nécessité de la mise en œuvre de condensateurs afin d'éviter le paiement de pénalités à l'utilitaire.

Fig. N65c

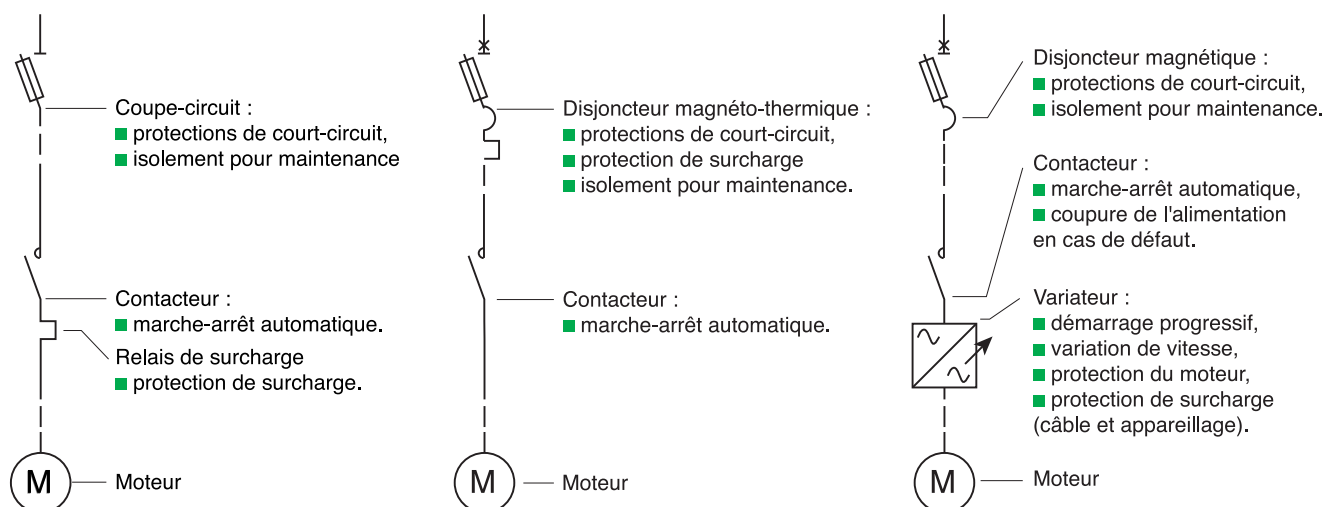
Dispositif "haute performance" de protection et de surveillance de moteur (TeSys T, Schneider Electric).



5.4 Configurations de démarreur-moteur

Différentes configurations de commande et de contrôle des moteurs sont couramment proposés. Quelques exemples sont présentés sur la figure N66.

Fig. N66: Les combinaisons des différentes fonctions d'un démarreur-moteur



N67

La commande et le contrôle des moteurs font l'objet de différentes normes en vigueur listées sur la figure N67.

Fig. N67

Normes applicables aux démarreurs de moteurs

Normes	Titre
CEI 60947-1	Basse-tension - Règles générales
CEI 60947-4-1	Contacteurs et démarreurs de moteurs Contacteurs électromécaniques et démarreurs de moteurs
CEI 60947-4-2	Appareillage à basse tension - Partie 4-2 : Contacteurs et démarreurs de moteurs - Gradateurs et démarreurs à semiconducteurs de moteurs à courant alternatif.
CEI 60947-6-2	Appareillage à basse tension - Partie 6-2 : Matériels à fonctions multiples - Appareils (ou matériel) de connexion de commande de protection (ACP).
CEI 61800	Entraînements électriques de puissance à vitesse variable.

Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif ont été définies par la norme CEI 60947-4-1, elles sont présentées dans la **figure N68** avec leurs applications typiques.

Fig. N68

Différentes catégories d'emploi des contacteurs en courant alternatif utilisés pour le contrôle moteur asynchrone.

Catégorie	Les applications typiques
AC-1	Charges non-inductives ou légèrement inductives, fours à résistance.
AC-2	Moteurs à bague (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-3	Moteurs à cage d'écureuil (démarrage, arrêt des moteurs en marche)
AC-4	Moteurs à cage ou à bagues, avec freinage en contre-courant (par inversion de phases) et marche par "à-coups" (démarrage, arrêt des moteurs en marche).

5.5 Coordination des protections des moteurs

Le dispositif de protection contre les courts-circuits doit être parfaitement coordonné avec le dispositif de protection contre les surcharges.

Des normes, CEI 947-4-1 et 947-6-2, définissent trois types de coordination qui précisent les degrés de destruction acceptables pour les appareillages concernés après court-circuit et les niveaux de service attendus (cf. tableau de la **figure N69**).

Les associations des dispositifs satisfaisant ces coordinations sont établies par des constructeurs de relais tel Schneider Electric.

Fig. N69

Les degrés de destruction acceptables selon les types de coordination.

Type de coordination	Conséquences d'un court-circuit	Champ d'application
Type 1	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes et l'installation et peut nécessiter une réparation avec remplacement de pièces avant une nouvelle utilisation	Applications courantes. Machines de base.
Type 2	Le contacteur ou le démarreur ne doit causer aucun danger pour les personnes ou l'installation et doit être en état pour une utilisation ultérieure. Le risque de soudure des contacts est admis, et le fabricant doit indiquer les mesures à prendre en ce qui concerne l'entretien de l'équipement.	Processus avec contraintes de disponibilité, par exemple : chaîne de fabrication, machines industrielles critiques.
Coordination totale : Continuité de service	Aucun dommage ou d'inadaptation autorisé. Redémarrage immédiatement possible après suppression du défaut. Pas de précaution nécessaire.	

5.6 Protection de base des moteurs : la solution disjoncteur + contacteur + relais thermique

5.6.1 Avantages

Parmi les solutions possibles pour protéger un moteur, l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique^[7] présente de nombreux avantages.

Cette association procure à l'installation facilité d'exploitation et d'entretien, par :

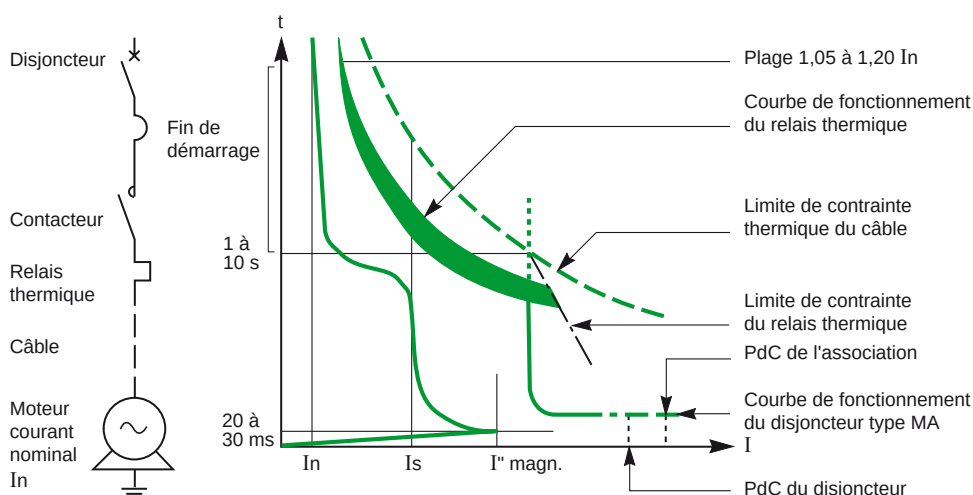
[7] L'association d'un contacteur et d'un relais thermique est un disjoncteur

5 Les moteurs asynchrones

- réduction de la charge d'entretien de l'installation : le disjoncteur évite l'emploi de fusibles et leurs inconvénients (stock, problème de type et de calibres des fusibles),
- meilleure continuité d'exploitation : l'installation peut être remise en route immédiatement après élimination du défaut et après vérification du démarreur,
- adjonctions aisées de toutes les fonctions complémentaires demandées à un équipement de départ moteur,
- coupure omnipolaire assurée (le risque de marche en monophasé du moteur est ainsi supprimé),
- coupure en charge du circuit en cas de défaillance du contacteur,
- verrouillage,
- signalisations diverses,
- meilleure protection du démarreur pour des courants de court-circuit inférieurs à environ 30 fois le courant assigné du moteur^[8] (cf. **Fig. N70**),
- possibilité de protection différentielle intégrée :
 - prévention des risques d'incendie (sensibilité 500 mA),
 - protection contre la destruction du moteur (perforation des tôles) en détectant les défauts d'isolement phase-masse (sensibilité 300 mA à 30 A).

Fig. N70

Courbes de fonctionnement de l'association disjoncteur + contacteur + relais thermique^[7]



5.6.2 Conclusion

L'association disjoncteur + contacteur + relais thermique pour la commande et la protection de départs moteurs est parfaitement appropriée quand :

- le service entretien de l'installation est réduit ; c'est le cas en général du tertiaire et des petites et moyennes industries,
- le cahier des charges impose des fonctions complémentaires,
- l'utilisation nécessite un organe de coupure en charge en cas de non ouverture du contacteur.

5.7 Appareil de connexion, de commande et de protection (ACP)

Les ACP ou "démarreurs-contrôleurs" sont conçus pour remplir simultanément les fonctions de commande et de protection (surcharge et court-circuit). De plus, ils sont conçus pour pouvoir effectuer des manœuvres de commande dans le cas d'un court-circuit.

Les ACP peuvent aussi assurer des fonctions additionnelles telles que le sectionnement, et ainsi les fonctions d'un "démarreur moteur" sont totalement remplies. Les ACP doivent être conformes à la norme CEI 60947-6-2 (NF EN 60947-6-2), qui définit notamment les valeurs assignées et les catégories d'emplois d'un ACP (qui sont parfaitement homogènes à celles définies par la CEI 60947-4-1 (NF EN 60947-4-1), pour les contacteurs).

Les fonctions remplies par les ACP sont coordonnées et combinées de manière à permettre la continuité du service pour tous les courants jusqu'à leur pouvoir assigné de coupure de service en court-circuit Ics. Même si l'ACP n'est pas constitué par un appareil unique, ses caractéristiques sont assignées comme pour un seul appareil.

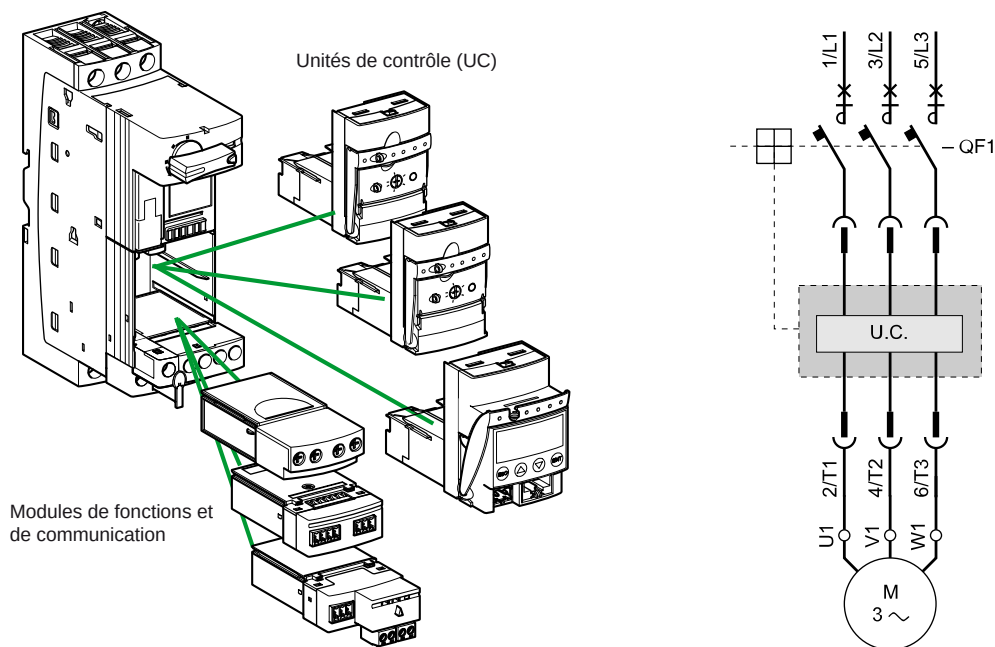
D'autre part, la garantie de "la coordination totale" de toutes les fonctions assurent l'utilisateur d'avoir un choix simple avec une protection optimale qui est facile à mettre en œuvre.

^[8] Dans la majorité des cas, les défauts développant des courants de court-circuit se produisent au niveau du moteur, de sorte que le courant est limité par les câbles et les bobinages du stator, et ces défauts sont alors appelés "courts-circuits implants"

5 Les moteurs asynchrones

Bien que présenté comme un appareil unique, un ACP peut avoir une modularité identique ou plus grande qu'une solution démarreur-moteur à "3 produits". Ceci est le cas avec le démarreur-contrôleur "TeSys U" (cf. **Fig. N71**).

Fig. N71
Exemple de la modularité d'un ACP (démarreur-contrôleur TeSys U de Schneider Electric)



Ces démarreurs-contrôleurs peuvent être équipés d'une unité de contrôle assurant les fonctions de commande et de protection, interchangeable à tout moment, pour des moteurs de 0,15 A à 32 A dans une "base puissance" ou "base unité" de calibre 32 A.

Des fonctionnalités additionnelles peuvent être installées en terme de

- puissance : des blocs limiteurs, des blocs inverseurs ;
- contrôle et commande :
 - modules de fonctions, d'alarmes, d'indication de charge moteur, de réarmement automatique, etc.,
 - modules de communication : AS-I, Modbus, Profibus, CAN-Open, etc.,
 - modules de contacts auxiliaires, de contacts additifs.

De nombreuses fonctions de communication sont disponibles sur ces démarreurs-contrôleurs (cf. **Fig. N72**)

Fig. N72
Fonctions de communication TeSys U

Fonctions disponibles	Unités de contrôle		
	Standard	Évolutif	Multifonction
État du rotor (prêt, en marche, en défaut)			
Commande marche/arrêt			
Alarme thermique			
Réarmement à distance via le bus			
Indication de charge			
Différentiation des défauts			
Alarmes (surintensités...)			
Réglage des paramètres et référence des fonctions de protection			
Fonction "historique"			
Fonction de "surveillance"			

Informations disponibles sur le bus (Modbus) et fonctions réalisées

5.8 Le système iPMCC (Intelligent Power and Motor Control Centre)

5.8.1 iPMCC -Intelligent Power and Motor Control Centre

C'est un système intelligent intégrant des relais intelligents de protection moteur dans de très fiables armoires électriques MCC -Power Motor Control Centre-. La connectabilité au système de surveillance et de contrôle est assurée par le biais d'un réseau de communication industrielle.

Cette solution est particulièrement utilisée dans les grands sites industriels et infrastructures, avec un processus continu ou hybride, et chaque fois que la continuité de service est une priorité.

5.8.2 iMPR -Intelligent Motor Protection Relay

Les relais intelligents de protection moteur sont les composants clé d'une installation iPMCC. Ce sont des dispositifs contrôlés par microprocesseur.

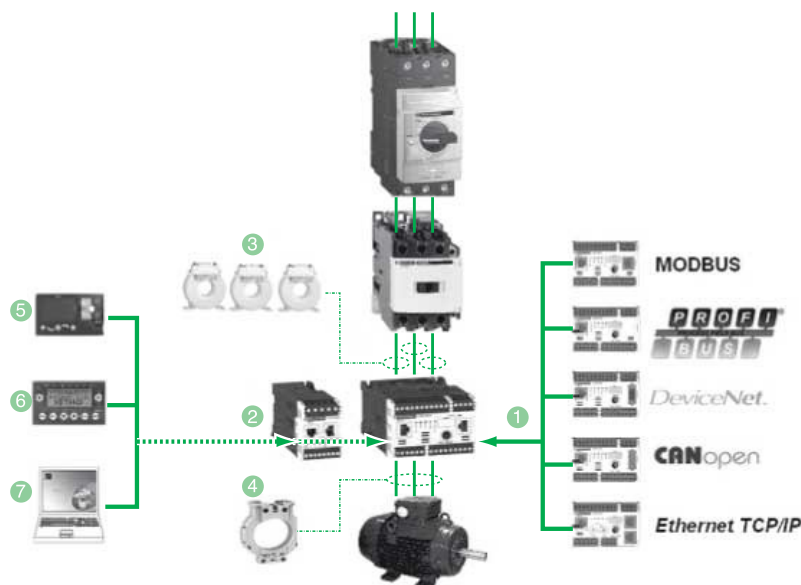
Ce système de surveillance et de protection est fondée sur des mesures effectuées par des capteurs, tels que les transformateurs de courant, transformateurs de tension (intégrés ou externes), capteurs thermiques, détecteurs de fuite à la terre,....

A partir de ces mesures et des paramètres, il détermine les conditions d'anomalie ou de risques potentiels pour les moteurs et les opérateurs.

Selon le modèle de protection moteur, un iMPR a la capacité de détecter de nombreux types de défauts. C'est une grande amélioration par rapport au relais de protection thermique. En outre, de nombreuses fonctions complémentaires peuvent être mises en oeuvre par un iMPR : surveillance, alarme, enregistrement des défauts, calculs statistiques, communication, etc...

Fig. N73

Exemple de composition d'un iMPR (TeSys T de Schneider Electric)



- 1: relais de protection moteur avec capacité de communication
- 2: module d'extension de mesure de tension
- 3: capteurs des courants phase
- 4: détecteur de fuite à la terre
- 5, 6, 7: Différentes interfaces "Homme-Machine"

5.8.3 MCC (Motor Control Centre)

C'est une armoire de distribution électrique qui regroupe tous les démarreurs-moteurs d'un processus ainsi que des bus pour une communication sûre et fiable, afin de construire une installation centralisée. La gestion centralisée des départs-moteurs est demandée pour faciliter l'exploitation et la maintenance dans de nombreuses industries et infrastructures. Des armoires MCC comportant des unités fonctionnelles (UF) débrouchages sont utilisées dans des applications critiques, car les interventions sont plus faciles à gérer en cas de défaut : les démarreurs-moteurs défectueux peuvent être remplacés rapidement, sans arrêt de l'ensemble de l'armoire électrique.

Des unités fonctionnelles fixes ou déconnectables peuvent être utilisées pour des applications moins critiques.

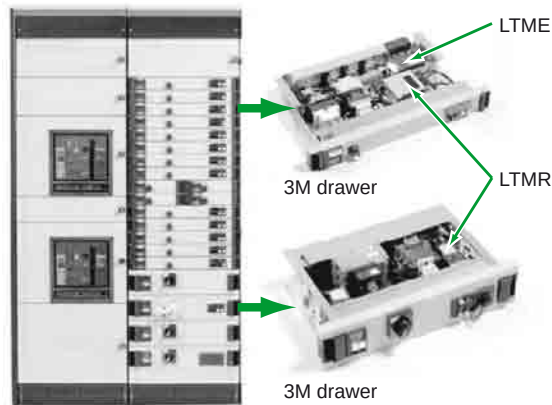
Pour garantir la disponibilité, la sécurité et la fiabilité de l'application, une armoire MCC doit être un ensemble de série (ES) ou un ensemble dérivé de série (EDS). ES et EDS sont des équipements BT définis par les normes CEI 60 439-1 qui imposent différentes caractéristiques techniques, règles de conception et d'essais. Pour les systèmes

iPMCC ces essais sont importants, notamment celui de l'échauffement car les équipements électroniques sont particulièrement sensibles à la chaleur.

Une armoire MCC est différente d'une armoire électrique universelle qui ne peut être utilisée que pour accueillir un groupe de quelques départs-moteurs. Une armoire électrique universelle a des caractéristiques électriques moins exigeantes, et ne comporte pas de séparation entre les différentes unités fonctionnelles contenant des départs-moteurs. Par conséquent, un arrêt complet des armoires universelles est nécessaire pour les opérations de maintenance ou pour tous les réglages des démarreurs.

Fig. N74

Exemple d'une armoire électrique iPMCC à tiroirs (Okken de Schneider Electric)



iPMCC offre de grands avantages à toutes les étapes de la vie d'une installation électrique : pour sa conception et sa réalisation, comme pour son exploitation.

Amélioration de l'efficacité du projet

- réduction des études avec des démarreurs qui sont plus normalisés dans une plus large gamme de puissance,
- réduction du câblage sur site grâce à des bus,
- réduction des temps de réglage avec le téléchargement des paramètres.

Réduction des temps de mise en service

- meilleure compréhension des événements du processus grâce aux diagnostics et aux statistiques détaillées,
- plus grande rapidité dans la recherche des bogues et du correction des erreurs,
- plus grande facilité de dépannage des problèmes de démarrage du processus.

Amélioration de la continuité de service

- meilleure protection des moteurs et des charges en utilisant des capteurs plus précis et des modèles plus précis de protection moteur,
- réduction des temps d'arrêt intempestif avec des alarmes permettant de corriger les problèmes avant qu'un déclenchement ne se produise.

Réduction des coûts d'exploitation et d'entretien

- moins d'arrêt,
- dépannages plus rapides,
- moins de stock de pièces de rechange,
- stratégie de maintenance préventive.

Réduction des coûts et du temps nécessaire pour des évolutions des installations

- études simplifiées,
- pas de câblage nécessaire,
- simplification des réglages,
- mise en service et réglage du processus facilités.

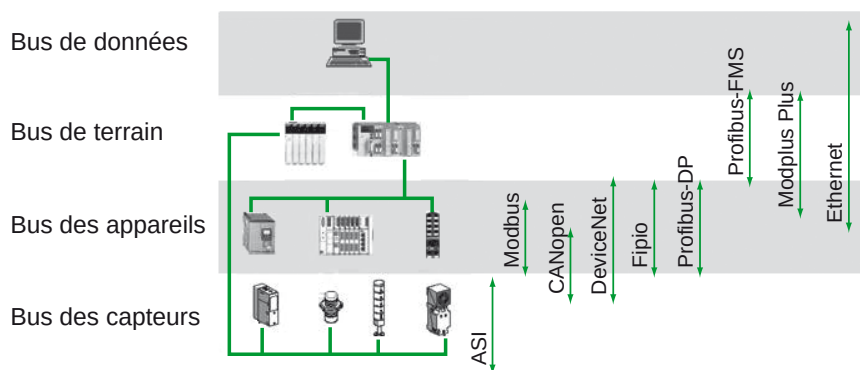
Une offre iPMCC complète concentre les connaissances et l'expérience de la distribution électrique, de la protection et du contrôle des moteurs, de l'automatisation et de l'installation. C'est pourquoi peu de constructeurs de la distribution électrique et de l'automatisation peuvent proposer une telle offre.

5.9 Protocoles et architectures de communication des systèmes iPMCC

Une configuration iPMCC est faite de nombreux de départs-moteurs. Afin de contrôler le système, il est nécessaire d'envoyer beaucoup d'informations telles que états des moteurs, mesures des courants, alarmes, etc. Le traditionnel câblage fil à fil n'est pas un moyen efficace et rentable quand il y a beaucoup de données à transmettre. Aujourd'hui, la transmission via des réseaux de communication, ou bus, est la meilleure méthode.

La communication a besoin d'une langue commune appelé protocole de communication. La **figure N75** indique les protocoles couramment utilisés aux différents niveaux des réseaux de communications industriels. À l'heure actuelle, les protocoles de bus les plus populaires sont Modbus SL, Profibus-DP et DeviceNet, tandis que l'usage d'Ethernet TCP / IP est en croissance très rapide.

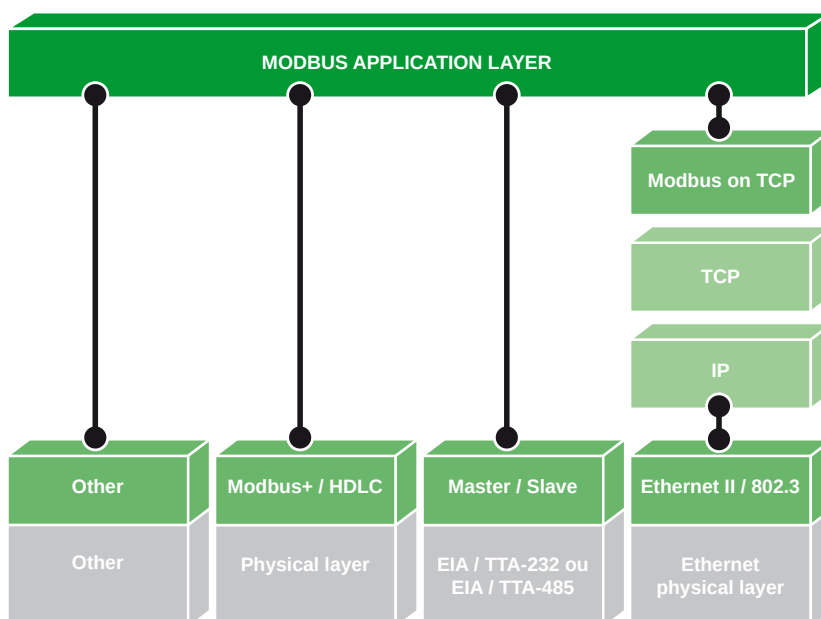
Fig. N75
Différents protocoles de communication



5.9.1 Modbus

Modbus est un protocole de communication du niveau "application". Il est indépendant de la couche physique (bus).

Fig. N76
Une architecture Modbus



N73

5.9.2 Modbus SL (liaison série)

Les protocoles Modbus peuvent être employés sur des liaisons RS232, RS442 ou RS485 ainsi qu'avec d'autres médias, comme Ethernet.

Modbus SL est le protocole de dialogue appliqué aux liaisons série, basé sur une structure de type maître/esclave : le maître pose des questions et les esclaves donnent les réponses, et même lorsque plusieurs périphériques sont connectés à une ligne en série, un seul appareil peut parler à la fois. Il est utilisé pour des réseaux d'automates programmables.

La solution Modbus RS485 a été la plus utilisée dans le monde. Elle permet des vitesses de communication allant jusqu'à 115 kbps, mais la plupart des dispositifs supportent seulement des communications jusqu'à 19,2 kbps. Elle est d'un faible coût de mise en œuvre. Cette solution a la plus large base installée et de réseaux de fournisseurs. Le point faible de Modbus SL est sa vitesse de transmission limitée par la vitesse des lignes en série et le nombre maximum d'appareils. Modbus SL peut être confronté à certains problèmes dans son application sur des sites industriels très importants, mais il est encore un choix économique et raisonnable pour la majorité des systèmes de protection moteur.

Fig. N77
Une architecture Modbus SL

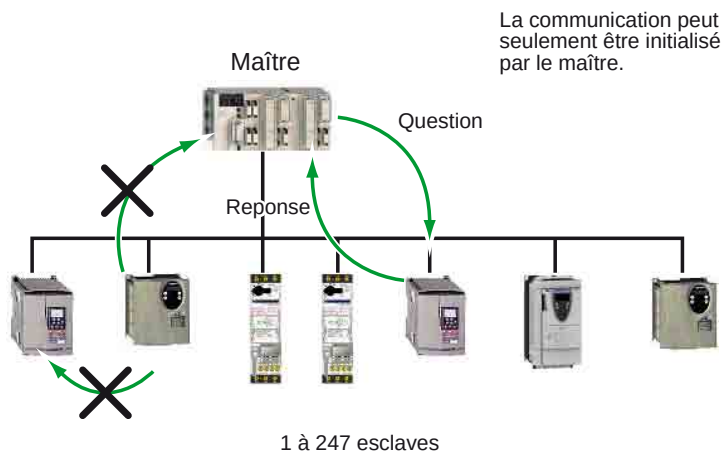
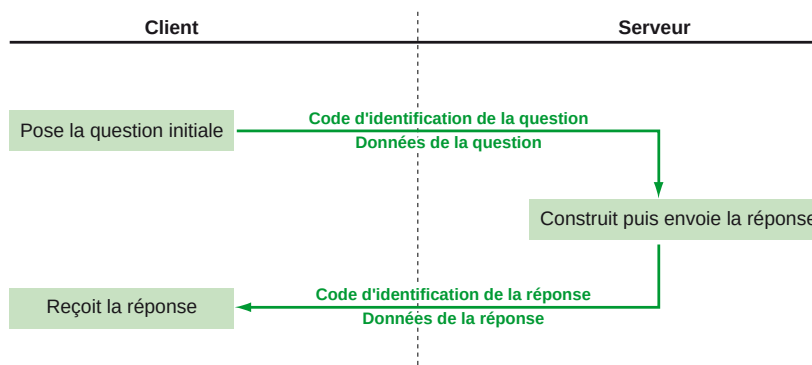


Fig. N77a
Les échanges Modbus SL



5.9.3 Modbus / TCP

Le protocole Modbus / TCP utilise le standard Ethernet 10 Mbps pour véhiculer toute la structure des messages Modbus.

Il offre une vitesse très rapide et accepte un grand nombre de périphériques dans un même réseau.

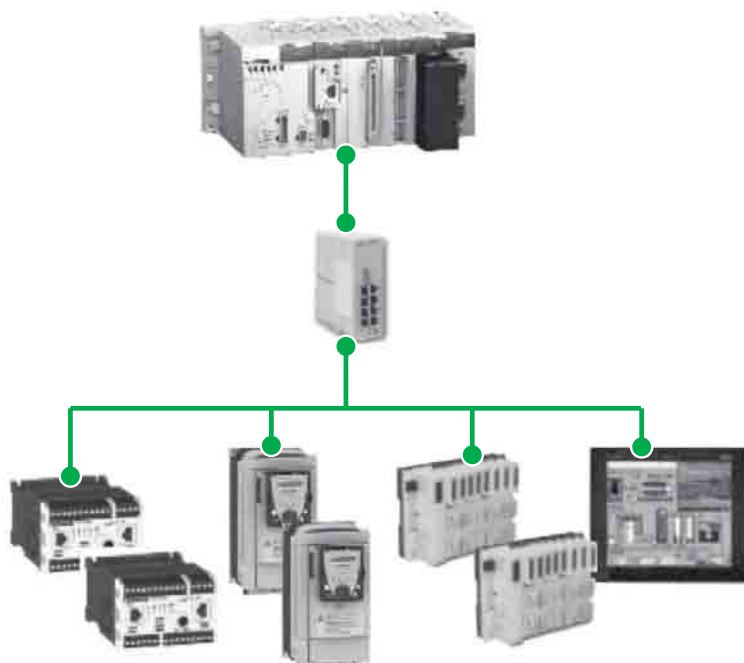
Il facilite l'intégration d'un équipement MCC dans le réseau local (LAN) d'une entreprise, aussi il est préféré par de plus en plus de clients et s'avère un excellent choix pour les applications des grands chantiers.

Contrairement à Modbus SL, Modbus / TCP fonctionne sur un concept client / serveur :

- un client initie les demandes et les réponses d'un serveur,
- n'importe quel périphérique peut être un client ou un serveur,
- de nombreux appareils sont à la fois client et serveur dans le même temps,
- un réseau peut réunir de nombreux clients,
- plusieurs clients peuvent envoyer des requêtes au même moment et plusieurs serveurs peuvent répondre en même temps,
- un client peut parler à plusieurs serveurs en même temps,
- un serveur peut répondre à plusieurs clients en même temps,
- Ethernet dirige et s'assure de la livraison des données à tous les périphériques en même temps.

Fig. N78

Une architecture typique de la communication



5.9.4 Les différences entre Modbus / TCP et Modbus SL

Avec Modbus / TCP :

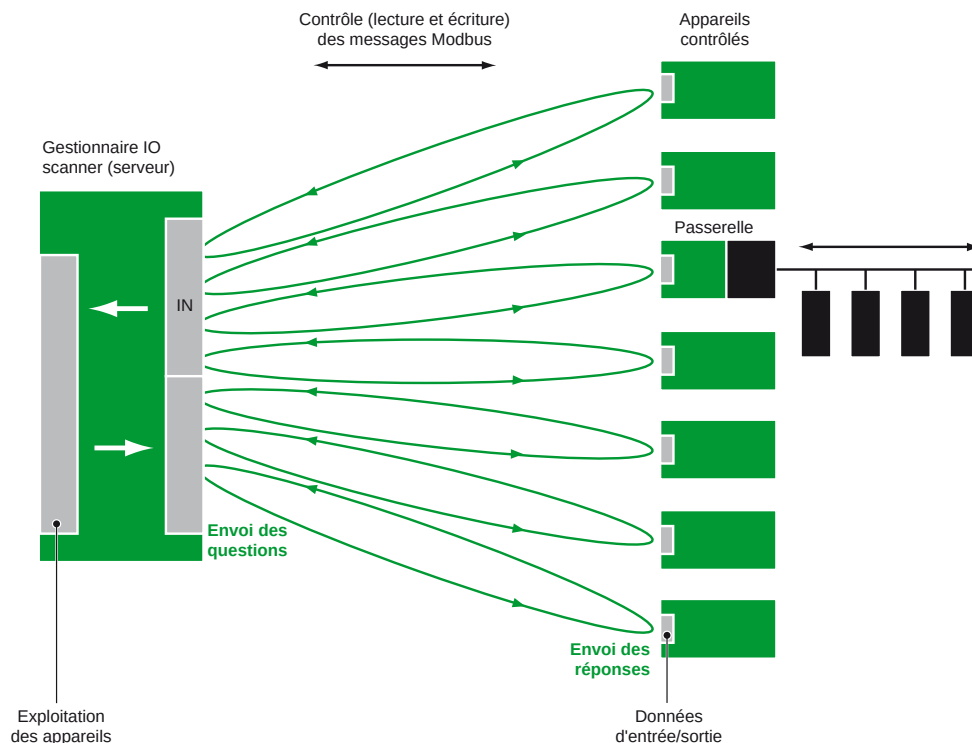
- chaque appareil peut être client et serveur au même moment.
- tous les appareils peuvent échanger simultanément : plusieurs appareils peuvent initier des communications, et non un seul. Le temps de réponse du système est augmenté par des communications simultanées.
- plusieurs demandes peuvent être envoyées d'un appareil à un autre sans attendre les réponses aux questions précédentes. Pour cela des données sont ajoutées au message Modbus afin de pouvoir associer une réponse à sa demande spécifique, elles constituent l'identifiant de transaction Modbus.
- la vitesse de transmission est plus importante : 10 Mb, 100 Mb, 1 Gb.
- les supports de transmission sont d'un emploi beaucoup plus souple et leurs coûts moins élevés : fibre optique, liaison radio, etc.
- le nombre de noeuds sur un simple réseau est presque illimitée : le maximum recommandé est d'environ 300, mais des routeurs peuvent être utilisés pour relier plusieurs réseaux.

5.9.5 Modbus IO Scanning

Modbus IO Scanning est une fonctionnalité des automates programmables Schneider Electric. Elle permet de simples échanges Modbus avec un simple terminal de configuration. Il suffit de préciser l'adresse, le temps d'interrogation et les données à lire et / ou d'écrire.

N75

Fig. N79
L'architecture Modbus SL



5.9.6 Profibus

Profibus-DP est un protocole avec une vitesse de transmission élevée. Il prend en charge la communication jusqu'à 12 Mbps, mais en fait 1,5 Mbps est la vitesse maximale la plus courante, car la vitesse de 12 Mbps nécessite des supports de transmission spéciaux et ne peut être mise en œuvre que sur une courte distance pour être atteinte.

5.9.7 DeviceNet

Ce protocole permet une communication avec 3 vitesses possibles: 125, 250 ou 500 kbps dont le choix dépend de la longueur du bus et du câble ainsi que la consommation des appareils. Le nombre maximal d'appareils reliés est de 64, y compris les appareils maîtres. La longueur du bus est limitée à 100 m à 500 kbps. DeviceNet est largement utilisé dans l'industrie automobile.

5.9.8 Résumé

Le tableau de la **figure N80** présente un comparatif réduit (non-exhaustive) de ces protocoles.

Fig. N80
Comparaison des protocoles de communication

	Modbus SL RS485	Profibus-DP	DeviceNet	Modbus / TCP
Vitesse	Jusqu'à 115 kbps	9,6 kbps à 1 Mbps	125, 250 ou 500 kbps	10, 100 Mbps, 1 Gbps
Distance maximale sans répéteur	1300 m	100 m à 12 Mbps 1,2 km à 10 kbps	100 m à 500 kbps 500 m à 125 kbps	Paire torsadée : 100 m Fibre optique : 2000 m
Nombre maximal d'appareils	32 soit 1 maître et 31 esclaves	mono ou multi-maîtres : 126 soit 122 esclaves avec 3 répéteurs	64 soit 1 maître et 63 esclaves	64 avec IO Scanner. Pas de limite avec les autres.
Distance maximale avec répéteur	Dépend du type de répéteur.	400 à 4800 m selon la vitesse.	Dépend du type de répéteur.	10 km de fibres optiques

Chapitre P

Les installations photovoltaïques

1	Intérêts de l'énergie photovoltaïque	P2
	1.1 Pratique	P2
	1.2 Ecologique	P2
2	Principe et technologie photovoltaïque	P3
	2.1 L'effet photovoltaïque	P3
	2.2 Les modules photovoltaïques	P4
	2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur	P5
3	Les matériels photovoltaïques spécifiques	P6
	3.1 Les modules	P6
	3.2 Les connexions	P6
	3.3 Les onduleurs	P7
	3.4 Les chargeurs de batteries	P9
4	Les impératifs des installations photovoltaïques	P10
	4.1 Installations photovoltaïques pour site isolé	P10
	4.2 Installations photovoltaïques connectées au réseau public	P10
	4.3 Protection des personnes et des biens contre les risques électriques dans les installations photovoltaïques	P11
	4.4 Protection des installations photovoltaïques contre les effets de la foudre	P16
	4.5 Comment assurer la sécurité lors des interventions de maintenance ou d'urgence sur les installations photovoltaïques ?	P16
	4.6 Comment assurer la sécurité pendant tout le cycle de vie des installations photovoltaïques ?	P17
5	La mise en œuvre des installations photovoltaïques	P18
	5.1 Installations photovoltaïques : normes	P18
	5.2 Installations photovoltaïques : précautions d'installation	P18
	5.3 Installations photovoltaïques : architectures d'une installation raccordée au réseau	P19
	5.4 Installations photovoltaïques : dimensionnement	P21
	5.5 Installations photovoltaïques : mode de pose	P22
	5.6 Installations photovoltaïques : choix du matériel électrique	P23
6	Supervision des installations photovoltaïques	P31
	6.1 Principes	P41
	6.2 Les systèmes de supervision	P31
	6.3 Les capteurs	P32
	6.4 Surveillance de l'installation	P33
7	Informations complémentaires sur les installations photovoltaïques	P34

1 Intérêts de l'énergie photovoltaïque

1.1 Pratique

Cette technique permet d'exploiter une énergie renouvelable, celle du soleil. Il faut distinguer deux types d'énergies solaires :

- thermique dont la récupération se fait par échange entre un fluide caloporteur exposé au soleil et un circuit d'utilisation (ballon d'accumulation ou pompe à chaleur).
- photovoltaïque, qui utilise le principe de la photopile découvert par Antoine Becquerel en 1839 pour produire de l'énergie électrique.

L'exploitation du rayonnement solaire qui parvient au sol est particulièrement intéressante car :

- ce rayonnement reste stable (à 10% près) en moyenne d'une année sur l'autre ;
- il délivre en moyenne au niveau du sol 1000 Wh / m² et par jour mais il dépend des paramètres principaux suivants :
 - de la latitude,
 - de l'orientation et de l'inclinaison de la surface,
 - du degré de pollution,
 - de la période de l'année,
 - de l'épaisseur de la couche nuageuse,
 - du moment de la journée,
 - des ombrages...

L'éclairement horizontal total, qui est la quantité d'énergie reçue par an sur un plan horizontal varie de 700 kWh / m² par an dans le Nord de l'Europe à 2500 kWh / m² par an dans les zones désertiques africaines.

1.2 Ecologique

L'exploitation de l'énergie solaire réduit la consommation des ressources dites "fossiles" qui est vraisemblablement à l'origine du réchauffement climatique planétaire ainsi que de la pollution atmosphérique.

Elle participe au développement durable et satisfait d'ailleurs aux orientations du conseil Européen qui a voté en mars 2007 un décret fixant des objectifs à atteindre d'ici 2020 :

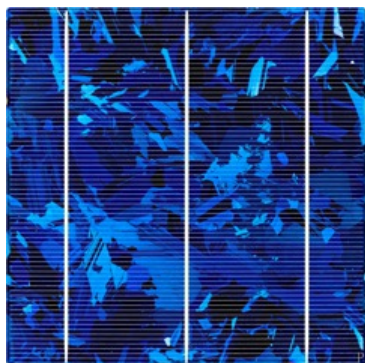
- réduction de 20% d'émission de gaz à effet de serre,
- baisse de 20% de la consommation d'énergie,
- proportion de 20% des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie.

2.1 L'effet photovoltaïque

Il est la capacité de transformer l'énergie solaire en électricité. Ceci est possible grâce à l'utilisation de cellules photovoltaïques -PV-.

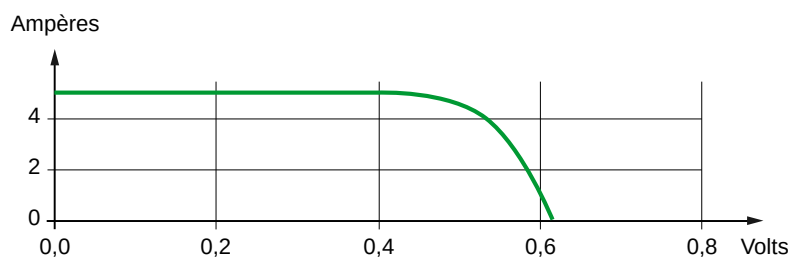
Une cellule PV (cf. **Fig. P1**) est capable de générer une tension comprise entre 0,5 V et 2 V suivant les matériaux utilisés et un courant directement dépendant de la surface (cellule de 5 ou 6 pouces).

Fig. P1
Cellule photovoltaïque
réalisée dans une
plaquette de silicium
(source Photowatt)



Ses caractéristiques s'expriment suivant une courbe courant - tension comme présentée sur la **Figure P2**.

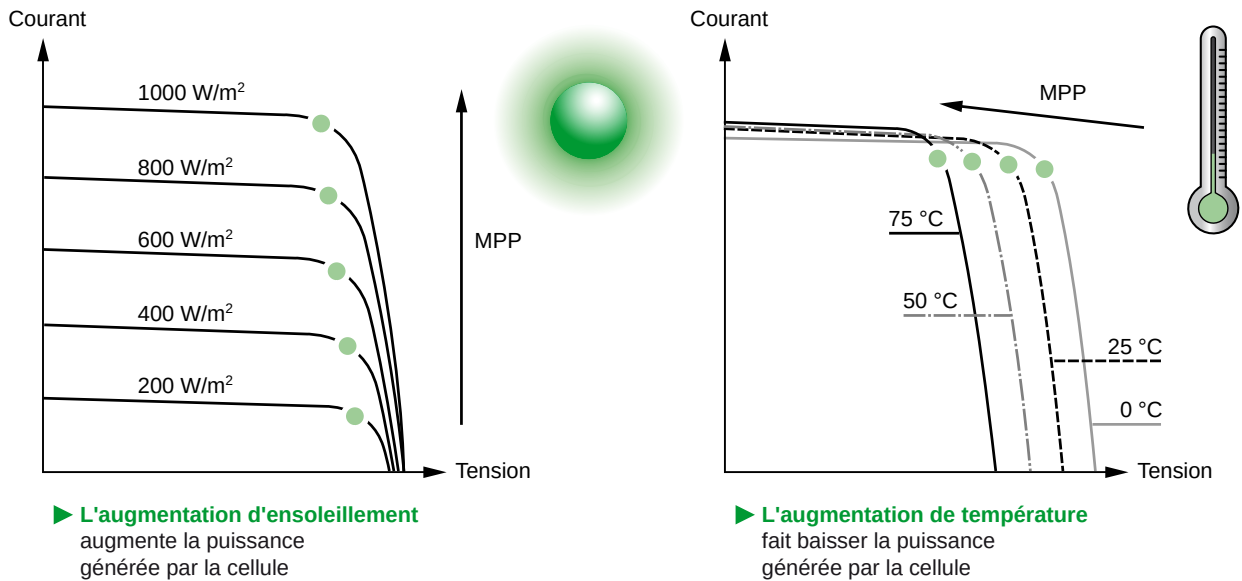
Fig. P2
Caractéristique typique
d'une cellule
photovoltaïque



L'effet photovoltaïque est fonction de deux grandeurs physiques (voir **Fig. P3**) : l'éclairement et la température :

- Lorsque l'éclairement E (W / m^2) augmente, il en va de même pour le courant et la puissance produite par la cellule,
- lorsque la température T ($^{\circ}C$) de la cellule augmente, la tension de sortie diminue de manière significative, le courant augmente légèrement, de sorte que globalement la puissance de sortie diminue.

Fig. P3: L'éclairement et la température influent sur l'effet photovoltaïque



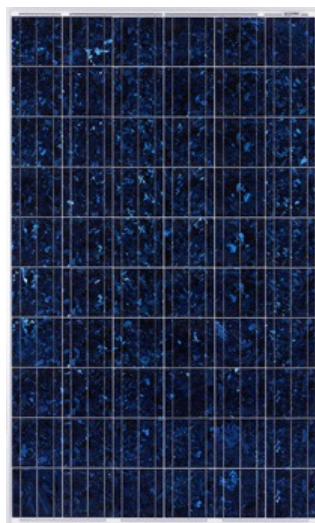
MPP : Point de Puissance Maximum

Pour exploiter plus facilement l'énergie générée par des cellules photovoltaïques, les fabricants proposent des associations série et/ou parallèle rassemblées dans des panneaux ou modules.

2.2 Les modules photovoltaïques

Ces associations de cellules (cf. **Fig. P4**) permettent d'élever la tension et le courant. Pour optimiser les caractéristiques des modules, ils sont constitués de cellules ayant des caractéristiques électriques proches.

Fig. P4
Module photovoltaïque
(source Photowatt)



Chaque module qui délivre une tension de quelques dizaines de volts, est caractérisé par sa puissance ayant pour unité le watt crête (Wc) ou watt peak (Wp) en anglais. Elle correspond à la puissance produite par une surface de un m² soumise à un éclairement de 1000 W / m² sous 25°C. Mais des modules identiques peuvent être de puissances différentes, habituellement la tolérance des puissances indiquées est de ± 3% (cf. tableau de la **Figure P5**). Le module de puissance typique 160 Wc regroupe l'ensemble des modules dont la puissance se situe entre 155 Wc (160 - 3%) et 165 Wc (160 + 3%).

Il est donc utile de comparer leur rendement qui est égal à leur puissance (W / m²) divisé par 1000 W/m².

2 Principe et technologie photovoltaïque

Par exemple, un module de 160 Wc a une superficie de 1,338 m²^[1]. Sa puissance crête est donc de 160 / 1,338 soit 120 Wc / m².

D'où un rendement pour ce module de : 120 / 1000 = 12%

Cependant, l'association série de cellules photovoltaïques peut engendrer un phénomène destructeur, lorsque l'une d'entre elles est partiellement ombrée, appelé "Hot Spot". Celle-ci va fonctionner en récepteur et le courant qui va la traverser peut alors la détruire. Afin de supprimer ce risque, les fabricants intègrent des diodes ByPass qui court-circuitent les cellules endommagées. Les diodes

Bypass sont habituellement fixées dans le boîtier de raccordement situé à l'arrière du module et permettent de shunter 18 ou 22 cellules selon les fabricants.

Ces modules sont ensuite associés en série pour atteindre le niveau de tension désiré : ils forment des chaînes de modules ou "string". Puis les chaînes sont groupées en parallèle pour obtenir la puissance souhaitée et forment alors un champ photovoltaïque -champ PV- (PV array en anglais).



Au sein d'une chaîne, un module défectueux doit être remplacé par un module strictement identique, d'où l'importance de la pérennité des fournisseurs choisis.

Enfin, le choix d'un matériel impose une sérieuse réflexion car il existe de plus en plus de fabricants de modules photovoltaïques à travers le monde, aussi l'installateur doit-il :

- s'assurer de la compatibilité des caractéristiques électriques avec le reste de l'installation (tension d'entrée de l'onduleur),
- ainsi que de leur conformité aux normes,
- mais aussi sélectionner ses fournisseurs pour leur pérennité afin de pouvoir assurer le remplacement d'un module défectueux qui devra être strictement identique à ceux déjà installés.

Ce dernier point est important puisque l'installateur est responsable de la garantie donnée à son client.

2.3 Des appareils complémentaires : onduleur ou chargeur

Un générateur photovoltaïque a pour particularité de ne fournir de l'énergie sous la forme de courant continu et qu'en période d'ensoleillement.

De fait, si cette énergie doit être fournie au réseau de distribution il est nécessaire de transformer le courant continu en courant alternatif avec des convertisseurs ou onduleurs, et si l'objectif est d'en disposer en permanence il faut alors l'emmagasiner dans des accumulateurs au moyen de chargeur de batteries.

[1] Les dimensions de ces modules (L x l x P) du modules sont en mm : 1237 x 1082 x 38

3.1 Les modules

Différentes technologies sont actuellement exploitées pour la réalisation des générateurs photovoltaïques, elles se répartissent en deux familles : les modules cristallins et les modules en couches minces ou films .

3.1.1 Modules cristallins

Il existe 2 grandes familles de modules cristallins. Le module monocristallin et le module multicristallin.

Le module monocristallin est à ce jour le plus performant avec des rendements autour de 16 à 18%. Il reste aussi le plus cher.

Le module multicristallin a un rendement entre 12 et 14%. C'est le plus courant. Il est très utilisé dans les secteurs résidentiel et tertiaire.

Ces modules ont une durée de vie supérieure à 20 ans. Avec le temps il perdent une partie de leur puissance (< 1% / an) mais continuent à produire de l'électricité. Suivant l'esthétique recherchée, il existe des modules Bi-verre avec deux plaques de verre qui rendent le module semi-transparent, ou bien des modules Verre Tedlar ou Teflon qui sont moins coûteux mais complètement opaques.

3.1.2 Modules couches minces

Ces modules -Thin film en anglais- font l'objet de nombreux travaux de recherche actuellement.

En effet, les rendements actuels de l'ordre de 6 à 8% devraient augmenter dans les années à venir. Ils sont peu chers et adaptés à de grandes superficies si la surface n'est pas un élément valorisable dans l'installation.

Cette dénomination de couches minces désigne de nombreuses technologies dont les 3 principales sont :

- a-Si le silicium en couche mince ou silicium amorphe,
- CdTe (Tellure de Cadmium),
- CIS (Sélénium de Cuivre Indium).

A noter, à ce jour, que nous n'avons pas de retour d'expérience à 20 ans pour ce type de technologie et le vieillissement de ces modules reste encore une question.

Les fabricants sérieux indiquent, dans leurs spécifications techniques, des valeurs initiales et des valeurs stabilisées.

Le tableau de la **Figure P6** fait une synthèse comparative de toutes ces technologies.

Fig. P6
Comparatif des technologies de générateurs photovoltaïques

Technologies	sc-Si monocristallin	mc-Si multicristallin	a-Si couches minces	CdTe couches minces	CIS couches minces
Rendement module STC					
Maximal	19%	15%	8.5%	11%	11%
Moyen	14%	13%	6%	8%	8%
Coût relatif (\$/Wc)	3	3	2	1	1
Coef. température à la puissance-crête (%/°C)	-0,3 / -0,5	0,3 / -0,5	-0,2	-0,2	-0,3

3.2 Les connexions

Une installation photovoltaïque nécessite l'emploi de câbles et de connecteurs spécifiques. En effet, les modules sont installés en extérieur, leurs raccordements sont donc soumis aux contraintes climatiques associées à des tensions élevées dues à la mise en série des modules.

Outre le besoin d'étanchéité, le matériel utilisé doit par conséquent être résistant aux rayons ultra-violet et à l'ozone. Il doit aussi posséder une bonne tenue mécanique et à une bonne résistance aux variations extrêmes.

3.2.1 Câbles

Les câbles doivent être homologués IEC 60228 classe 5 ou 6.

Les règles de dimensionnement de la section des conducteurs sont les mêmes que pour les câbles standards NF C 15-100.

La chute de tension entre le champ PV et l'onduleur doit être calculée pour ne pas dépasser 3% pour le courant nominal (recommandation UTE : 1%).

Les câbles CC doivent être mono conducteur à double isolation, ces câbles ne sont pas normalisés il faut donc choisir des câbles spécifiés PV par leurs fabricants.

3.2.2 Connecteurs



La dangerosité d'intervenir sur les câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture d'un sectionneur sur le circuit courant continu.

Généralement, les modules photovoltaïques sont fournis avec deux câbles équipés de connecteurs, un mâle et un femelle. Ces câbles permettent de raccorder deux modules posés côte à côte afin de les mettre en série sans erreur possible : le connecteur mâle se raccorde au connecteur femelle du module suivant et ainsi de suite jusqu'à atteindre la tension continue désirée.

Ces connecteurs spécifiques tels MC3, ou MC4 verrouillable de Multi-Contact assurent aussi une protection au toucher lorsqu'ils ne sont pas raccordés. Protection nécessaire car dès qu'un module photovoltaïque est soumis à un éclairage, il fournit une tension. Intervenir (pour modification ou extension) sur des câbles de liaison des modules impose une déconnexion préalable ou l'ouverture du sectionneur CC du circuit courant continu obligatoire à l'arrivée du coffret de raccordement.

Il est aussi possible d'utiliser différents connecteurs du commerce. Une attention particulière doit alors être apportée à leur choix pour la qualité de leur contact et de leur accouplement mâle-femelle afin d'éviter tout mauvais contact susceptible d'échauffement et de destruction.

3.3 Les onduleurs

De tels appareils qui fournissent du courant alternatif à partir du courant continu sont des onduleurs spécifiques à l'alimentation photovoltaïque (cf. **Fig.P7a**). Il existe différents types d'onduleurs photovoltaïques ou "onduleurs Pv". Ils remplissent trois fonctions principales :

Fonction onduleur

Elle transforme du courant continu en courant alternatif d'une forme adaptée au besoin (sinusoïdale, carrée, ...) .

Fig. P7a
Onduleur photovoltaïque
triphasé Conext CL

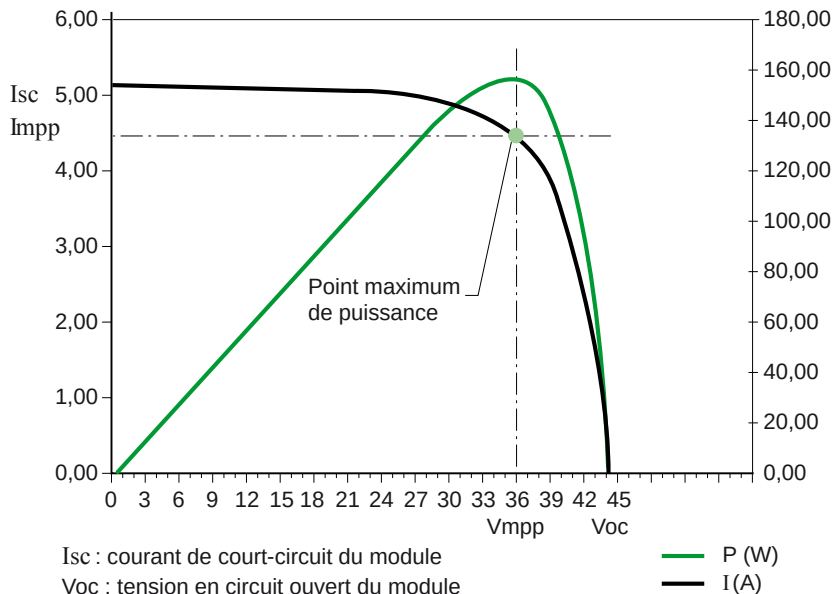


Fonction MPPT

Elle calcule le point de fonctionnement en tension et en courant de la surface -ou champ- photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker (Recherche de Point de Puissance Maximum), voir la **Figure P7b**.

Fig. P7b

Point de fonctionnement d'un champ-photovoltaïque qui produit le plus de puissance, aussi appelé le Maximum Power Point Tracker



Fonction déconnexion automatique du réseau

Elle commande automatiquement l'arrêt de l'onduleur et la déconnexion du réseau en absence de tension sur le réseau électrique. C'est une protection pour l'onduleur et aussi pour les agents d'intervention qui peuvent travailler sur le réseau.

En cas de coupure du réseau, l'onduleur ne fournit donc plus d'énergie au réseau et il y a perte de l'énergie produite par les modules photovoltaïques. Il existe des systèmes "Grid interactive" qui permettent d'assurer un fonctionnement en secours ou "back-up". Ils nécessitent l'installation de batteries ainsi que d'une armoire de distribution complémentaire pour assurer la déconnexion certaine du réseau avant de produire sa propre énergie.

Variantes

Certains onduleurs "multi-MPPT" ont une fonction double MPPT (ou triple ou quadruple...). Cette fonction permet d'optimiser la production PV lorsque le champ est constitué de chaînes avec différentes orientations. Elle présente le risque de perte de production totale dès qu'un onduleur est en défaut.

Il reste cependant possible de mettre plusieurs onduleurs de plus petite puissance, un par chaîne, solution plus chère, mais qui augmente la fiabilité globale de l'installation.

Il existe aussi des "onduleurs multi-strings". Cette appellation ne signifie pas forcément multi-MPPT comme décrit ci-dessus, elle indique simplement que plusieurs chaînes peuvent être raccordées à l'onduleur, leur mise en parallèle étant effectuée dans l'onduleur.

3.3.1 Le rendement européen

Pour pouvoir comparer les différents appareils, un rendement basé sur différents points de fonctionnement qui simule le fonctionnement moyen et journalier d'un onduleur a été défini. Dénommé "rendement européen", il est donné par la formule :

$$0.03 \times (\eta 5\%) + 0.06 \times (\eta 10\%) + 0.13 \times (\eta 20\%) + 0.1 \times (\eta 30\%) + 0.48 \times (\eta 50\%) + 0.2 \times (\eta 100\%)$$

Où :

- $(\eta 5\%)$, $(\eta 10\%)$... représentent les rendements à 5%, 10%... de la puissance maximale,
- 0.03 0.06 ... sont des facteurs de pondération utilisés pour calculer ce "rendement européen" global, et ont été calculés selon les données climatiques annuelles (données relatives au nord-ouest de l'Allemagne).

Remarque : un autre calcul de rendement similaire a été défini par la California Energy Commission, utilisant une formule similaire mais avec des facteurs de pondération et des points de fonctionnement différents.

3.3.2 IP et température de fonctionnement

Il est fortement déconseillé d'installer un onduleur sur un emplacement exposé au soleil sous peine de voir son espérance de vie considérablement réduite.

Ces critères d'étanchéité et de température sont importants dans le choix d'un onduleur.

3 Les matériels photovoltaïques spécifiques

Les fabricants d'onduleurs proposent presque tous des onduleurs IP65 pour être installés dehors. Ce n'est pas pour autant qu'il faut les installer en plein soleil, car la plupart des onduleurs sont déclassés dès 40°C (50°C pour les onduleurs Xantrex de Schneider Electric) et, dans ce cas, la puissance de sortie est diminuée.

L'installation extérieure en plein soleil présente un autre risque, celui du vieillissement prématuré de certains composants de l'onduleur tels que les condensateurs chimiques. L'espérance de vie de l'onduleur est alors considérablement réduite et peut passer de 10 ans à 5 ans !

3.4 Les chargeurs de batteries

En site isolé, l'objectif est de charger des batteries pour avoir de l'énergie après le coucher du soleil. Il existe deux types de chargeurs :

3.4.1 un chargeur en courant

La tension du champ PV doit correspondre à la tension de charge de la batterie et la régulation se fait en courant.

3.4.2 un chargeur MPPT

Le chargeur fonctionne au point maximal de puissance, il gère la charge de la batterie avec limitation en courant et en tension et il contrôle le floating. Ce type de chargeur est plus cher que le type précédemment cité, mais il permet d'optimiser le nombre de modules PV nécessaire à l'installation et d'avoir une installation au global moins chère.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

4.1 Installations photovoltaïques pour site isolé

C'est historiquement la première utilisation des systèmes photovoltaïques, par exemple pour alimenter des relais de télécommunication ou habitats isolés difficiles d'accès et sans raccordement possible au réseau.

C'est aussi actuellement un des seuls moyens de fournir de l'électricité à 2 milliards de personnes qui n'y ont pas accès aujourd'hui.

Le dimensionnement de ces installations nécessite de connaître précisément le profil de charge de l'utilisation et le nombre de jours sans soleil auquel l'installation sera soumise pour définir l'énergie à stocker dans des batteries et donc leur taille et leur type.

Ensuite, il faut calculer la surface de capteurs photovoltaïques pour être sûr de recharger les batteries dans le cas le plus défavorable (plus courte journée hivernale).

4.1.1 Particularités

Cette méthode conduit à des surdimensionnements nécessaires pour assurer la continuité de fonctionnement une ou deux fois par an, mais qui rendent ce type d'installation très onéreux !

A noter que ce type d'utilisation doit représenter environ 20% du marché du photovoltaïque en 2012, et 40% en 2030 selon l'EPIA (European Photovoltaic Industry Association).

4.1.2

Le stockage est donc un point critique de ce type d'installation.

Il existe plusieurs types de batteries :

Les batteries plomb

Ce sont des batteries qui fonctionnent en cycles (charge-décharge). Les batteries de type ouvert sont conseillées pour éviter des phénomènes de gonflement liés à des charges trop rapides et à un dégagement d'hydrogène important.

Leur avantage est indiscutablement leur coût d'achat, mais leur inconvénient est leur faible durée de vie. Celle-ci dépend de la profondeur des décharges, mais ne dépasse pas 2 à 3 ans dès 50% de décharge. De plus une décharge profonde peut "tuer" la batterie. L'exploitation d'un site isolé ainsi équipé devra donc intégrer le changement régulier des batteries afin de conserver ses performances de charge.

Les batteries Ni-Cd, ou Nickel-Cadmium

Elles présentent l'avantage d'être beaucoup moins sensibles aux conditions extrêmes de température, de décharges ou charges profondes. Elles ont une durée de vie bien supérieure (5 à 8 ans) mais sont plus chères à l'achat. Cependant, le coût du Wh stocké sur la durée de vie de l'installation sera inférieur à celui obtenu avec les batteries au plomb.

Les batteries Li-ion

Ce sont les batteries de demain pour ce type d'application. Insensibles aux décharges profondes, durée de vie jusqu'à 20 ans. Leur prix encore prohibitif devrait chuter d'ici 2012 avec le démarrage de la production de masse. Elles seront alors les plus économiques pour ce genre d'application.

4.2 Installations photovoltaïques connectées au réseau public

En France, le propriétaire d'une installation de production raccordée au réseau a le choix entre 2 options :

- Soit vendre la totalité de sa production (option dite : "Vente de la totalité").
Cette option oblige à créer un point de raccordement au réseau indépendant du point de raccordement destiné à la consommation et nécessite une déclaration administrative.
- Soit consommer sa production localement en fonction de son besoin et ne vendre que l'excédent (option dite "Vente de l'excédent"), avec deux intérêts :
 - l'un dans la différence des tarifs appliqués, d'achat au producteur et de vente au consommateur,
 - le second de ne pas avoir à créer un nouveau point de raccordement, dont le coût peut-être élevé et qui nécessite une déclaration administrative.
 Compte tenu des différents tarifs appliqués, une analyse de rentabilité doit être menée pour choisir la bonne option.

4.2.1 Installations raccordées au réseau : 3 points à bien comprendre

Dans le cas d'une installation raccordée au réseau, il est important de bien comprendre les points suivants :

- Contrairement aux installations autonomes, il n'y a pas lieu de corréler la consommation du bâtiment et la production d'énergie.
Dans l'option "Vente de la totalité", les deux sont complètement indépendantes.
Dans l'option "Vente de l'excédent", le réseau vient faire l'appoint quand la production est insuffisante par rapport à la consommation.
- La présence du réseau est indispensable pour pouvoir produire et vendre.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

Des moyens de déconnexion automatique en cas d'incident réseau sont exigés par les distributeurs d'énergie. Leur activation entraîne l'arrêt de la production, donc de la vente. La re-connexion se fait automatiquement lorsque le réseau retrouve ses conditions de fonctionnement nominales.

- En règle générale, il n'y a pas de stockage local sur batteries ou autre.
C'est le cas en France métropolitaine où le réseau est de bonne qualité et a la capacité d'absorber la totalité de la production.

Le système possède néanmoins un défaut : en cas de perte du réseau, le propriétaire de l'installation, qui est aussi généralement consommateur, se retrouve avec une installation de production sans pouvoir l'utiliser (voir point précédent).

Dans les pays ou les villes où les incidents réseaux sont fréquents, il se développe des systèmes qui intègrent des batteries. La société Xantrex, filiale de Schneider Electric, est le leader mondial de ce type de système.

4.3 Protection des personnes et des biens contre les risques électriques dans les installations photovoltaïques

Les deux caractéristiques particulières des générateurs photovoltaïques sont leurs niveaux de tension continue et le fait qu'ils ne peuvent pas être mis hors tension aussi longtemps que les modules PV sont exposés au soleil. Le courant de court-circuit produit par un module PV est trop faible pour déclencher la déconnexion automatique de l'alimentation. Les mesures de protection les plus fréquemment utilisées ne sont donc pas applicables aux systèmes photovoltaïques. Cependant, comme les modules photovoltaïques sont installés à l'extérieur, ils sont exposés aux intempéries. Et comme ils peuvent être installés sur le toit de bâtiments, une attention particulière doit être portée au risque d'incendie et à la protection des pompiers et du personnel des services d'urgence.

4.3.1 Protection des personnes contre les chocs électriques

Le paragraphe 412.1.1 de la CEI 60364-4-41 indique : l'isolation double ou renforcée est une mesure de protection dans laquelle :

- la protection principale est assurée par une isolation principale, et la protection en cas de défaut est assurée par une isolation supplémentaire, ou,
- la protection principale et la protection en cas de défaut est assurée par une isolation renforcée entre les parties actives et les parties accessibles.

NB : Cette mesure de protection est prévue pour empêcher l'apparition de tensions dangereuses sur les parties accessibles des matériels électriques lors d'un défaut de l'isolation de base.

La norme CEI 60364-7-712 stipule que les systèmes PV dont la tension UOC maximale (tension en circuit ouvert) est supérieure à 120 V DC doivent utiliser "une isolation double ou renforcée" comme protection contre les chocs électriques.

L'appareillage, tels que les fusibles ou disjoncteurs sur le côté CC, ne protège pas contre les chocs électriques car il n'y a pas de déconnexion automatique de l'alimentation.

La protection contre les surintensités, lorsqu'elle est utilisée, protège les cellules photovoltaïques contre le courant inverse et protège les câbles contre les surcharges.

En ce qui concerne la protection des personnes contre les risques électriques, le guide UTE C 15-712 prescrit l'usage de la classe II pour toute la partie CC. Pour une seule chaîne - et même jusqu'à trois chaînes connectées en parallèle à l'entrée d'un onduleur photovoltaïque, la norme ne préconise pas d'autre protection. Cependant, pour des raisons évidentes de maintenance et d'interchangeabilité de l'onduleur, il est obligatoire d'avoir un sectionneur CC en amont de l'onduleur. Et, pour la partie CA de l'installation ce sont les règles de la NF C 15-100 qui doivent être appliquées.

Pour protéger l'installation photovoltaïque contre les risques de court-circuit et d'inversion de courant ainsi que contre les risques de foudre le guide UTE C 15-712 prescrit des protections plus adaptées.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

4.3.2 Risque d'incendie : protection contre les effets thermiques



Quand un défaut d'isolement est détecté par un moyen quelconque, l'onduleur est arrêté et déconnecté du côté AC. Toutefois, le défaut est toujours présent sur le côté CC et la tension présente entre les pôles est la tension en circuit ouvert du générateur PV, tant que les modules sont exposés au soleil. Cette situation ne peut être tolérée sur une longue période et le défaut doit être trouvé et éliminé. Sinon, un deuxième défaut peut se développer sur l'autre pôle, ce qui provoque la circulation d'un courant dans les conducteurs reliés à la terre et dans les parties métalliques de l'installation PV sans aucune garantie que les dispositifs de protection fonctionnent correctement. Voir "Protection contre les surintensités".

D'une manière générale, il existe trois situations qui peuvent conduire à des températures anormalement élevées et un risque d'incendie dans un système PV : un défaut d'isolement, un courant inverse dans un module PV, et la surcharge des câbles ou de l'équipement.

Détection de défaut d'isolement

L'isolation double ou renforcée est une mesure de protection contre les chocs électriques, mais elle n'exclut pas tout risque de défaut d'isolement (l'hypothèse ici est que la probabilité d'avoir un défaut d'isolement et qu'une personne touche une partie sous tension dans le même temps est très faible. Par contre, les défauts d'isolement en eux-mêmes se produisent plus fréquemment). Un défaut d'isolement coté CC peut être plus dangereux car l'arc a moins de chance de s'éteindre par lui-même comme il le fait en courant alternatif.

Le générateur PV doit être vérifié pour s'assurer qu'il est bien isolé de la terre.

Lorsqu'il n'y a pas d'isolement galvanique entre le côté CA et le côté CC :

- la mise à la terre d'un pôle est impossible,
- la protection coté AC peut être utilisée pour détecter les défauts d'isolement.

Lorsque le côté AC et le côté DC sont isolés galvaniquement :

- un dispositif de protection contre les surintensités (qui détecte également les défauts d'isolement) doit déconnecter le conducteur mis à la terre en cas de défaut, si la technologie des cellules photovoltaïques (par exemple, films minces de silicium amorphe) nécessite que l'un des conducteurs soit directement mis à la terre,
- un dispositif de surveillance de l'isolement doit être utilisé si la technologie des cellules photovoltaïques nécessite que l'un des conducteurs soit mis à la terre par une résistance,
- un dispositif de surveillance d'isolement doit également être utilisé lorsque la technologie des cellules photovoltaïques ne nécessite pas le raccordement d'un conducteur à la terre.

Le dispositif de surveillance d'isolement doit être choisi en tenant compte à la fois de la tension $U_{OC\ MAX}$ et de la capacité entre les pôles et la terre qui provoque un courant de fuite. La capacité des câbles et de l'onduleur doit également être prise en compte. Un dispositif de surveillance d'isolement capable de gérer une capacité jusqu'à 500 μF est bien adapté à un système PV.

La documentation fournie par les fabricants de modules photovoltaïques donne les chiffres suivants :

	Puissance maximale habituellement développée avec un seul onduleur	Surface nécessaire pour produire cette puissance	Capacité usuelle par m^2	Capacité usuelle entre conducteurs et terre pour un schéma IT
Module bi-verre avec cadre aluminium sur support de montage (en plein air)	1 MW	8000 m^2	1 nF / m^2	8 μF
Module bi-verre sur toit avec cadre aluminium	100 kW	800 m^2	5 nF / m^2	4 μF
Module PV à film mince sur substrat souple	100 kW	800 m^2	50 nF / m^2	40 μF

Certaines mesures effectuées dans des usines européennes donnent les chiffres suivants :

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

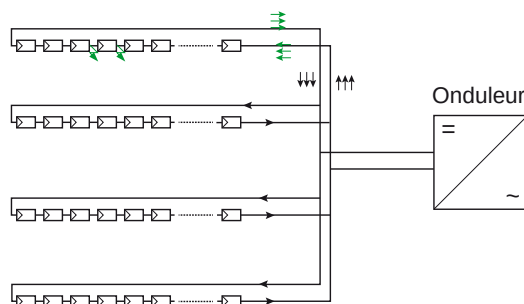
Fig. P8
exemple de capacité de
fuite pour divers systèmes
PV

	Puissance maximale développée avec un onduleur unique	Surface nécessaire pour produire cette puissance	Capacité mesurée minimale (après- midi ensoleillé)	Capacité mesurée maximale (matinée pluvieuse)	Capacité mesurée maximale
Module bi-verre avec cadre en aluminium sur support de montage (en plein air)	Usine 1 : 1 MW	8000 m ²	5 µF	10 µF	1.25 nF / m ²
	Usine 2 : 750 kW	5000 m ²	2 µF	4 µF	0.8 nF / m ²
Module bi-verre sur toit avec cadre aluminium	Usine 1 : 100 kW	800 m ²	2 µF	4 µF	5 nF / m ²
	Usine 2 : 50 kW	400 m ²	0.5 µF	1 µF	2.5 nF / m ²
Module PV à film mince sur substrat souple	Usine 1 : 100 kW	800 m ²	30 µF	50 µF	62.5 nF / m ²
	Usine 2 : 50 kW	400 m ²	15 µF	25 µF	62.5 nF / m ²

4.3.3 Protection des modules PV contre un courant inverse

Un court-circuit dans un module PV, un câblage défectueux, ou un défaut associé peut générer un courant inverse dans une chaîne de module PV. Cela se produit si la tension en circuit ouvert d'une chaîne est sensiblement différente de la tension à vide de chaînes parallèles reliées au même onduleur. Le courant circule à partir des chaînes en bon état vers la chaîne défectueuse au lieu de circuler vers l'onduleur et le réseau d'alimentation CA. Le courant inverse peut entraîner une augmentation de température dangereuse et un incendie dans le module PV. La tenue au courant inverse d'un module PV doit donc être testée conformément à la norme CEI 61730-2 et le constructeur doit fournir la valeur admissible maximale de courant inverse (IRM).

Fig. P9
courant inverse



Courant inverse dans la chaîne défectueuse = courant total des autres chaînes

Il n'y a pas de risque de courant inverse en cas de chaîne unique. Lorsque deux chaînes ayant le même nombre de modules photovoltaïques sont montées en parallèle, le courant inverse sera toujours inférieur à la valeur maximale admissible. Ainsi, lorsque le générateur photovoltaïque est constitué de seulement une ou deux chaînes, aucune protection de courant inverse n'est nécessaire.

Une protection de chaîne contre les surintensités doit être mise en œuvre si le nombre total de chaînes qui pourraient alimenter une chaîne défectueuse est suffisamment élevé pour fournir un courant inverse dangereux :

$$1,35 I_{RM} < (N_s - 1) I_{SC MAX}$$

Où :

- I_{RM} est la valeur maximale de courant inverse des cellules photovoltaïques définie dans la norme CEI 61730,
- N_s est le nombre total de chaînes.

En France, le guide UTE C15-712 préconise la mise en place de protections sur les deux polarités de chaque chaîne (cf. **Fig. P8f**). Ces protections doivent interrompre un courant continu. Le seuil de déclenchement minimum doit être de $1,27 \times I_{SC}$. Sa tenue en tension doit être de $1,2 \times V_{OC} \times \text{nombre de modules en série}$.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

Fig. P8f

Résumé des protections contre les risques électriques prévues par la guide UTE C 15-712

Nombre de chaînes	Obligation de protection	Valeur de la protection
1, 2 ou 3	Non	Sans objet
> 3	Oui	Sur les deux polarités (+ et -) $1,25 I_{SC} < \text{Valeur fusible} < 2 I_{SC}$

4.3.4 Protection contre les surintensités

CEI 60364-7-712 :

- **712.433.1** : une protection contre les surcharges peut être omise sur les câbles des chaînes PV et des groupes PV si le courant admissible du câble est égal ou supérieur à 1,25 fois I_{SC} STC en tout point.
- **712.433.2** : une protection contre les surcharges peut être omise sur le câble principal PV si le courant admissible du câble est égal ou supérieur à 1,25 fois I_{SC} STC du générateur PV.

Comme dans toute installation, une protection est nécessaire contre l'effet thermique d'une surintensité présentant un danger.

Le courant de court-circuit dépend de l'éclairement, mais il peut être inférieur à la valeur de déclenchement de la protection contre les surintensités. Bien que cela ne pose pas de problème pour les câbles car le courant est inférieur au courant admissible, l'onduleur détecte alors une chute de tension et interrompt la production d'énergie. Il est donc recommandé de régler le courant maximal de déclenchement à une valeur significativement inférieure à I_{SC} STC MAX.

Protection de chaîne

Lorsque la protection de chaîne contre les surintensités est nécessaire, chaque chaîne PV doit être protégée par un dispositif de protection contre les surintensités.

Le calibre du dispositif de protection (fusible ou un disjoncteur) doit être supérieur à 1,25 fois le courant de court-circuit de la chaîne.

Protection de champ

Le courant nominal de déclenchement (I_{TRIP}) des dispositifs de protection contre les surintensités pour les champs PV (fusibles ou disjoncteurs) doit être supérieur à 1,25 fois le courant de court-circuit du champ.

Le calibre de la protection de surintensité doit être choisi afin d'éviter tout déclenchement intempestif en fonctionnement normal en tenant compte de la température. Un seuil de déclenchement supérieur à 1,4 fois le courant de court-circuit de la chaîne est généralement recommandé.

4.3.5 Disjoncteurs ou fusibles

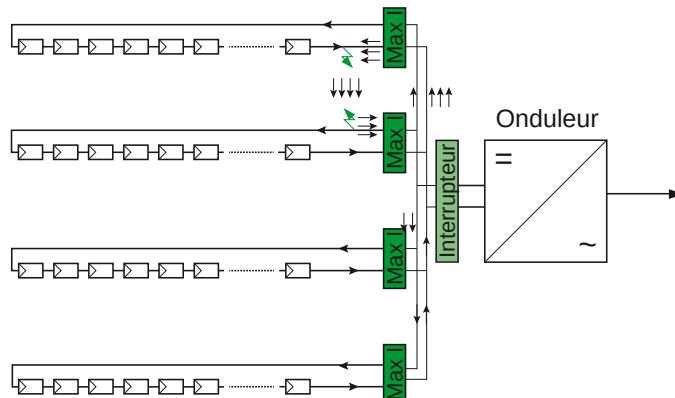
Disjoncteurs ou fusibles peuvent être utilisés pour fournir une protection contre les surintensités. Les fusibles, habituellement sur porte-fusible ou directement reliés à des barres ou des câbles, ne fournissent pas une fonction de coupure en charge. Ainsi, lorsque des fusibles sont utilisés, des interrupteurs en charge doivent également être utilisés pour déconnecter les fusibles de l'onduleur afin de permettre le remplacement éventuel d'une cartouche. Ainsi, un coffret de groupe avec fusibles sur porte-fusibles assurant la protection de chaîne, par exemple, devrait également intégrer un interrupteur principal. Les disjoncteurs offrent un réglage fin et une plus grande précision que les fusibles afin de permettre l'utilisation de câbles de section plus faible qu'avec des fusibles, en particulier pour les câbles de sous-réseaux.

Double défauts à la terre

Les systèmes photovoltaïques sont soit isolés de la terre, soit un pôle est mis à la terre à travers une protection contre les surintensités. Par conséquent, dans les deux configurations, il peut y avoir un défaut dans lequel un courant s'écoule à la terre. Si ce défaut n'est pas éliminé, il peut se propager au pôle sain et donner lieu à une situation dangereuse avec un risque d'incendie. Même si une double isolation rend une telle éventualité peu probable, ce point mérite attention.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

Fig. P10
protection de chaîne
contre les surintensités
"Max I"



Pour les deux raisons suivantes la situation de double défaut doit absolument être évitée. Un contrôleur d'isolement ou une protection contre les surintensités dans un système relié à la terre doit détecter premier défaut. Le personnel de maintenance doit rechercher le premier défaut et l'éliminer sans délai.

- Le courant de défaut pourrait être faible (par exemple, deux défauts d'isolement ou un faible courant de court-circuit du générateur avec un faible éclairement) et inférieur au seuil de déclenchement de la protection contre les surintensités (disjoncteur ou fusibles). Cependant, un défaut d'arc CC ne s'interrompt pas, même lorsque le courant est faible. Ceci peut présenter un grave danger, en particulier pour les modules photovoltaïques sur les bâtiments.
- Les disjoncteurs et interrupteurs utilisés dans les systèmes PV sont conçus pour couper le courant nominal ou de défaut avec tous les pôles à la tension maximale en circuit ouvert ($U_{OC\ MAX}$). Pour couper le courant lorsque $U_{OC\ MAX}$ est égale à 1000 V, par exemple, quatre pôles en série sont nécessaires (deux pôles en série pour chaque polarité). Dans les situations de double défaut à la terre, le disjoncteur ou interrupteur doit couper le courant à pleine tension avec seulement deux pôles en série. Les appareils n'ont pas été conçus à cette fin et pourraient subir des dommages irréversibles s'ils sont utilisés pour interrompre le courant dans une situation de double défaut à la terre.

La solution idéale consiste à éviter qu'un double défaut à la terre ne survienne. Un contrôleur d'isolement ou un dispositif de protection contre les surintensités dans les systèmes reliés à la terre doit détecter le premier défaut. Cependant, bien que le système de détection de défaut stoppe généralement l'onduleur, le défaut reste présent. Le personnel de maintenance doit localiser et éliminer le défaut sans délai.

Dans le cas de systèmes de puissance élevée avec des sous-réseaux protégés par des disjoncteurs, il est fortement conseillé de débrancher chaque tableau lorsque le premier défaut a été détecté, mais non éliminé dans les heures qui suivent.

4.3.6 Choix d'appareillage et de coffret

Double isolation

Les coffrets côté CC doivent assurer une double isolation.

Problèmes thermiques

Le comportement thermique de l'appareillage et des coffrets nécessite une surveillance attentive. Les boîtiers de générateur PV et les boîtiers de réseau sont généralement installés à l'extérieur et exposés aux intempéries. En cas de températures ambiantes élevées, des indices de protection IP élevés pourraient réduire le débit d'air et la dissipation thermique. En outre, la manière dont les dispositifs de commutation fonctionnent à haute tension, c'est-à-dire par l'utilisation de pôles en série, augmente leur échauffement. Une attention particulière doit donc être portée à la température de l'appareillage dans les enveloppes extérieures sur le côté CC.

La protection des câbles doit être conforme aux exigences de la norme CEI 60364.

La partie 7-712 de la norme stipule que tous les boîtiers sur le côté CC doivent répondre aux exigences de la norme CEI 61439. Cette norme couvre les ensembles d'appareillage et de commande basse tension et énonce les dispositions qui garantissent que le risque d'élévation de température a été pris en compte pour une conception sûre des coffrets CC (générateur et coffrets de réseau).

Degré de la pollution de l'appareillage et choix des enveloppes

En plus des critères habituels de sélection des enveloppes dans les systèmes PV avec $U_{OC\ MAX}$ de 1000 V, certains équipements peuvent présenter un degré de pollution 2 selon CEI 60947-1 plutôt qu'un degré de pollution 3.

Si le tableau a un degré de pollution 2, l'indice de protection IP de l'enceinte selon IEC 60529 doit être d'au moins IP5x.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

4.4 Protection des installations photovoltaïques contre les effets de la foudre

Se reporter au chapitre [Protection foudre des installations photovoltaïques](#)

4.5 Comment assurer la sécurité lors des interventions de maintenance ou d'urgence sur les installations photovoltaïques ?

Pour assurer la sécurité du personnel lors des interventions de maintenance ou d'urgence, l'appareillage de déconnexion doit être placé de manière appropriée et les enveloppes ne doivent pas présenter de danger en cas de défaut ("fail-safe").

4.5.1 Commutation et contrôle d'isolement

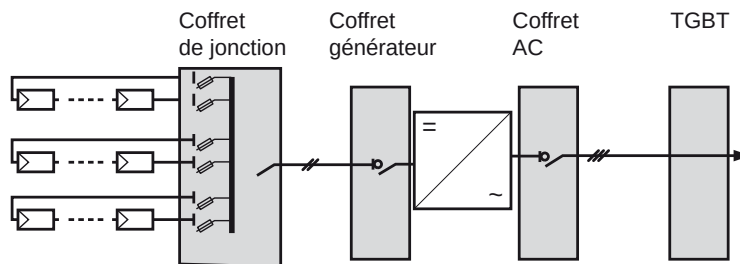
- Des interrupteurs-sectionneurs doivent être installés sur le côté CA et le côté CC de l'onduleur pour permettre la maintenance et la réparation.

Fig. P11a
interrupteur Compact
NSX 200A avec radiateur
et écran entre pôles



- Un nombre suffisant d'interrupteurs-sectionneurs doivent être installés pour permettre des interventions sur le générateur PV, notamment pour remplacer les fusibles dans les tableaux et coffrets de jonction du générateur.

Fig. P11b
emplacement des
interrupteurs



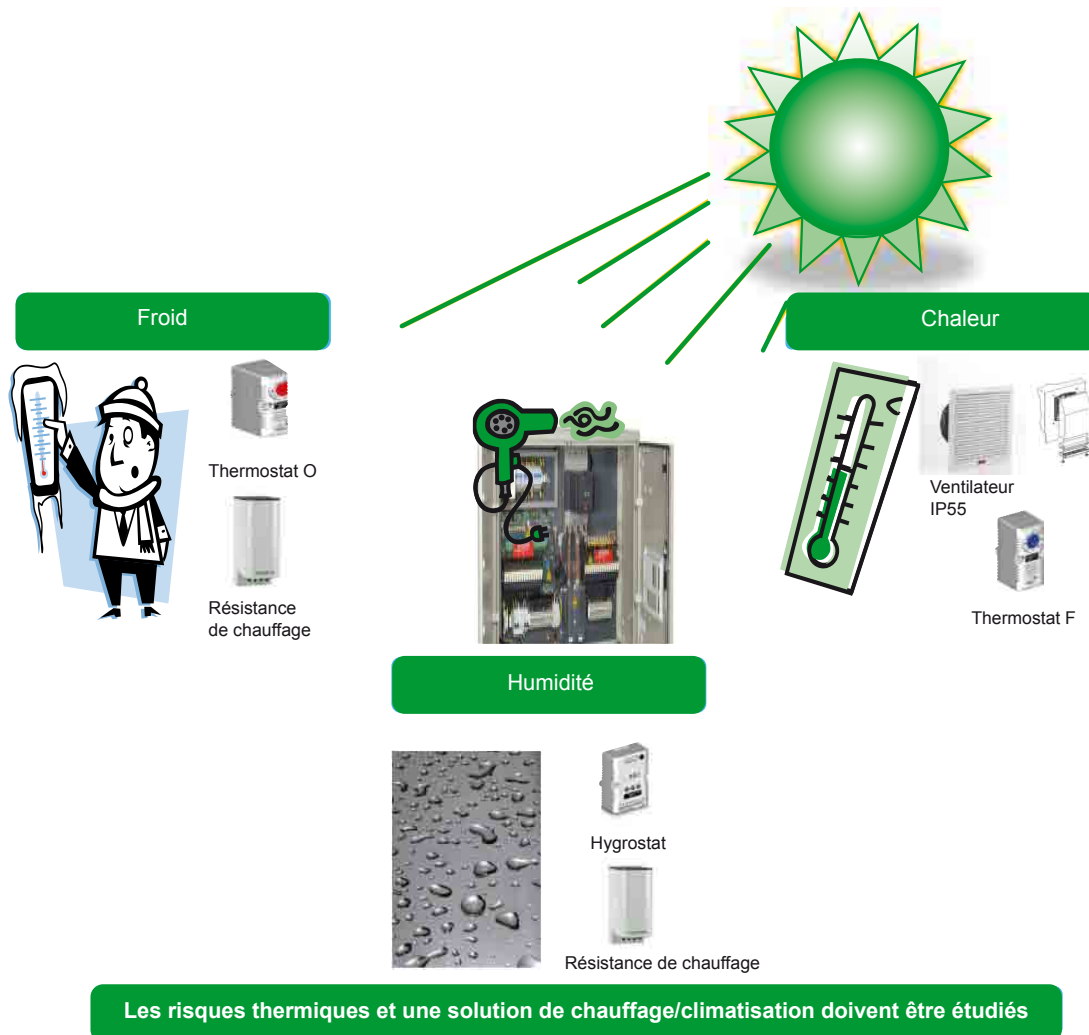
- Pour les systèmes PV situés dans les bâtiments, un sectionneur télécommandé doit être installé aussi près que possible des modules PV ou au point d'entrée des câbles DC, pour faire face à une situation d'urgence.

4.5.2 Choix et installation des enveloppes

Les enveloppes des différents boîtiers du générateur PV et des tableaux sur le côté CC doivent assurer une double isolation, la protection de l'équipement contre les contraintes extérieures telles que la température, la pluie, le vandalisme et les chocs. L'enveloppe et les dispositifs auxiliaires doivent assurer le contrôle de la température et de l'humidité pour permettre à l'équipement de fonctionner correctement. Il est toutefois difficile de proposer une solution générique. Chaque installation doit être analysée afin d'optimiser le dimensionnement des enveloppes et des dispositifs auxiliaires.

4 Les impératifs des installations photovoltaïques

Fig. P11c: contrôle de température et d'humidité



4.6 Comment assurer la sécurité pendant tout le cycle de vie des installations photovoltaïques ?

P17

La norme CEI 60364-6 impose des vérifications initiales et périodiques des installations électriques. Les spécificités d'une installation photovoltaïque (en extérieur, tension continue élevée, installation sans surveillance) rendent les vérifications périodiques très importantes.

Si en général l'efficacité de l'ensemble du système est vérifiée afin d'assurer le maximum de production, il est recommandé d'effectuer l'entretien périodique des équipements. Les conditions d'exploitation des systèmes photovoltaïques impliquent diverses contraintes environnementales: large plage de température, humidité et contraintes électriques. Afin de garantir les performances de l'équipement pendant tout le cycle de vie de l'installation, une attention particulière doit être portée aux points suivants :

- intégrité de l'enveloppe (double isolation, indice de protection IP),
- conditions de fonctionnement et intégrité de l'appareillage
 - pour évaluer si une surchauffe est survenue
 - pour détecter la présence de poussière, d'humidité ...
- contrôle visuel des connexions électriques
- test fonctionnel de l'équipement et des auxiliaires,
- test du contrôleur permanent d'isolement,
- mesure de la résistance d'isolement.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

5.1 Installations photovoltaïques : normes

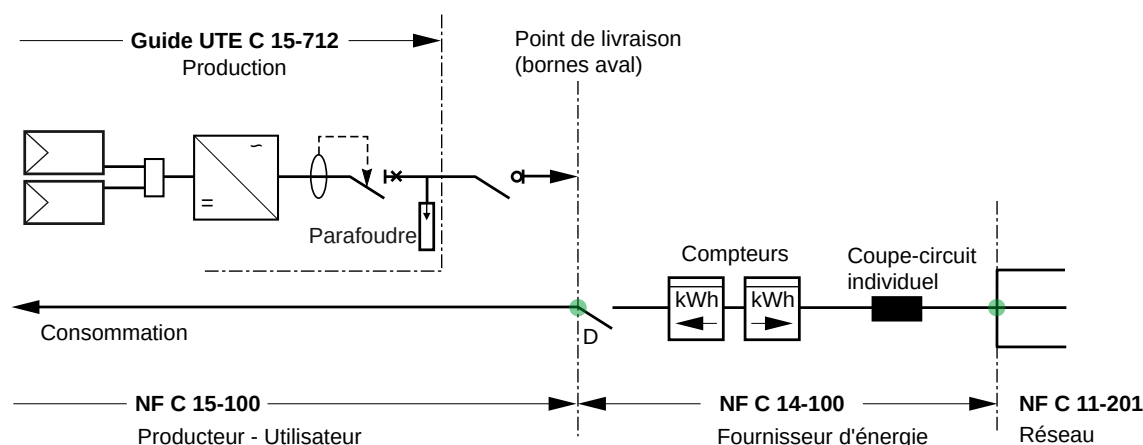
Il y a lieu de respecter les prescriptions des normes NF C 14-100 pour le raccordement au réseau (branchement) et NF C 15-100 pour toutes les autres installations électriques BT (logement et autres).

Pour toute la partie génération électrique en courant continu (panneaux, onduleur et/ou chargeur, câbles, protection...), il faut également être en conformité avec les documents suivants:

- guide UTE C 15-712-1 "Installations Photovoltaïques sans stockage et raccordées au réseau de distribution" (à compter de juillet 2013)
- guide UTE C 15-712-2 "Installations Photovoltaïques autonomes non raccordées au réseau public de distribution avec stockage par batterie" (à compter de juillet 2013)
- norme XP C 15-712-3 "Installations Photovoltaïques avec dispositif de stockage et raccordées à un réseau public de distribution (2016).

La **Figure P12f** explicite les limites de leur application.

Fig. P12f: Limites d'application des normes d'installation pour les installations photovoltaïques



Et, cette réalisation doit mettre en oeuvre des matériels conçus selon différentes normes « produits ».

5.1.1 Pour les modules

- CEI 61215 (NF EN 61215) : Modules photovoltaïques au silicium cristallin ;
- CEI 61646 (NF EN 61646) : Modules photovoltaïques en couches minces ;
- CEI 61730-1-2 (NF EN 61730-1-2) : Qualification pour la sûreté de fonctionnement des modules photovoltaïques .

5.1.2 Pour les onduleurs

- VDE 126-1-1 : Protection de découplage ;
- CEI 55014 (NF EN 55014) : Compatibilité Electromagnétique ;
- NF EN 50178 : Equipement électronique utilisé dans les installations de puissance ;
- CEI 61000-3-2 (NF EN 61000-3-2) : Limites pour les émissions de courant harmonique.

5.1.3 Pour les coffrets

- CEI 60439-1 (NF EN 60439-1) : Ensembles d'appareillage à basse tension – Ensembles de série et ensembles dérivés de série

En conséquence, pour une installation dans les pays européens tous ces produits doivent avoir le marquage CE symbolisé par le logotype.

5.2 Installations photovoltaïques : précautions d'installation

Un champ PV est constitué de la mise en série - parallèle d'un certain nombre de modules pour correspondre aux caractéristiques d'entrée de l'onduleur, mais l'interconnexion de ces modules rend le champ très sensible à un ombrage ou une différence d'orientation.

Quelques règles simples de câblage permettent d'optimiser la production et éventuellement d'éviter des problèmes de fonctionnement.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

5.2.1 L'orientation des panneaux

Si l'installation du champ PV nécessite plusieurs orientations sur un toit, il est indispensable de constituer au moins autant de chaînes que d'orientations et que chaque chaîne soit sur une seule et unique orientation pour avoir une production optimisée. Chaque chaîne devant être reliée à un onduleur spécifique (ou bien sur des entrées d'un onduleur multi-MPPT. (Voir [Les matériels photovoltaïques spécifiques](#))).

Le non respect de cette consigne n'est pas destructeur pour le champ, mais impacte la production qui est diminuée et qui augmente donc la durée du retour sur investissement.

5.2.2 Ombrages

Outre le risque de destruction "Hot Spot" de module ombragé au sein d'un champ PV expliqué au paragraphe [Les modules photovoltaïques](#) et auquel les fabricants ont apporté des réponses, d'après des études menées par l'Institut National des Energies Solaires (INES), un ombrage sur 10% de la surface d'une chaîne peut engendrer une perte de production supérieure à 30% !

Il est donc très important de supprimer les ombrages directs. Cependant, dans beaucoup de cas, il est difficile de les supprimer (arbres, cheminée, mur voisin, pylône...).

Lorsqu'un champ PV comporte plusieurs chaînes :

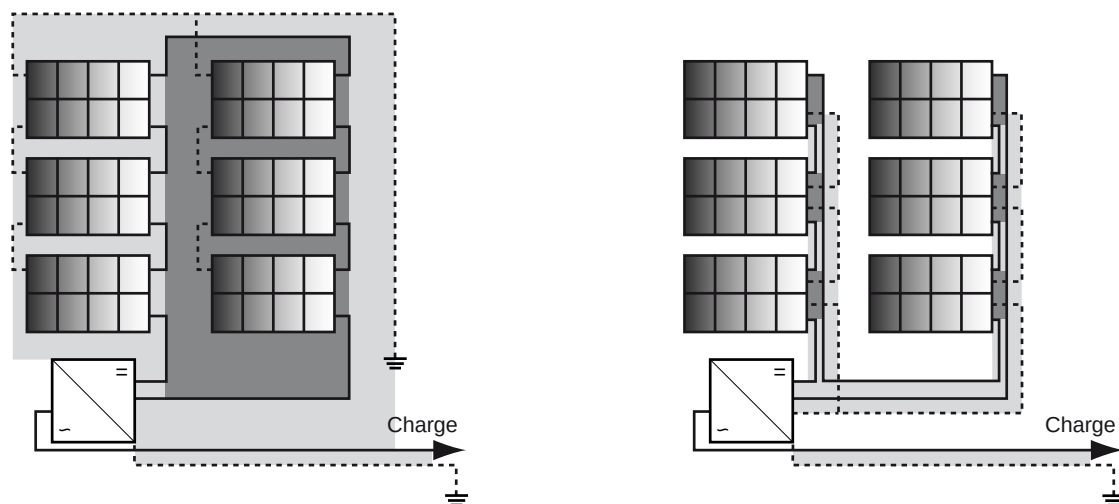
- si possible il faut regrouper sur une même chaîne les modules ombragés,
- sinon il est conseillé de choisir une technologie qui réagit mieux à l'éclairement diffus que direct.

5.2.3 Suppression des boucles

Lors des raccordements, la première précaution est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes.

En effet, même si les coups de foudre directs sur un champ sont relativement rares, il est beaucoup plus fréquent d'avoir des courants induits par la foudre ; courants d'autant plus destructeurs que les surfaces de boucles sont grandes. La **Figure P13** présente comment améliorer un champ comportant une grande boucle

Fig. P13: Une précaution à prendre est d'éviter les boucles dans le câblage des chaînes



P19

5.3 Installations photovoltaïques : architectures d'une installation raccordée au réseau

5.3.1 Règles générales

Pour les installations photovoltaïques raccordées au réseau avec vente de l'énergie, les besoins d'optimisation du rendement et de réduction des coûts d'installation conduisent à privilégier une tension d'utilisation continue relativement élevée : entre 200 et 500 V pour les applications résidentielles, jusqu'à 1000 V pour les applications de plus forte puissance.

Tous les modules d'un champ PV doivent être identiques (même marque et même type) et choisis avec le même grade de puissance, par exemple être tous de 180 W dans la gamme PW1700, bien qu'il existe trois grades de puissance 170 W, 180 W, 190 W dans cette gamme de la marque Photowatt.

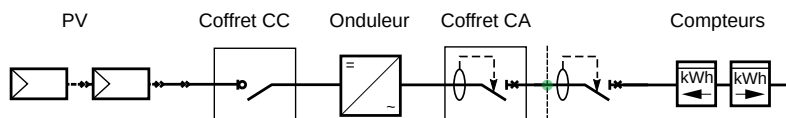
En pratique, pour une facilité d'intervention, des coffrets de protection (coffret CC et coffret CA) sont placés à proximité des onduleurs.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

5.3.2 Champ PV avec une seule chaîne de modules

Cette configuration est la plus simple (cf. **Fig P14**). Elle s'applique aux champs PV de petite taille, pour une puissance crête allant jusqu'à 3 kWc, en fonction des modules utilisés. Elle est principalement utilisée pour les applications PV en résidentiel.

Fig. P14
Schéma d'un champ photovoltaïque mono chaîne



Les modules sont connectés en série pour obtenir une tension continue dans ce cas comprise entre 200 et 500 VCC. Cette plage de tension permet d'obtenir le rendement optimal de l'onduleur.

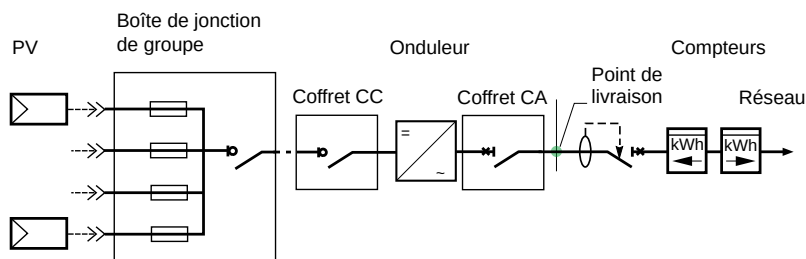
Une ligne CC unique est tirée jusqu'à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

5.3.3 Champ PV avec plusieurs chaînes de modules en parallèle

Cette configuration (cf. **Fig. P15**), principalement utilisée pour les applications sur des bâtiments ou des petites centrales PV au sol, est utilisée pour des installations PV pouvant aller jusqu'à une trentaine de chaînes en parallèle, soit une puissance de l'ordre de 100 kWc. Cette limite est d'ordre technico-économique : au-delà, la section du câble CC principal devient trop importante.

Le nombre de modules en série par chaîne permet de déterminer la tension continue, dans ce cas comprise entre 300 et 600 VCC. Puis la mise en parallèle de chaînes identiques permet d'obtenir la puissance souhaitée de l'installation. Les chaînes sont mises en parallèle dans un coffret de jonction de groupes ou "Pv array box". Ce coffret intègre les protections requises pour la mise en parallèle des chaînes et les moyens de mesure du courant des chaînes. Une ligne CC unique relie ces coffrets à l'onduleur. Un interrupteur-sectionneur au voisinage de l'onduleur permet d'isoler le champ PV de l'onduleur.

Fig. P15
Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec un seul onduleur.

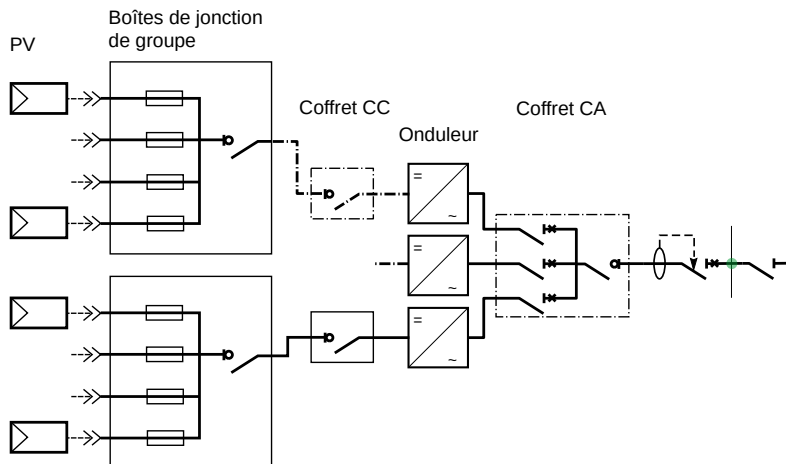


Une variante de ce schéma est de mettre plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé (cf. **Fig. P16**)

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P16

Schéma d'un champ photovoltaïque multi-chaînes avec plusieurs onduleurs monophasés raccordés en triphasé



5.3.4 Champ PV avec plusieurs chaînes réparties en plusieurs groupes

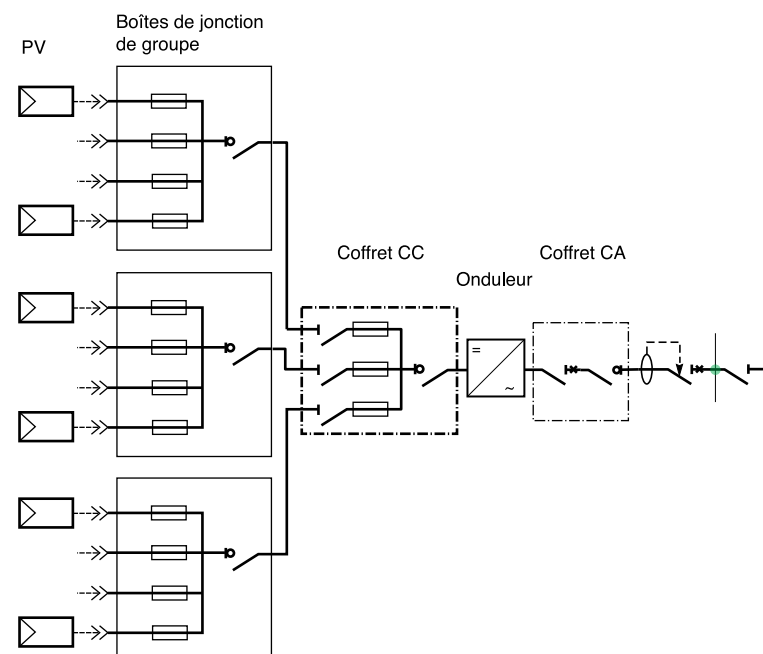
Au-delà d'une puissance de l'ordre de 50 ou 100 kW, pour faciliter les raccordements électriques le champ photovoltaïque est partagé en sous-groupes (cf. **Fig. P17**). La mise en parallèle des chaînes se fait à deux étages.

- Les chaînes de chaque sous-groupe sont mises en parallèle dans des coffrets de jonction de sous-groupes. Ce coffret intègre les protections, les moyens de mesure nécessaires et de monitoring.
- Les sorties de ces coffrets sont mises en parallèle dans un coffret de jonction de groupes à proximité de l'onduleur. Ce coffret intègre aussi les protections requises et les moyens de mesure et de monitoring nécessaires à la mise en parallèle des sous-groupes.

Un interrupteur-sectionneur, intégré ou non au coffret de jonction de groupes, permet d'isoler le champ de l'onduleur. La tension continue du champ est voisine de 1000 VCC.

Fig. P17

Schéma d'un champ photovoltaïque multi-groupes



5.4 Installations photovoltaïques : dimensionnement

5.4.1 Calcul d'un champ photovoltaïque

Dans tous les cas, il est indispensable de tenir compte du lieu (situation géographique, latitude, altitude, ombrage, ...) et de l'installation (orientation, inclinaison,...).

En premier lieu, la surface disponible permet de quantifier une puissance approximative de production :

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

$10 \text{ m}^2 = 1 \text{ kWc}$

7140 m^2 (= stade de football) = 700 kWc

L'organisation du champ PV se fait toujours en fonction de l'onduleur : son calcul se fait par aller-retour entre les caractéristiques des modules et celles de l'onduleur jusqu'à trouver la configuration optimale.

- Constitution des chaînes :

Danger : $\text{Nb de modules} \times \text{Voc (à } t^\circ \text{ min)} < \text{Vmax onduleur}$

La tension à vide de la chaîne ($\text{Voc} \times \text{nombre de modules en série}$) à température minimale du lieu d'installation doit impérativement être inférieure à la tension maximale d'entrée de l'onduleur.

=> à respecter impérativement : risque destructif pour l'onduleur.

Outre la règle précédemment citée pour éviter la destruction de l'onduleur

$\text{Nb de modules} \times \text{Voc (à } t^\circ \text{ min)} < \text{Vmax onduleur}$

deux autres limites sont aussi à respecter :

- $\text{Nb de modules} \times \text{Vmpp (à } t^\circ \text{ max)} > \text{Vmin onduleur}$

Vmpp correspond à la tension au point de puissance maximale (Maximum power point voltage).

La tension de fonctionnement ($\text{Vm} \times \text{Nb modules en série}$ à toutes températures du lieu d'installation) doit être dans la plage de tension MPPT de l'onduleur. Sinon, il y a décrochage de l'onduleur et arrêt de la production d'énergie.

- $\text{Isc chaînes} < \text{I max. onduleur}$

La somme des courants Isc des chaînes en parallèle doit être inférieure au courant d'entrée max de l'onduleur. Sinon, l'onduleur limite la production d'énergie injectée sur le réseau.

5.4.2 Définition de l'onduleur

- En Europe, la puissance de l'onduleur doit être comprise entre 0,8 et 1 fois la puissance du champ :
 $0,8 < \text{Ponduleur} / \text{Pchamp} < 1$

- En deçà (inférieur à 0,8 Pchamp), l'onduleur limite la puissance d'une façon significative. L'énergie vendue au réseau est alors inférieure à ce que peuvent fournir les panneaux et en conséquence la durée de l'amortissement de l'investissement se trouve allongée.

- Au delà (supérieur à Pchamp), l'onduleur est surdimensionné par rapport à la puissance du champ. Dans ce cas, la durée de l'amortissement est allongée.

- Monophasé ou triphasé

Ce choix se fait en accord avec le distributeur local d'énergie, et selon les appareils existants dans les gammes d'onduleurs des constructeurs, souvent avec les limites suivantes :

- $\text{Pn onduleur} < 10 \text{ kW} \Rightarrow$ onduleur monophasé,

- $10 \text{ kW} < \text{Pn} < 100 \text{ kW} \Rightarrow$ soit onduleur(s) triphasé(s), soit des onduleurs monophasés répartis entre les trois phases et le neutre. Dans ce cas, la gestion des déséquilibres entre phases est un point à vérifier.

- $\text{Pn} > 100 \text{ kW} \Rightarrow$ onduleur(s) triphasé(s).

- Logiciel d'aide à la configuration.

Les constructeurs d'onduleurs aident les bureaux d'études et les installateurs à dimensionner les chaînes en fonction de leurs appareils pour les installations résidentielles ou tertiaires en leur proposant des logiciels d'aide au dimensionnement.

5.5 Installations photovoltaïques : mode de pose

Le mode de pose est un critère à ne pas négliger car, par exemple en France, le tarif d'achat de l'électricité produite en dépend. Il est à prendre en compte dans le choix d'un module, au même titre que l'ombrage.

Il existe 3 modes de pose : intégré au bâti, en surimposition ou au sol :

intégré au bâti ou BIPV "Building Integrated PhotoVoltaic"

Ce mode d'installation photovoltaïque cumule une double fonction (production d'énergie et étanchéité du toit, ou brise soleil, ...). C'est le seul qui, en France après validation par la DRIRE (Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement, le seul organisme habilité), permet de bénéficier du tarif d'achat le plus élevé.

en surimposition

Ce montage a le mérite d'être plus simple à installer et surtout de ne pas changer l'étanchéité d'un toit mais le grand inconvénient, en France, est de ne pas bénéficier du tarif le plus avantageux. Ce mode d'installation est le plus employé en Allemagne et en Suisse.

au sol

Ce mode est utilisé pour des grandes surfaces de production (ferme photovoltaïque). Il ne bénéficie également pas, en France, du meilleur tarif d'achat.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

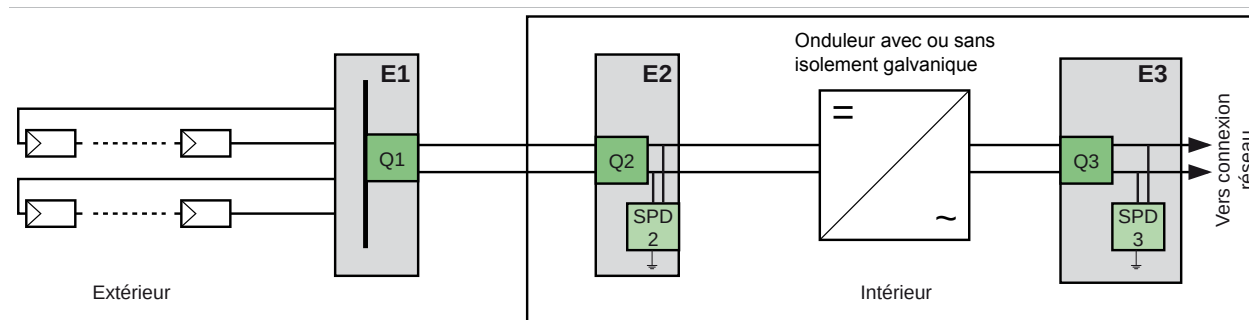
5.6 Installations photovoltaïques : choix du matériel électrique

5.6.1 Installation PV raccordée au réseau ≤ 10 kW (résidentiel)

Un onduleur monophasé

- Typiquement, un onduleur monophasé 5 kW raccordé au réseau, avec $U_{OC\ Max} \leq 600\ V$.
- Une ou deux chaînes - $I_{SC\ TC} < 25\ A$, $I_{CA} < 32\ A$.
- Dans cette conception, il n'y a pas de protection de chaîne.
- Un interrupteur principal PV est nécessaire. Lorsque l'onduleur est en intérieur, un interrupteur télécommandé supplémentaire au point d'entrée du câble CC est recommandé pour les interventions d'urgence.

Fig. P22: Raccordement réseau ≤ 10 kW



Besoins	Coffret de jonction de groupe	Interrupteur principal de groupe PV	Onduleur	Coffret CA (230 V P/N)
Appareillage et commande (Q)				
Isolément	•	• [d]	[a]	• [d]
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)	• DC21B	• [d] DC21B	[a]	• [d]
Commande	• [b]	• [d]	[e]	• [d]
Protection surintensité	[c]			• [f]
Protection contre un défaut d'isolement			[g]	[g]
Parafoudre (SPD)		• type 2		DDR type B ou A Si
Enveloppe	extérieur double isolement	intérieur double isolement		• type 1 ou 2
				Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage			Paramètres significatifs onduleur	énergie

[a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque pourrait être inclus dans l'onduleur. Cette solution rend l'entretien ou le remplacement de l'onduleur plus difficile.

[b] Commutation à distance pour les interventions d'urgence située aussi près que possible des modules PV ou au point d'entrée des câbles CC dans le bâtiment.

[c] Aucune protection est nécessaire lorsque le nombre de chaînes ne dépasse pas 2.

[d] Commutation d'intervention et d'urgence.

[e] L'onduleur doit inclure une protection anti-îlotage (selon VDE 0126 par exemple).

[f] Protection contre les surcharges et courts-circuits courbe B recommandée.

[g] Si l'onduleur ne fournit pas d'isolement galvanique, une protection par DDR est nécessaire côté CA. La CEI 60364-712 spécifie un DDR type B. Certaines réglementations locales exigent un DDR de type A Si.

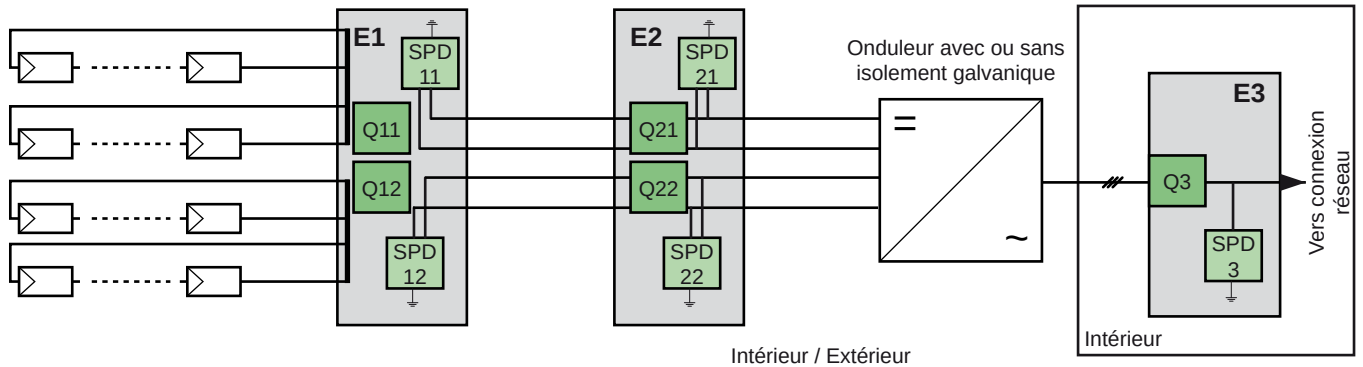
5.6.2 Installation raccordée au réseau 10 à 100 kW (petit bâtiment)

Un onduleur triphasé multi-entrée, sans coffret de jonction de groupe

- Typiquement, onduleurs 10 kW à 36 kW raccordés au réseau, $U_{OC\ Max}$ généralement supérieur à 600 V (i.e. 800 V ou 1000 V), $I_{SC\ TC} < 125\ A$, $I_{CA} < 63\ A$.
- Dans cette gamme de puissance, les onduleurs ont généralement entre 2 et 4 entrées de suivi du point de puissance maximale (MPPT), de sorte que le nombre de chaînes dans le même sous-réseau CC est égal à un ou deux.
- Pas besoin de protection de chaîne.
- Un interrupteur principal PV pour chaque entrée MPPT est nécessaire.
- Quand un onduleur est en intérieur, des interrupteurs télécommandés supplémentaires au point d'entrée du câble CC sont recommandés pour les interventions d'urgence.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P23: Onduleur unique multi MPPT 10 - 100 kW



Besoins	Coffret de jonction de groupe	Interrupteur principal de groupe PV	Onduleur	Coffret CA (400 V)
Appareillage et commande (Q)				
Isolement	•	•[d]	[a]	•[d]
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)	• DC21B	•[d] DC21B	[a]	•[d]
Commande	•[b]	•[d]	[e]	•[d]
Protection surintensité	[c]			•[f]
Protection contre un défaut d'isolement			[h]	[h]
Parafoudre (SPD)	[g]	• type 2		DDR type B ou A Si
Enveloppe	extérieur IP5x double isolement	intérieur IP5x double isolement		• type 1 ou 2
Comptage				Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur énergie

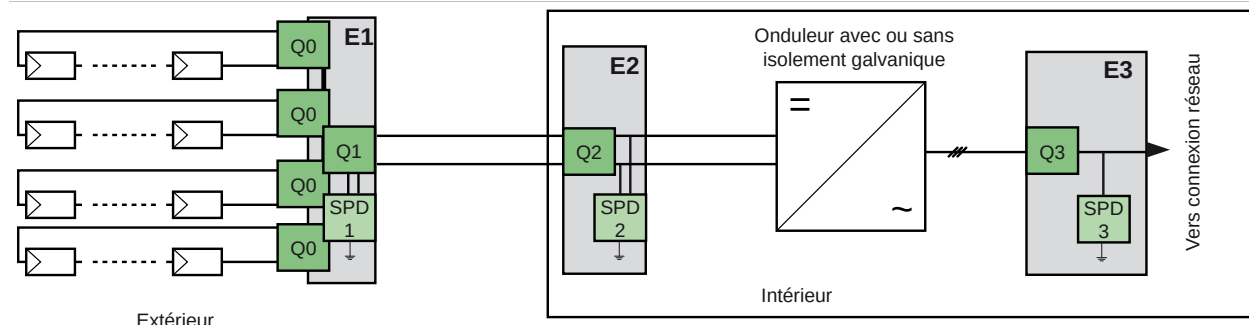
- [a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque peut être inclus dans l'onduleur. Cette solution rend l'entretien ou le remplacement de l'onduleur difficile.
- [b] Commutation à distance pour les interventions d'urgence située aussi près que possible des modules PV ou au point d'entrée des câbles CC dans le bâtiment.
- [c] Aucune protection est nécessaire lorsque le nombre de chaîne ne dépasse pas 2.
- [d] Commutation d'intervention et d'urgence.
- [e] L'onduleur doit inclure une protection anti-îlotage (selon VDE 0126 par exemple).
- [f] Protection contre les surcharges et courts-circuits courbe B recommandée.
- [g] S'il n'y a pas de parafoudre dans l'onduleur ou si la distance entre le boîtier CC et l'onduleur dépasse 10 m, un parafoudre est nécessaire dans ce boîtier.
- [h] Deux cas :
- si l'onduleur n'assure pas d'isolement galvanique, une protection par DDR est nécessaire côté CA. La norme CEI 60364-712 spécifie un DDR type B. Certaines réglementations locales exigent un DDR type A Si,
 - si l'onduleur assure au moins une séparation simple :
 - sans mise à la terre fonctionnelle : un contrôle d'isolement est nécessaire. Il est généralement assuré par l'onduleur dans cette gamme de puissance,
 - avec mise à la terre fonctionnelle : la mise à la terre doit être effectuée avec un disjoncteur boîtier moulé CC (série C60PV 4P 2 - 10 A) ou un fusible.

5.6.3 Un onduleur triphasé avec un coffret de jonction

- Typiquement, un onduleur 30 kW à 60 kW raccordé au réseau. $U_{OC\ max}$ est généralement supérieur à 600 V (jusqu'à 1000 V), $I_{SC\ TC}$ ne dépasse pas 200 A, I_{CA} ne dépasse pas 100 A.
- Cette conception a plus de 2 chaînes.
- Une protection contre un courant inverse est donc nécessaire.
- Un commutateur principal PV est nécessaire. Quand l'onduleur est en intérieur, un télérupteur supplémentaire au point d'entrée CC du câble est recommandé pour les interventions d'urgence.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P24: Onduleur simple MPPT 10 - 100 kW



Besoins	Coffret de jonction chaîne / groupe	Interrupteur principal de groupe PV	Onduleur	Coffret CA (400 V)
Appareillage et commande (Q)				
Isolément	•	[d]	[a]	[d]
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)	• DC21B	[d] DC21B	[a]	[d]
Commande	[b]	[d]	[e]	[d]
Protection surintensité	•			[f]
Protection contre un défaut d'isolement			[h]	[h]
				DDR type B ou A Si
Parafoudre (SPD)	[g]	• type 2		• type 1 ou 2
Enveloppe	extérieur IP5x double isolement	intérieur IP5x double isolement		Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage				P,Q, PF, énergie

[a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque peut être inclus dans l'onduleur. Cette solution rend l'entretien ou le remplacement de l'onduleur difficile.

[b] Commutation à distance pour les interventions d'urgence située aussi près que possible des modules PV ou au point d'entrée des câbles CC dans le bâtiment. L'interrupteur principal dans le coffret de jonction peut être équipé d'une bobine de déclenchement et d'un mécanisme motorisé pour la refermeture à distance.

[d] Commutation pour intervention d'urgence.

[e] L'onduleur doit inclure une protection anti-îlotage (selon VDE 0126 par exemple).

[f] Protection contre les surcharges et les courts-circuits (courbe B recommandée).

[g] Si il n'y a pas de parafoudre dans l'onduleur ou si la distance entre le coffret de jonction CC et l'onduleur dépasse 10 m, un parafoudre est nécessaire dans ce coffret de jonction.

[h] Deux cas :

si l'onduleur n'assure pas d'isolement galvanique, une protection par DDR est nécessaire sur le côté CA. La norme CEI 60364-712 spécifie un DDR de type B. Certaines réglementations locales exigent un DDR de type A Si,

si l'onduleur assure au moins un isolement simple :

- sans mise à la terre fonctionnelle : contrôle d'isolement nécessaire,

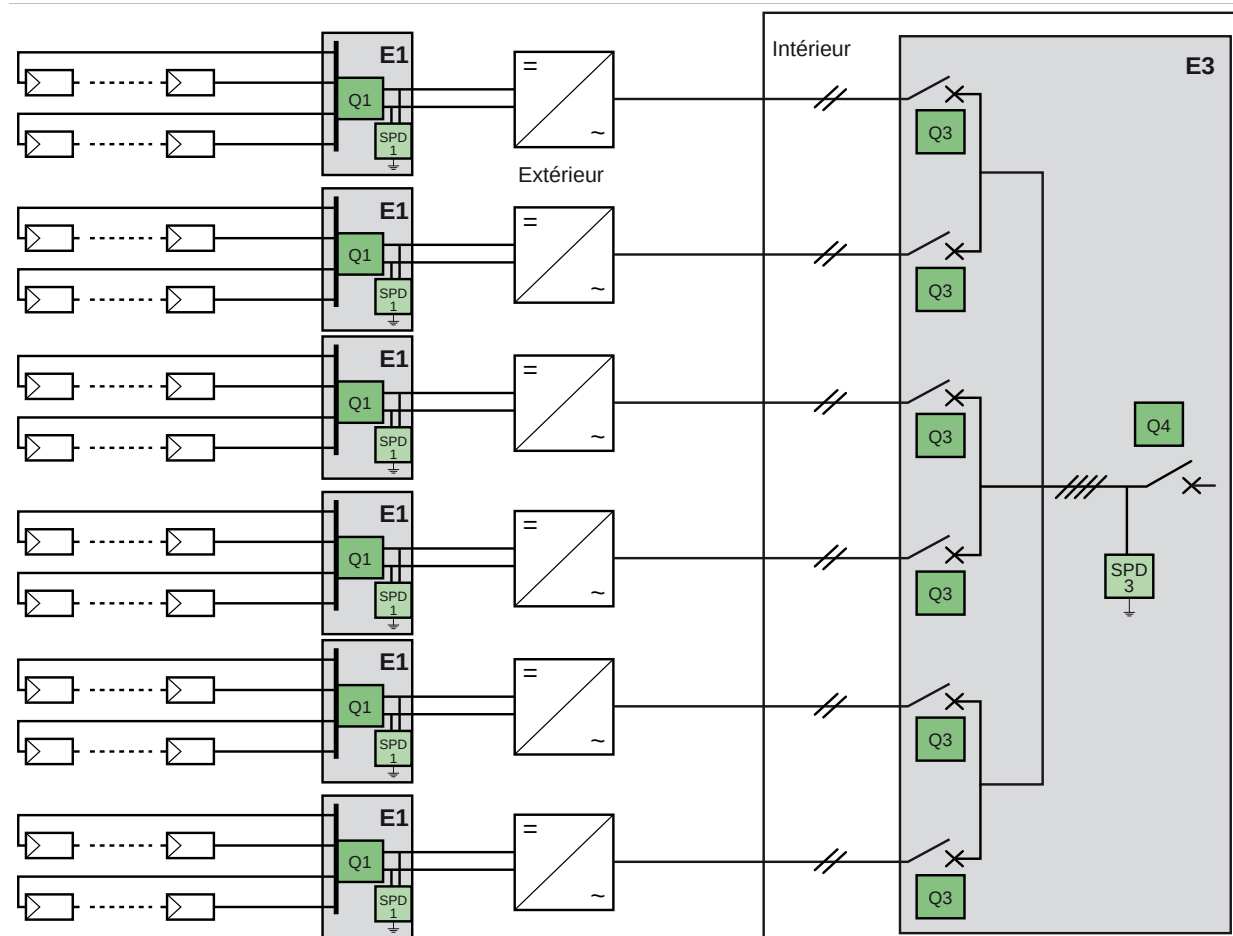
- avec mise à la terre fonctionnelle : la mise à la terre doit être effectuée avec un disjoncteur boîtier moulé CC (série C60PV 4P 2 - 10 A) ou un fusible.

5.6.4 Architecture multi-onduleurs monophasés

- Typiquement, 6 à 20 onduleurs 5 kW raccordés au réseau.
- L'architecture utilisée pour un bâtiment résidentiel peut être reproduite aussi souvent que nécessaire.
- Dans ce cas, le système CC est très simple et le système CA est très similaire aux systèmes CA habituels.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P25: Plusieurs onduleurs 10 - 100 kW simple MPPT



Besoins	Interrupteur principal de groupe PV	Onduleur		Coffret CA (400 V)
Appareillage et commande (Q)	voir Architecture 10 kW			
Parafoudre (SPD)	• type 2			• type 1 ou 2
Enveloppe	extérieur IP5x double isolement			Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage			énergie	P, Q, PF, énergie, déséquilibre

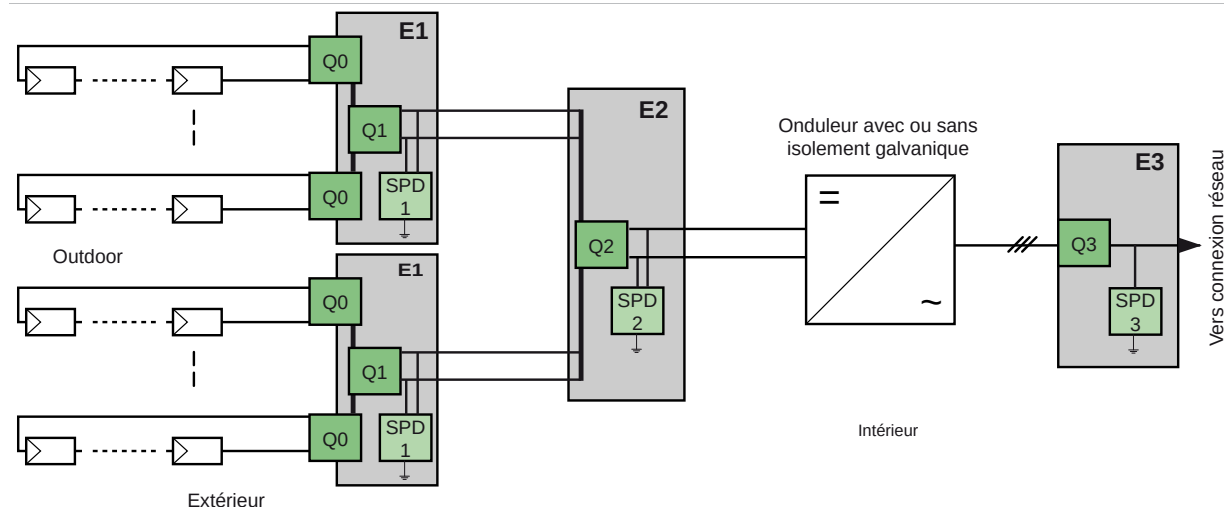
5.6.5 Onduleur triphasé avec deux coffrets de jonction ($N_a \leq 2$)

Typiquement, 2 groupes avec onduleur 60 kW à 100 kW connecté au réseau. La protection du câble de groupe n'est pas nécessaire pour 2 ou 3 groupes.

ISCTC tableau ≤ 200 A, ISCTC ≤ 400 A, et I_{max} CA ≤ 200 A. Un interrupteur principal PV est nécessaire à proximité de l'onduleur. Des interrupteurs télécommandés dans les coffrets de groupe permettent aux déconnexions d'être situées à proximité des modules PV en cas d'urgence.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P26: Onduleur 10 - 100 kW avec MPPT unique et 2 groupes



Besoins	Coffret de jonction chaîne / groupe	Interrupteur principal de groupe PV	Onduleur	Coffret CA (400V)
Appareillage et commande (Q)				
Isolément	•	• [d]	[a]	• [d]
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)	• DC21B	• [d] DC21B	[a]	• [d]
Commande	• [b]	• [d]	[e]	• [d]
Protection surintensité	•	[c]		• [f]
Protection contre un défaut d'isolement			[h]	[h]
Parafoudre (SPD)	[g]	• type 2		DDR type B ou A Si
Enveloppe	extérieur IP5x double isolement	intérieur IP5x double isolement		Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage				P,Q, PF, énergie

[a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque peut être inclus dans l'onduleur. Cette solution rend l'entretien ou le remplacement de l'onduleur difficile.

[b] Si la commutation pour intervention d'urgence est nécessaire, l'interrupteur principal dans le coffret de jonction peut être équipé d'une bobine de déclenchement et d'un mécanisme motorisé pour la refermeture à distance.

[c] Aucune protection n'est nécessaire lorsque le nombre de groupes est ≤ 3 (aucun avantage sur le dimensionnement du câble).

[d] Commutation d'intervention et d'urgence.

[e] L'onduleur doit inclure une protection anti-îlotage (selon VDE 0126 par exemple).

[f] Protection surcharge et court-circuit.

[g] Si il n'y a pas de parafoudre dans l'onduleur ou si la distance entre le coffret CC et l'onduleur dépasse 10 m, un parafoudre est nécessaire dans ce coffret.

[h] Deux choix :

1. si l'onduleur n'assure pas d'isolement galvanique, une protection par DDR est nécessaire sur le côté CA. La norme CEI 60364-712 spécifie un DDR type B. Certaines réglementations locales exigent un DDR de type A Si.
2. si l'onduleur assure au moins une séparation simple :
 - sans mise à la terre fonctionnelle : contrôle d'isolement nécessaire,
 - avec mise à la terre fonctionnelle : la mise à la terre doit être effectuée avec un disjoncteur boîtier moulé CC (série C60PV 4P 2 - 10 A) ou un fusible.

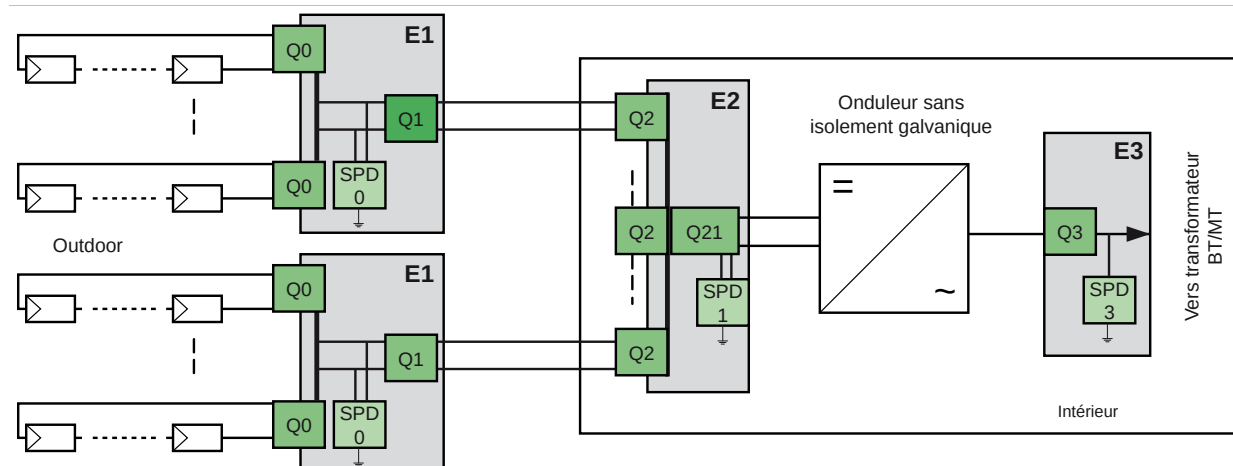
5.6.6 Installation raccordée au réseau 150 à 500 kW (grand bâtiment et ferme photovoltaïque)

Onduleur triphasé avec deux coffrets de groupes

- Typiquement, un seul onduleur 150 kW à 500 kW.
- Cette conception est très similaire à la précédente, sauf qu'il a davantage de tableaux, ce qui nécessite une protection de câble de tableau.
- $I_{STC} \leq 400$ A, $I_{CA} \leq 600$ A.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P27: Onduleur MPPT unique 150 - 500 kW avec nombre de groupes > 2



Besoins	Chaîne	Coffret de jonction de groupe	Coffret de jonction générateur	Onduleur	Coffret CA 400 V ou autre tension (onduleur sans transfo)
Appareillage et commande (Q)					
Isolément	•	•	•	•[a]	•[d]
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)		• DC22A	• DC22A	•[a]	•[d]
Commande		•[b]		•[a]	•[d]
Protection surintensité	•		•[c]		•[f]
Protection contre un défaut d'isolement				•[h]	•[h]
Parafoudre (SPD)		•[g]	• type 2		• type 1 ou 2
Enveloppe		extérieur IP5x double isolement énergie	intérieur double isolement		Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage					P, Q, PF, énergie, alarmes, THD, harmoniques individuelles

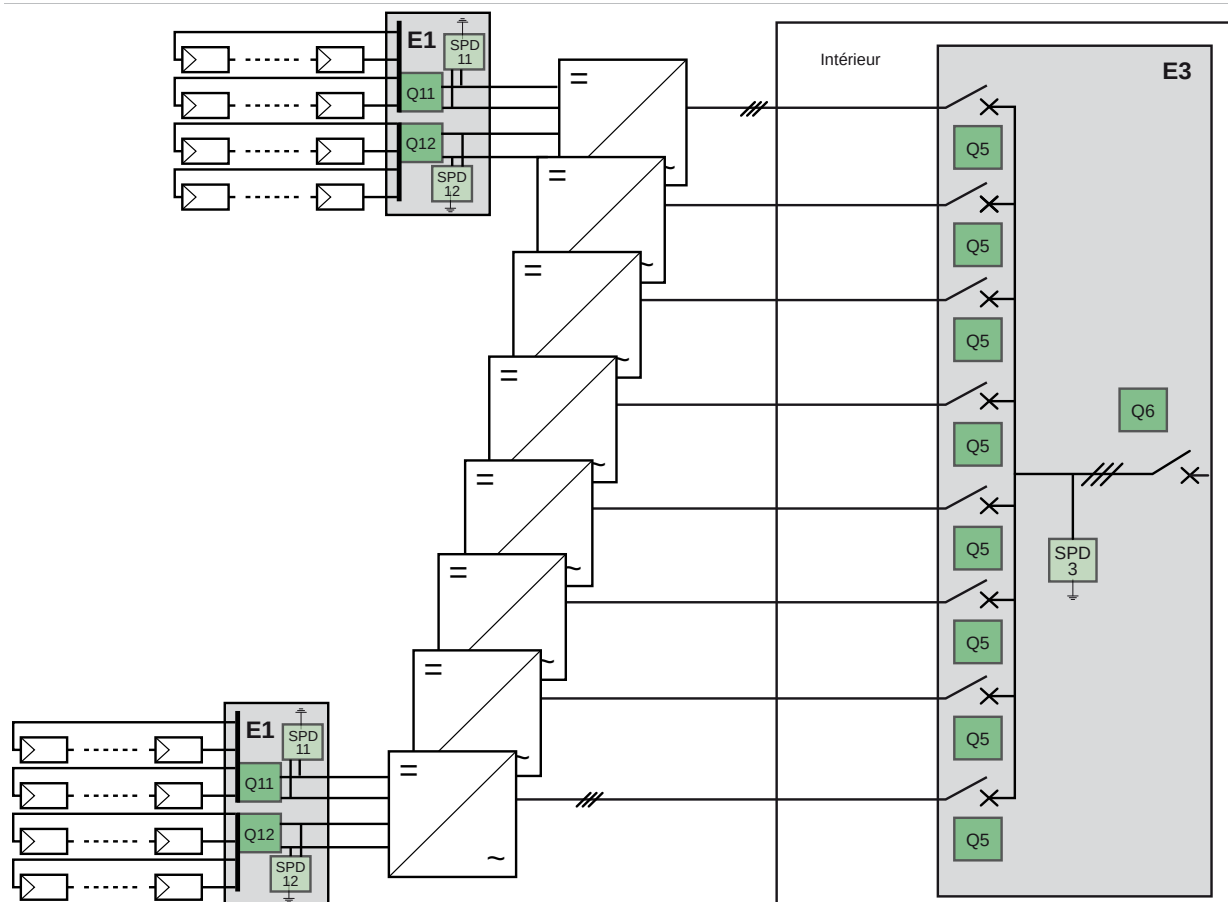
- [a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque peut être inclus dans l'onduleur. Cette solution rend l'entretien ou le remplacement de l'onduleur plus difficile.
- [b] Si la commutation pour intervention d'urgence est nécessaire, l'interrupteur principal dans le coffret de jonction peut être équipé d'une bobine de déclenchement et d'un mécanisme motorisé pour la refermeture à distance.
- [c] La protection des câbles de groupe est recommandée pour éviter le surdimensionnement des câbles. Pour assurer un déclenchement rapide des protections, 6 à 8 tableaux sont recommandés.
- [d] L'onduleur doit inclure une protection anti-îlotage (selon VDE 0126 par exemple).
- [e] Protection contre surcharges et courts-circuits.
- [f] S'il n'y a pas de parafoudre dans l'onduleur ou si la distance entre le coffret CC et l'onduleur dépasse 10 m, un parafoudre est nécessaire dans ce coffret.
- [g] L'isolement galvanique est assuré par un transformateur MT/BT :
- système PV sans mise à la terre fonctionnelle : un contrôle d'isolement est nécessaire : IMD - IM20 et accessoire IMD-IM20-1700,
 - système PV avec mise à la terre fonctionnelle : la mise à la terre doit être effectuée par un disjoncteur boîtier moulé CC (série iC60PV 4P 2 - 10 A) ou un fusible

Architecture à onduleurs triphasés multiples

- Typiquement : 10 à 20 onduleurs 20 à 30 kW raccordés au réseau.
- $U_{oc} \max \leq 1000 \text{ V}$, une ou deux chaînes par onduleur. $I_{CA} \max 50 \text{ A}$ par onduleur.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P28: Onduleurs triphasés multiples 150 - 500 kW



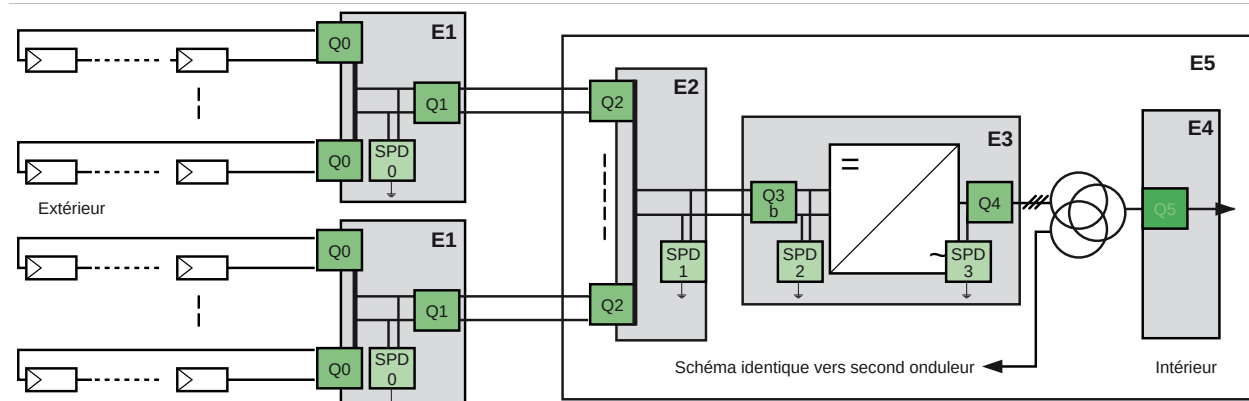
Besoins	Coffret de jonction de chaîne		Coffret de raccordement CA
Appareillage et commande (Q)			
Parafoudre (SPD)	voir Architecture 10 à 36 kW		
Enveloppe (E)	• type 2 extérieur IP5x double isolement		• type 1 ou 2 Exigence standard CA + exigence code réseau Distributeur
Comptage		énergie	P,Q, PF, énergie, alarmes

5.6.7 Système PV multi MW, raccordé au réseau (grand bâtiment et ferme photovoltaïque)

- Typiquement: onduleurs 500 kW - 630 kW avec transformateurs BT/MT et poste MT.

5 La mise en œuvre des installations photovoltaïques

Fig. P29: Onduleur 500 - 630 kW avec transformateur BT / MT



Besoins	Chaîne	Coffret de jonction de groupe	Coffret de jonction générateur	Onduleur		Coffret CA 400 V ou autre tension (onduleur sans transfo)
				CC	CA	
Appareillage et commande (Q)						
Isolément	•	•	• ^[a]	•	•	•
Commutation (établissement et coupure du courant nominal)		• DC22A	• ^[a]	• DC22A ou 23A	• AC1	•
Commande		• ^[b]		•	•	•
Protection surintensité	•		• ^[c]	non	•	• ^[f]
Protection contre un défaut d'isolement			• ^[h]	•		• ^[h]
Parafoudre (SPD)		^[g]	• type 2	^[g]		• type 1 ou 2
Enveloppe (E)		extérieur IP5x double isolement	intérieur double isolement			
Comptage		énergie				P, Q, PF, énergie, alarmes, qualité de l'énergie

[a] L'interrupteur principal du générateur photovoltaïque est généralement inclus dans le tableau de l'onduleur.

[b] Si la commutation pour intervention d'urgence est nécessaire, l'interrupteur principal dans le coffret de jonction peut être équipé d'une bobine de déclenchement et d'un mécanisme motorisé pour la refermeture à distance.

[c] La protection des câbles de groupe est recommandée pour éviter le surdimensionnement des câbles. Pour assurer un déclenchement rapide des protections, 6 à 8 tableaux sont recommandés.

[f] Protection surcharges et courts-circuits.

[g] S'il n'y a pas de parafoudre dans l'onduleur ou si la distance entre le coffret CC et l'onduleur dépasse 10 m, un parafoudre est nécessaire dans ce coffret.

[h] L'isolement galvanique est assuré par un transformateur MT / BT :

1. Système PV sans mise à la terre fonctionnelle : un contrôle d'isolement est nécessaire : IMD - IM20 et accessoire IMD-IM20-1700,
2. Système PV avec mise à la terre fonctionnelle : la mise à la terre doit être effectuée par un disjoncteur boîtier moulé CC (série iC60PV 4P 2 - 10 A) ou un fusible.

6 Supervision des installations photovoltaïques

La rentabilité d'une installation photovoltaïque dépendant principalement de son fonctionnement, il est donc essentiel de s'assurer que celle-ci est en permanence opérationnelle. La meilleure façon de s'en assurer est de disposer d'un système de supervision de l'installation. Ce système doit signaler au plus vite tout dysfonctionnement et être capable de détecter des dérives de production.

6.1 Principes

Plusieurs types de systèmes de surveillance de l'installation sont disponibles, en fonction principalement de la taille de l'installation.

Des systèmes pour secteurs Résidentiel et Tertiaire, de 1 à 1000 kWc, sont en mesure de surveiller les onduleurs - état, mesures et alarmes - et les valeurs électriques clés liés à la production de l'installation.

Ces systèmes sont basés sur un enregistreur de données (data logger), le plus souvent équipé d'un port série RS-232/485 pour communiquer avec les onduleurs, en utilisant Modbus ou un protocole propriétaire. L'acquisition des données est basée sur un échantillonnage à basse vitesse, toutes les 10 minutes en moyenne.

Les données peuvent être stockées localement dans l'enregistreur de données, gratuitement mais pour une courte durée, ou transmises vers un serveur externe qui stocke les données sur plusieurs années et les rend disponibles moyennant une rémunération annuelle. Dans ce cas, la communication avec le serveur distant peut être via GPRS ou via Ethernet.

L'enregistreur de données peut également être équipé d'entrées auxiliaires, telles que des entrées analogiques pour surveiller température et éclairement, des entrées numériques pour surveiller l'état d'un équipement, et / ou communiquer avec un compteur d'énergie équipé d'une sortie numérique à impulsions.

Des systèmes pour les grandes installations en secteur tertiaire jusqu'aux centrales de production, à partir de 500 kWc et au delà, sont en mesure de surveiller l'installation complète, depuis l'entrée d'une chaîne au point de raccordement au réseau. Ils sont basés sur un système SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), qui permettent la surveillance multi-site, des mesures coté CC et CA, le contrôle à distance des équipements motorisés, des alarmes intelligentes, la génération de rapports, l'indication de la performance, et d'autres fonctionnalités telles que analyse détaillée.

Ces systèmes intègrent également d'autres dispositifs pour gérer le site de manière plus efficace, comme une station météo (mesure de température, pluviométrie, vent), des capteurs d'éclairement, un contrôleur de production - dispositif qui communique avec l'exploitant du réseau, afin d'adapter la production du site aux variations du réseau (tension, facteur de puissance) - et des compteurs spécifiques tels que les compteurs d'énergie produite, au plus près du point de raccordement.

Ces systèmes SCADA peuvent être en local et / ou à distance, avec des possibilités de redondance et de traitement des données à haute performance.

Ce type d'installation est principalement couvert par un contrat de service pour le fonctionnement et la maintenance, et dans de nombreux cas avec des objectifs de performance qui peuvent être la production, un indice de performance ou de disponibilité.

6.2 Les systèmes de supervision

Ils peuvent être autonomes ou avec une télésurveillance.

6.2.1 Autonome

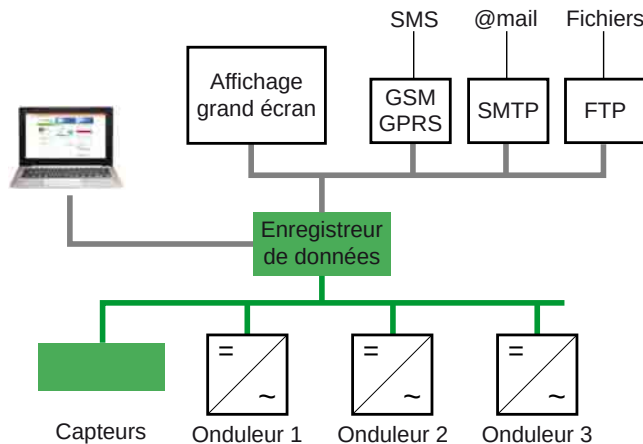
(cf. Fig. P18)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les alarmes, dès qu'elles sont générées, directement à des opérateurs de maintenance.

6 Supervision des installations photovoltaïques

Fig. P18

Exemple d'un système de
supervision autonome.

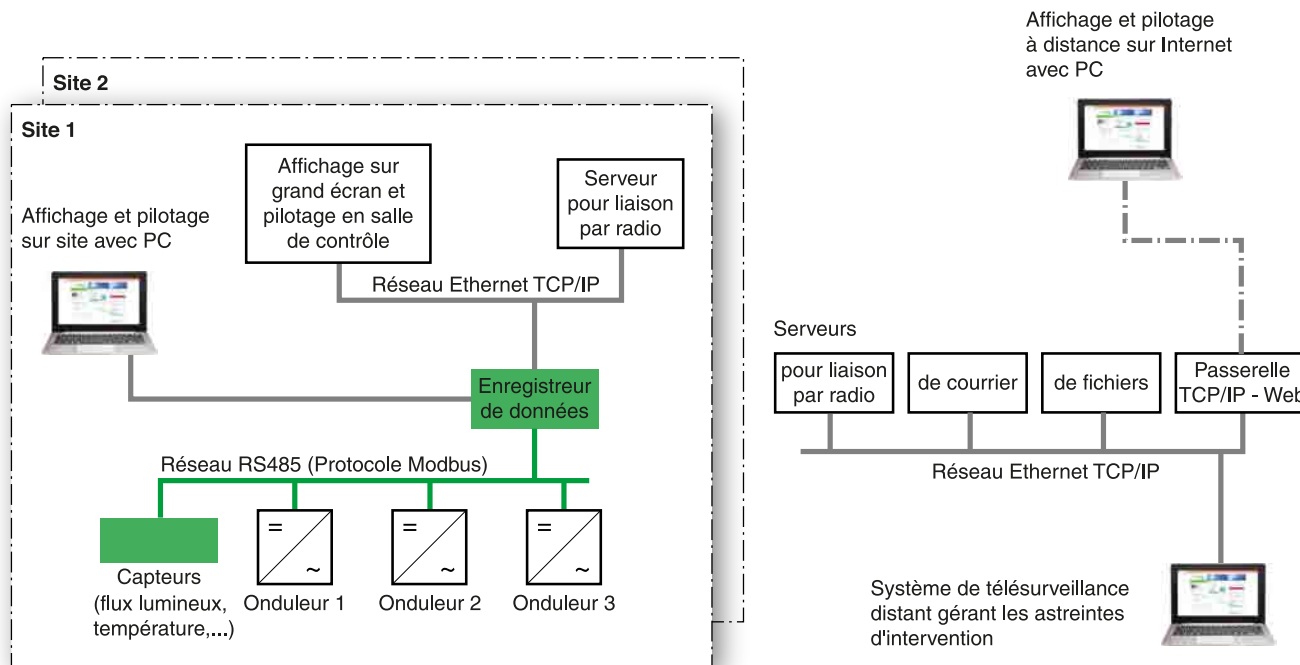


6.2.2 Avec une télésurveillance

(cf. Fig. P19)

Une fois les données acquises en local, le système transmet les données de production et les alarmes dès qu'elles sont générées à un système de télésurveillance distant capable de gérer les astreintes d'intervention. Ce qui permet un suivi précis de l'installation, suivi quasiment indispensable pour des installations multi-sites ou pour lesquelles l'exploitant de l'installation photovoltaïque n'est pas nécessairement l'occupant du site.

Fig. P19: Exemple d'un système de supervision avec télésurveillance.



Serveurs :

- informatique pour liaison radio : au protocole GPRS -*General Packed Radio Service*- évolution de la norme GSM
- de courrier : au protocole SMTP -*Simple Mail Transfer Protocol*-
- de fichiers : au protocole FTP -*File Transfer Protocol*-

6.3 Les capteurs

Ce sont les capteurs qui fournissent les données aux systèmes de supervision.

6 Supervision des installations photovoltaïques

- Un capteur pour mesurer le flux lumineux instantané, tel une pyranomètre (capteur de flux thermique utilisé pour mesurer la quantité d'énergie solaire en lumière naturelle (W/m^2), cf. **Fig. P20**). C'est la référence étalon au niveau de l'installation. Il peut servir à repérer des dérives dans le temps. Il est préconisé à tout producteur qui veut faire sur son installation des analyses comparatives et des statistiques.
- Un capteur de température, un paramètre influent pour une production photovoltaïque (Voir [L'effet photovoltaïque](#)). C'est le rôle d'une sonde extérieure ou collée à l'arrière d'un module.
- Un compteur d'énergie
Pour la vente de l'énergie, le seul compteur d'énergie qui fait foi est celui du distributeur d'énergie qui achète l'électricité.

Les autres compteurs placés dans une installation (dans l'onduleur ou à côté du compteur officiel), ne sont que des indicateurs avec leur propre précision. Des écarts de plus de 10% entre les valeurs fournies par les appareils d'une installation et celle du compteur officiel sont possibles. Mais ces écarts ne sont pas dus qu'aux différences de précision, ils sont aussi la conséquence des pertes dans les câbles et les appareils de protection aval de l'onduleur.

Il est donc important d'essayer d'avoir les longueurs minimales de câbles et d'identifier précisément :

- le lieu où sera raccordé l'installation au réseau,
- et où seront branchés les compteurs du distributeur d'énergie.

Fig. P20

Pyranomètre (source Kipp & Zonen).



6.4 Surveillance de l'installation

Le coût des modules, et pour certains leur accessibilité par toute sorte de public, justifient une surveillance du site par caméra vidéo.

Attention, cette surveillance qui est autorisée sur un site privé ne doit pas filmer la voie publique.

7 Informations complémentaires sur les installations photovoltaïques

Les aides et subventions

En France, l'état propose différents dispositifs pour financer l'installation de panneaux photovoltaïques.

Suivant les régions, d'autres aides peuvent être proposées par la région, l'ADEME (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie), ou d'autres organismes.

Ces subventions servent à promouvoir le développement de certaines technologies, et leur attribution peut s'arrêter du jour au lendemain par décision gouvernementale.

La rentabilité d'une installation

La rentabilité est directement liée au prix d'achat de l'électricité. Ce prix est, en France, fixé par l'état.

A ces revenus, il faut ajouter différentes aides possibles qui dépendent des caractéristiques du projet et de son lieu d'implantation.

Les seuls frais à déduire sont ceux de la maintenance, et des abonnements des compteurs dus au distributeur.

Les démarches administratives

En France, un producteur souhaitant bénéficier de l'obligation d'achat doit déposer un dossier auprès la Direction Régionale de l'Environnement de l'Aménagement et du Logement (DREAL) ou pour l'Ile de France de la Direction Régionale et Interdépartementale de l'Environnement et de l'Energie (DRIEE) dont il dépend.

Cette demande peut être effectuée en ligne, sur le site de la DREAL de la région correspondante.

Vrai ou faux ?

- Un panneau solaire produit moins d'énergie que sa fabrication a nécessité.
Faux : La durée de vie d'un panneau solaire est supérieure à 20 ans et seulement 18 à 36 mois, selon son orientation, suffisent à générer l'énergie nécessaire à sa fabrication. Ainsi, à la fin de sa vie, un panneau solaire a produit plus de 10 fois l'énergie consommée pour le fabriquer.
- Les énergies renouvelables intermittentes déséquilibrent les réseaux.
Vrai : Les réseaux électriques ont été créés selon trois niveaux (distribution, répartition et transport) et ne sont adaptés à l'injection de fortes énergies qu'en des points très précis du réseau de transport et ils sont pilotés verticalement du producteur vers le consommateur. Le raccordement de sources de production réparties sur le réseau de distribution modifie les usages actuels. Cependant de par sa puissance relativement faible, une installation résidentielle prise individuellement n'a pas d'impact direct sur le réseau de distribution. C'est la multiplicité et la disparité des installations qui imposent une gestion plus délicate des différents réseaux.
- Une des caractéristiques de certaines énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) est l'intermittence de production : la production dépendant du soleil (ou du vent) qui s'arrête lorsqu'un nuage passe ou que le soir arrive. Ce n'est donc pas une énergie sûre, disponible selon notre besoin.
Vrai, sauf lorsqu'en site isolé la charge des batteries d'accumulateurs a été bien étudiée.
Vrai, sauf quand le générateur est raccordé au réseau, car le réseau supplée alors le manque d'énergie renouvelable.

Chapitre Q

La norme NF C 15-100 dans l'habitat

1	L'essentiel de la norme NF C 15-100	Q2
	1.1 Les amendements et interprétations de la norme NF C 15-100	Q2
	1.2 L'équipement minimal défini par la norme NF C 15-100	Q4
2	La norme NF C 15-100 pièce par pièce	Q8
	2.1 Norme NF C 15-100 : le séjour	Q8
	2.2 Norme NF C 15-100 : la cuisine	Q8
	2.3 Norme NF C 15-100 : la chambre	Q9
	2.4 Norme NF C 15-100 : la salle de bain	Q10
	2.5 Norme NF C 15-100 : autres locaux supérieurs à 4 m ² , circulations et WC	Q11
	2.6 Norme NF C 15-100 : extérieur	Q11
3	La norme NF C 15-100 fonction par fonction	Q13
	3.1 Norme NF C 15-100 : section des conducteurs et calibre des protections	Q13
	3.2 Norme NF C 15-100 : circuits spécialisés	Q14
	3.3 Norme NF C 15-100 : protection différentielle 30 mA	Q15
	3.4 Norme NF C 15-100 : prises de courant	Q16
	3.5 Norme NF C 15-100 : prises de communication	Q17
	3.6 Norme NF C 15-100 : éclairage	Q18
	3.7 Norme NF C 15-100 : boîtes de connexion & DCL	Q20
	3.8 Norme NF C 15-100 : schéma et identification des circuits	Q20
	3.9 Norme NF C 15-100 : chauffage électrique	Q21
	3.10 Norme NF C 15-100 : protection contre la foudre	Q22
	3.11 Norme NF C 15-100 : locaux contenant une baignoire ou une douche	Q23
	3.12 Norme NF C 15-100 : gaine technique logement	Q25
4	Exemples de mise en oeuvre d'une GTL (Gaine Technique Logement)	Q29
5	Au delà de la norme NF C 15-100	Q31
	5.1 RT 2012	Q31
	5.2 Loi n° 2010-238	Q31
	5.3 Décret n° 2011-873	Q32

Ce sous-chapitre, présente un résumé des prescriptions concernant les locaux privatifs à usage d'habitation (NF C 15-100 partie 7-771) y compris les dernières mises à jour 2015.

Il est important de bien distinguer les installations électriques des parties communes des bâtiments d'habitation collectifs de celles des parties privatives : celles des parties communes devant répondre aux prescriptions de la partie 7-772 de la norme NF C 15-100.

La [NFC 15-100] pour Schneider Electric

Repérage des informations complémentaires

Reco. = Recommandations et commentaires.

 = Prescriptions complémentaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées.

Ces prescriptions prennent en compte toutes les situations de handicaps :

- déficience motrice et paralysie,
- troubles de la vision et cécité,
- troubles de l'audition et surdité,
- mémoire, troubles psychiques et mentaux.

Fig. Q1
prescriptions
complémentaires relatives
à l'accessibilité aux
personnes handicapées



1.1 Les amendements et interprétations de la norme NF C 15-100

1.1.1 Amendement NF C15-100/A1

- Modification de la norme de décembre 2002 et sa mise à jour de juin 2005
- Reprise des fiches d'interprétation publiées jusqu'au 1^{er} décembre 2007 :

F1 – F2 – F3 – F5 – F6 – F7 – F8 – F9

Dispositions réglementaires relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées (771.512.2.16)

Les locaux concernés

L'obligation d'accessibilité porte sur :

- tous les bâtiments d'habitation collectifs :
 - logements,
 - parties communes (circulations intérieures et extérieures, locaux collectifs, ascenseurs, etc.).
- les maisons individuelles construites pour être louées ou mises à disposition ou pour être vendues.
- les locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées.

Les pièces concernées

Certaines dispositions sont spécifiques à "l'unité de vie des logements".

Cette unité est généralement constituée des pièces suivantes :

- la cuisine,
- le séjour,
- une chambre,
- un W.C.
- et une salle d'eau.

Date de mise en application

Les dispositions à prendre pour l'accessibilité aux personnes handicapées sont applicables aux installations dont la demande de permis de construire a été déposée à compter du 1^{er} janvier 2007.

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100

1.1.2 Amendement NF C15-100/A2

Révision de la partie 7-701 concernant les locaux contenant une baignoire ou une douche.

- Prise en compte des douches préfabriquées, des douches à jets pulsés, des baignoires encastrées.
- Redéfinition des volumes au-dessus des volumes 1 et 2.
- Généralisation de la distance de 1,20 m pour le volume 1 dans le cas des douches sans receveur.
- Révision du degré de protection (de IPX3 à l'IPX4) pour les matériels placés en volume 2.
- Levé de la dérogation concernant le degré de protection de la prise rasoir.
- Possibilité d'installer 1 DCL en volume 2.
- Raccordement des chauffe-eau en volume 1.
- Chauffage électrique dans le sol et les parois.
- Emplacement de la boîte de connexion de la liaison équipotentielle supplémentaire pouvant être sur une paroi commune dans un local adjacent.

1.1.3 Amendement NF C15-100/A3

Révision de la partie 7-771 concernant les locaux d'habitation et les parties communes des immeubles collectifs d'habitation.

Les dispositions du présent amendement sont applicables aux ouvrages dont la date de dépôt de demande de permis de construire, ou à défaut la date de déclaration préalable de construction, ou à défaut la date de signature du marché, ou encore à défaut la date d'accusé de réception de commande est postérieure au 31 juillet 2010.

- Des précisions pour l'application des règles relatives :
 - aux points d'éclairage,
 - au décomptage des socles de prise de courant,
 - aux circuits de communication,
 - au tableau de communication.
- Intégration de la fiche d'interprétation F10 publiée en janvier 2008 fixant les prescriptions particulières pour l'accessibilité aux personnes handicapées à ses locaux. Cette fiche reste applicable jusqu'au 31 juillet 2010.

1.1.4 Amendement NF C15-100/A4

Partie 7-701 (Salles d'eau)

Révision de l'article 701.320.1

(voir chapitre "[Salle de bain](#)")

- Modification du paragraphe concernant le volume 1 pour prendre en compte les douches comportant un receveur de longueur supérieure à 1,2 m.
- Ajout d'un paragraphe et d'une figure pour prendre en compte les parois fixes non jointives avec le sol ou un mur.

Partie 7-771 (Locaux d'habitation)

Révision de l'article 771.724 section des conducteurs

(voir chapitre "[Section des conducteurs et calibres des protections](#)")

- Ajout d'articles pour préciser la section minimale des conducteurs alimentant le tableau de répartition principal dans le cas de branchement à puissance limitée.

1.1.5 Amendement NF C15-100/A5

Applicable à partir du 27 novembre 2015

- L'amendement 5 consiste en une révision de la Partie 7-771 (locaux d'habitation) et en une restructuration sous forme d'un Titre 10 "Installations électriques à basse tension dans les bâtiments d'habitation" et d'un Titre 11 "Installations des réseaux de communication dans les bâtiments d'habitation" des exigences issues de :
 - la Partie 7-771 (locaux d'habitation) révisée,
 - la Partie 7-701 (locaux contenant une baignoire ou une douche) revue pour prendre en compte les documents harmonisés du CENELEC,
 - la Partie 7-772 (installations des parties communes et des services généraux des immeubles collectifs d'habitation).
- Cet amendement intègre les fiches d'interprétation suivantes : F24, F25 et F28, ainsi que le rectificatif d'octobre 2010.

1.1.6 Les autres textes qui influent sur le métier de l'électricien

(voir aussi "[Au delà de la norme](#)")

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100

Réglementation thermique 2012

La RT 2012, applicable le 1^{er} janvier 2013 pour le résidentiel, impose l'atteinte de plusieurs niveaux de performances : TIC, BBio, Cepmax.

Elle impose également des moyens permettant d'informer les occupants des logements sur leur consommation notamment en affichant dans le volume habitable la consommation de 5 usages : chauffage, refroidissement, production d'eau chaude sanitaire, réseau prises électriques, autres.

Loi n°2010-238 et décret n° 2011-36

Installation de détecteurs de fumée dans tous les lieux d'habitation

L'installation d'au moins 1 détecteur de fumée normalisé dans chaque logement individuel ou collectif.

Décret n° 2011-873 et arrêté du 20 février 2012 relatifs aux articles concernés du code de la construction et de l'habitation

Installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans les bâtiments

- Le décret n° 2011-873 fixe les dispositions nécessaires à l'installation d'équipements électriques permettant la recharge des véhicules électriques et hybrides dans les parcs de stationnement des bâtiments d'habitation et de bureaux.

Fig. Q2
Guide "Réglementation thermique 2012" disponible sur www.schneider-electric.com/fr



- Les dispositions du décret s'appliquent aux bâtiments neufs dont la demande de permis de construire est déposée à partir du 1^{er} juillet 2012 et aux bâtiments existants à compter du 1^{er} janvier 2015.
- Sont concernées, les habitations de plus de deux logements (ainsi que les bâtiments tertiaires) disposant de places de stationnement d'accès sécurisé (garages privatifs, parkings clos et couverts, etc.).

Fig. Q3
Guide "EVlink - Solutions de charge pour véhicules électriques" disponible sur www.schneider-electric.com/fr



1.2 L'équipement minimal défini par la norme NF C 15-100

1.2.1 Les installations concernées

La norme NF C 15-100 s'applique :

- aux bâtiments neufs
- aux installations neuves des bâtiments existants :
 - rénovation totale
 - modifications, extensions (et parties existantes concernées).

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100

Fig. Q4
l'équipement minimal

	Points d'éclairage	Prises de courant	Prises de com.
	8 points maxi par circuit 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA pour les spots et bandeaux lumineux 2 circuits mini pour les logements de 2 pièces principales et plus 2 circuits mini par logement - plus d'info, voir chapitre "Eclairage"	- nombre de socles maxi par circuit et protection associée, voir chapitre "Prises de courant" - hauteur : entre 0,05 m et 1,30 m	- téléphonie, réseau informatique (avec partage de l'accès internet éventuel), télévision - plus d'info, voir chapitre "Prises de communication"
Séjour			
Lorsque la cuisine est ouverte sur le séjour, la surface du séjour est égale à la surface totale moins 8 m²	1  ou  ou  - l'alimentation peut aboutir au plafond, sur une paroi, au sol, ou via une prise de courant commandée - Commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m	5  dont 1  5 mini avec 1 par tranche de 4 m² (ex : 7 pour séjour 27 m²) - personnalisation possible - pour séjour > 28 m², avec 1 mini de 7 + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut être comptabilisé dans les 5) - personnalisation possible pour séjour > 40 m², avec 1 mini de 7	1  - à proximité de la prise TV et d'au moins une prise de courant - à une hauteur ≤ 1,30 m
Cuisine			
	1  ou  ou  - l'alimentation peut aboutir au plafond, sur une paroi, au sol, ou via une prise de courant commandée - commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m	6  dont 1  6 dont 4 au dessus du plan de travail - Si surface ≤ 4 m², 3 socles sont admis - à proximité immédiate de la commande d'éclairage (peut-être comptabilisé dans les 6)	-
Salle de bain			
	1  ou  - l'alimentation peut aboutir au plafond, sur une paroi, au sol - prise de courant commandée interdite - commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m	1  + 1  - autorisée hors volume + 1 dans la pièce entre 0,90 et 1,30 m, à proximité immédiate de la commande d'éclairage si cette dernière est à l'intérieur	-
Circulation, WC et autres locaux			
	1  ou  - prise de courant commandée interdite dans les WC - commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m	1  - obligatoire dans circulations et locaux > 4 m²) 1  dans les WC 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage	-
Chambres			
	1  ou  ou 	3  + 1 	1 

Q5

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100

Fig. Q4 (suite): l'équipement minimal

	Points d'éclairage	Prises de courant	Prises de com.
	● l'alimentation peut aboutir au plafond, sur une paroi, au sol, ou via une prise de courant commandée  commande d'éclairage entre 0,90 et 1,30 m	● installation en périphérie  + 1 à proximité immédiate de la commande d'éclairage	● à proximité d'au moins une prise de courant  à une hauteur ≤ 1,30 m
Extérieur	● 1 par entrée principale ou de service ● 1 recommandé à proximité du garage  20 lux minimum pour les cheminements  commande repérée par voyant	-	-

1 L'essentiel de la norme NF C 15-100

Fig. Q4bis
l'équipement minimal

	Prises télévision	Prises dédiées	4 circuits spécialisés	Autres circuits spécialisés
	- si les prises de communication n'assurent pas la diffusion de la télévision - plus d'info, voir chapitre "Prises de communication"	hauteur : entre 0,05 m et 1,30 m	- plus d'info, voir chapitre "Circuits spécialisés" - Les DAAF communicants et la borne de recharge pour véhicules électriques nécessitent la mise en œuvre de circuits spécialisés	plus d'info, voir chapitre "Circuits spécialisés"
Séjour Lorsque la cuisine est ouverte sur le séjour, la surface du séjour est égale à la surface totale moins 8 m²	1  à une hauteur ≤ 1,30 m	2  dédiées aux usages multimédias	3  pour le lave-linge, le sèche-linge, le lave-vaisselle ou le four - pour le lave-linge et le sèche linge : - à proximité des arrivées et évacuations d'eau - hors volume uniquement s'ils sont dans la salle de bain. - lorsque l'emplacement du congélateur est défini, prévoir un circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique, de préférence à immunité renforcée (exemple : D'clac Vigi Fsi) A à une hauteur ≤ 1,30 m	 ou  ou alimentation directe - socle de prise à une hauteur ≤ 1,30 m - conditions d'installation du chauffe-eau dans la salle de bain, voir chapitre "Salle de bain" - pour chacune des applications suivantes lorsqu'elles sont prévues : - chauffe-eau électrique - circuit prise de courant de la gaine technique logement - chaudière et ses auxiliaires - pompe à chaleur - climatiseur - appareil de chauffage électrique (voir 10.1.3.5) - appareil de chauffage de salle de bain - piscine - circuits extérieurs (alimentant une ou plusieurs utilisations non fixées au bâtiment, par exemple éclairage, portail automatique, etc.) - volets roulants électriques ; - stores "bannes" - fonctions d'automatismes domestiques (alarmes, contrôles, etc.) - VMC (Ventilation mécanique contrôlée) lorsqu'elle n'est pas collective - tableau(x) divisionnaire(s) - circuits de recharge des véhicules électriques - congélateur (si emplacement connu à l'avance).
Cuisine Salle de bain Circulation, WC et autres locaux	 autre prise télévision en plus de celle du séjour : 2 si > 4 pièces 1 si ≤ 4 pièces - à une hauteur ≤ 1,30 m.	-	1  ou  pour la cuisinière ou la plaque de cuisson (32 A mono ou 20 A tri) Socle de prise à une hauteur ≤ 1,30 m	
Chambres		-	-	-
Extérieur	-	-	-	-

2.1 Norme NF C 15-100 : le séjour

2.1.1 Point d'éclairage (10.1.3.2)

- Au moins 1 point (généralement en plafond), équipé d'un socle DCL + douille DCL.
- Cas particulier (10.1.3.2.2.) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, l'alimentation de l'éclairage du local peut aboutir au niveau des parois ou d'une prise de courant commandée ou les deux.

2.1.2 Dispositif de commande (10.1.3.8.1)

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.

 Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.

 Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.

Reco. Sont concernés :

- les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
- les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.

2.1.3 Prises de courant non spécialisées 16 A (10.1.3.3.2)

- 1 socle par tranche de 4 m² de surface, minimum de 5 socles.
- Répartition en périphérie. En pratique :
 - pour surfaces ≤ 20 m² = 5 socles,
 - pour surfaces ≤ 24 m² = 6 socles,
 - pour surfaces ≤ 28 m² = 7 socles.
- Personnalisation possible pour les séjours > 28 m² avec un minimum de 7 socles.
- Lorsque la cuisine est ouverte sur le séjour, la surface du séjour est égale à la surface totale moins 8 m².
- Disposition complémentaire (11.4) : deux socles de prises de courant 16 A 2P + T supplémentaires destinés aux usages multi-média, sont positionnés à défaut dans le séjour ou dans une autre pièce suivant les besoins exprimés par le donneur d'ordre.

 1 socle de prise de courant 16 A 2P + T non commandé doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage situé en entrée de la pièce. Il peut ne pas être supplémentaire.

 L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

2.1.4 Prises de communication (11.2.1.1)

- 1 socle par pièce principale avec un minimum de 2 pour les logements de deux pièces et moins (pièce principale : pièce d'un logement qui est soit un séjour (salon, salle à manger), une chambre ou un bureau).

 L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

- Prise RJ45 (11.2.1.1.) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A.
- Prise télévision si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (11.2.1.2.), emplacement à proximité :
 - d'un socle prise de courant 16 A,
 - d'un socle prise de communication.
- Nombre minimal de prises télévision :
 - une dans les logements comprenant une seule pièce principale,
 - deux dans les logements comprenant de deux à quatre pièces principales,
 - trois dans les logements comprenant cinq pièces principales et plus.

2.2 Norme NF C 15-100 : la cuisine

2.2.1 Point d'éclairage 10.1.3.2

- Au moins 1 point (généralement en plafond), équipé d'un socle DCL + douille DCL.
- Cas particulier (10.1.3.2.2.) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, l'alimentation de l'éclairage du local peut aboutir au niveau des parois ou d'une prise de courant commandée ou les deux.

2 La norme NF C 15-100 pièce par pièce

2.2.2 Dispositif de commande 10.1.3.8.1

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.

 Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.

 Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.

Reco. Sont concernés :

- les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
- les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.

2.2.3 Circuits spécialisés gros électroménager 10.1.3.4

- 1 circuit d'alimentation pour cuisinière ou plaque de cuisson seule avec une boîte de connexion ou une prise 32 A mono ou une prise 20 A tri.
- 1 circuit spécialisé avec socle prise de courant 16 A si four indépendant.
- 1 circuit spécialisé avec socle prise de courant 16 A pour lave-vaisselle.
- 1 circuit spécialisé avec socle prise de courant 16 A pour lave-linge (voir aussi [salle de bain](#))

Reco. Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec un dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée.

Reco. Cas particulier des petits logements type T1 (10.1.3.4) :

- adaptation du nombre de prises spécialisées en fonction de l'équipement fourni,
- si l'équipement n'est pas fourni, 3 circuits spécialisés au moins sont à prévoir : 1 x 32 A et 2 x 16 A.

2.2.4 Prises de courant non spécialisées 10.1.3.3.2

- 6 socles alimentés depuis un départ dédié, dont 4 sont à répartir au-dessus du (ou des) plan(s) de travail.
- Installation interdite au dessus de l'évier et feux ou plaques de cuisson
- Si la surface de la cuisine est $\leq 4 \text{ m}^2$, 3 socles sont admis.
- 1 socle supplémentaire identifié pour la hotte peut-être placé au-dessus des plaques de cuisson sous condition d'installation à 1,80 m minimum.

 Un socle de prise de courant 16 A 2P + T non commandé doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage. Il peut ne pas être supplémentaire.

 L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol, à l'exception du socle supplémentaire dédié à la hotte.

2.3 Norme NF C 15-100 : la chambre

2.3.1 Dispositif de commande 10.1.3.8.1

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.

 Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.

 Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.

Reco. Sont concernés :

- les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
- les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.

2.3.2 Point d'éclairage 10.1.3.2

- au moins 1 point (généralement en plafond), équipé d'un socle DCL + douille DCL.
- cas particulier (10.1.3.2.2.) : en cas d'une rénovation totale ou impossibilités techniques de réalisation en plafond, l'alimentation de l'éclairage du local peut aboutir au niveau des parois ou d'une prise de courant commandée ou les deux.

2.3.3 Prise communication 11.2.1.1

- 1 socle par pièce principale (mini 2 si petit logement).

 L'axe des socles de prise de communication doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

- Prise RJ45 (11.2.1.1.) : emplacement à proximité d'un socle prise de courant 16 A.
- Prise télévision si la télévision n'est pas distribuée par les prises RJ45 (11.2.1.2.), emplacement à proximité :

- d'un socle prise de courant 16 A,
- d'un socle prise de communication.
- Nombre minimal de prises télévision :
 - une dans les logements comprenant une seule pièce principale ;
 - deux dans les logements comprenant de deux à quatre pièces principales ;
 - trois dans les logements comprenant cinq pièces principales et plus.

2.3.4 Prises de courant non spécialisées 16 A 10.1.3.3.2

- 3 socles.
- Répartition en périphérie.
-  L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.
-  Un socle de prise de courant supplémentaire 16 A 2P + T non commandé, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.

2.4 Norme NF C 15-100 : la salle de bain

2.4.1 Dispositif de commande (10.1.3.8.1)

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.
-  Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.
-  Pour respecter les règles liées aux volumes, il peut être disposé à l'extérieur.
-  Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.
-  Sont concernés :
 - les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
 - les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.
- Classification des volumes (701.3.2)
 - 0 : dans la baignoire ou la douche,
 - 1 : au-dessus du volume 0 et jusqu'à 2,25 m à partir du fond baignoire ou douche,
 - 2 : 0,6 m autour du volume 1 et jusqu'à 2,25 m à partir du fond baignoire ou douche,
 - **volume caché** : espace sous la baignoire si fermé et accessible par trappe.
- Toute paroi fixe et pérenne, jointive au sol, limite les volumes lorsque sa hauteur est supérieure ou égale à celle du volume concerné et en appliquant alors la règle du contournement horizontal.
- Dans les autres cas, cette paroi ne délimite pas les volumes. (701.2)

2.4.2 Appareillage (701.3.2)

- Aucun appareillage dans volume 0.
- Aucun appareillage en volume 1 et 2, sauf interrupteurs de circuits à TBTS 12 V dont la source est installée hors volumes 0, 1 ou 2.

2.4.3 Matériels d'utilisation (701.3.7 / 701.3.1)

- Autorisés dans volumes 0 - 1 :
 - si TBTS 12 Vca ou 30 Vcc
 - et IP X7 en volume 0
 - et IP X4, IP X5 en volume 1
- Autorisés en volume 2 : si classe II - DCL si IP X4.
- Ne peuvent pas être installés sur tabliers, paillasses et niches de baignoire ou douche.

2.4.4 Production d'eau chaude (701.3.6)

- Dans les volumes 1 et 2, s'ils ne peuvent pas être placés ailleurs, seuls sont admis, à condition que le circuit d'alimentation soit protégé par DDR 30 mA, les appareils alimentés en 230 V suivants : les chauffe-eau électriques instantanés ou à accumulation.
- Un chauffe-eau instantané installé en volume 1 ou 2 peut être alimenté directement par un câble, sans interposition d'une boîte de connexion.
- Cette dérogation à l'obligation d'une boîte de connexion à l'extrémité de chaque canalisation noyée permet au câble d'alimentation de pénétrer directement dans le chauffe-eau.

2.4.5 Lave-linge / Sèche-linge (701.3.2)

- Non autorisés dans volumes 0, 1 et 2
- Les dispositions pour le respect de la prescription incombent au maître d'œuvre.

- Voir aussi la partie "[Circuits spécialisés gros électroménager](#)" de la cuisine.

2.4.6 Prise de courant (701.3.2)

- 1 socle minimum, autorisé hors volume uniquement.
- 1 socle de prise de courant alimenté par un transformateur de séparation pour rasoir de puissance assignée comprise entre 20 VA et 50 VA conforme à la norme NF EN 61558-2-5 est autorisé en volume 2. (701.3.2.)

 L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

 Un socle de prise de courant 16 A 2P + T et non commandé, doit être disposé (hors volume) à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.

Même si le dispositif de commande ne peut y être placé, le socle de prise doit être dans le local à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.

2.5 Norme NF C 15-100 : autres locaux supérieurs à 4 m², circulations et WC

2.5.1 Point d'éclairage (10.1.3.2.)

- Au moins 1 point placé généralement en plafond, équipé d'1 socle DCL + douille DCL.
- Non concernés : placards et autres emplacements dans lesquels il n'est pas prévu de pénétrer.
- Non obligatoire pour annexes non attenantes, telles que garages, abris de jardin, ...

 Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux : tout escalier doit comporter un dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre.

 Cas particulier des WC :

- un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de la pièce,
- un socle de prise de courant 16 A 2P+T non commandé, doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.

2.5.2 Dispositif de commande (10.1.3.8.1)

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.

 Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.

 Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.

 Sont concernés :

- les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
- les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.
- Cas des logements réalisés sur plusieurs niveaux : pour tout escalier, un dispositif de commande d'éclairage à chaque niveau desservi.

2.5.3 Prises de courant non spécialisées, 16 A (10.1.3.3.2.)

- 1 socle dans circulations.
- 1 socle dans locaux $S > 4 \text{ m}^2$
- non obligatoire pour WC et annexes non attenantes telles que garages, abris de jardin, etc.

 L'axe des socles de prise de courant doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

2.6 Norme NF C 15-100 : extérieur

2.6.1 Volets-roulants et stores "bannes" extérieurs (10.1.3.4)

- Si ces équipements sont prévus, les points d'alimentation correspondants sont à réaliser sur un départ spécialisé.

2.6.2 Points d'éclairage extérieur (10.1.3.2.1)

- 1 point par entrée principale ou de service.

 1 point d'éclairage recommandé à proximité du garage.

 Alimentation possible depuis 1 circuit d'éclairage intérieur.

 Cheminement : un dispositif d'éclairage doit permettre, lorsque l'éclairage naturel n'est pas suffisant, d'assurer une valeur d'éclairage mesurée au sol d'au moins 20 lux en tout point du cheminement.

 Ce dispositif d'éclairage peut être à commande manuelle ou automatique.

2.6.3 Dispositif de commande (10.1.3.8.1)

- Chaque local équipé de point d'éclairage doit disposer d'au moins un circuit de commande. Le dispositif de commande du local doit être fixe et peut être du type manuel ou automatique.

 Un interrupteur de commande d'éclairage doit être situé en entrée de chaque pièce.

 Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol.

Reco. Sont concernés :

- les interrupteurs de commande d'éclairage, de volets roulants, thermostats d'ambiance, etc.
- les dispositifs des systèmes de contrôle d'accès ou de communication, etc.

Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être repérables grâce notamment à un éclairage particulier ou à un contraste visuel.

Reco. Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants.

Reco. Un voyant répond à cette exigence.

2.6.4 Alimentation des points d'utilisation extérieurs (10.1.3.6)

- L'alimentation des points d'utilisation extérieurs doit être réalisée en câble conformément aux dispositions du 5-52.

 Cas particulier de l'accessibilité aux locaux collectifs des ensembles résidentiels comprenant plusieurs maisons individuelles groupées :

- éclairage intérieur :

- au moins 100 lux mesurée au sol,
- si l'éclairage est temporisé, l'extinction doit être progressive.

Reco. Diminution progressive ou par paliers, ou par tout autre système de préavis d'extinction.

- équipements et dispositifs de commande d'éclairage et de service, et systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants :

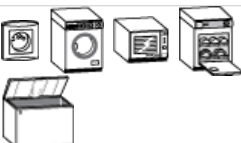
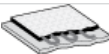
- repérés par un témoin lumineux,
- à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant,
- à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.

Reco. Les dispositifs de commande d'éclairage peuvent être soit automatiques, soit manuels.

3.1 Norme NF C 15-100 : section des conducteurs et calibre des protections

3.1.1 Section des conducteurs d'alimentation et protection contre les surintensités (10.1.4.7.2 et 10.1.3.3.3)

Fig. Q5
section des conducteurs
d'alimentation et
protection contre les
surintensités

Nature du circuit			Section mini. des conducteurs cuivre	Courant assigné maximal du dispositif de protection (disjoncteur)
éclairage	 		point d'éclairage ou prise commandée	1,5 mm ² 16 A
prise de courant 16 A			circuit avec 8 socles max.	1,5 mm ² 16 A
			circuit avec 12 socles max.	2,5 mm ² 20 A
			circuit avec 6 max. socles de prises de courant non spécialisés de la cuisine	2,5 mm ² 20 A
			circuits spécialisés (lave-linge, sèche-linge, four...)	2,5 mm ² 20 A
volets roulants			-	1,5 mm ² 16 A
VMC			-	1,5 mm ² 2 A
pilotage			cas particuliers	1,5 mm ² jusqu'à 16 A
			circuit d'asservissement tarifaire fil pilote, gestionnaire d'énergie	1,5 mm ² 2 A
chauffe-eau			chauffe-eau électrique non instantané	2,5 mm ² 20 A
cuisson		plaque de cuisson, cuisinière	monophasé	6 mm ² 32 A
			triphasé	2,5 mm ² 20 A
chauffage 230 V		émetteurs muraux (convecteurs, panneaux radiants)	3500 W	1,5 mm ² 16 A
			4500 W	2,5 mm ² 20 A
			5750 W	4 mm ² 25 A
			7250 W	6 mm ² 32 A
		plancher à accumulation ou direct équipé de câbles autorégulants (voir 7-753.4.2)	1700 W	1,5 mm ² 16 A
			3400 W	2,5 mm ² 25 A
			4200 W	4 mm ² 32 A
			5400 W	6 mm ² 40 A
			7500 W	10 mm ² 50 A
autres circuits (y compris le circuit d'alimentation du tableau divisionnaire) ^[a]			1,5 mm ²	16 A
			2,5 mm ²	20 A
			4 mm ²	25 A
			6 mm ²	32 A
IRVE (infrastructure de recharge des véhicules électriques)	socle de prise 16 A 2P + T adapté à la recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables et identifié à cet usage (voir guide UTE C 15-722) ou bornes 16 A		2,5 mm ²	20 A
			bornes 32 A monophasé	10 mm ² 40 A
			bornes 32 A triphasé	10 mm ² 40 A

[a] Ces valeurs ne tiennent pas compte des chutes de tension (voir article 525 de la NF C 15-100). Pour les sections supérieures, se reporter aux règles générales de la NF C 15-100.

3.1.2 Section des conducteurs d'alimentation du tableau de répartition principal dans le cas de branchement à puissance limitée

Tableau de répartition accolé au panneau de contrôle (10.1.4.3.2)	
courant assigné de l'AGCP (disjoncteur de branchement)	section minimale des conducteurs en cuivre
30 A	10 mm ²
45 A	10 mm ²
60 A	16 mm ²
90 A	25 mm ²

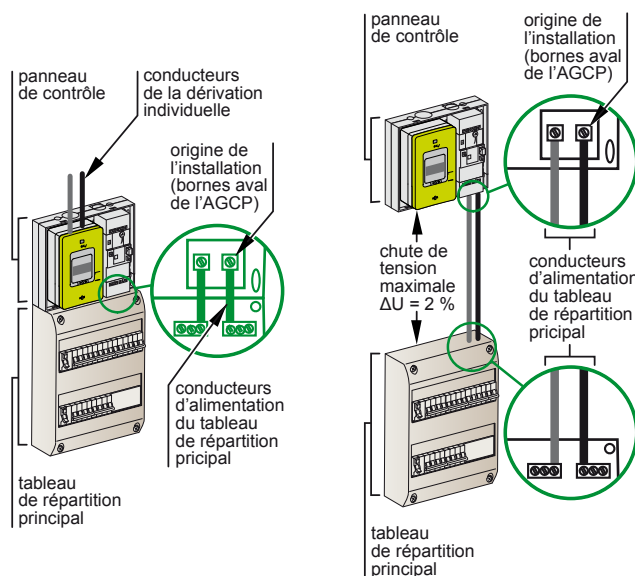
Tableau de répartition éloigné du panneau de contrôle (10.1.4.3.3)				
section des conducteurs en cuivre	longueurs maximales selon le courant assigné de l'AGCP pour une chute de tension de 2% [a]			
	30 A [b]	45 A	60 A [b]	90 A
10 mm ²	33 m	22 m	interdit	interdit
16 mm ²	53 m	36 m	27 m	interdit
25 mm ²	83 m	56 m	42 m	28 m
35 mm ²	117 m	78 m	58 m	39 m
50 mm ²	167 m	111 m	83 m	56 m
70 mm ²	233 m	156 m	117 m	78 m
95 mm ²	317 m	211 m	158 m	106 m
120 mm ²	400 m	267 m	200 m	133 m

[a] Pour une chute de tension de 1%, les longueurs sont à diviser par 2.

[b] Dans le cas d'une alimentation triphasée, les longueurs sont à multiplier par 2.

Fig. Q6

section des conducteurs
d'alimentation du tableau
de répartition principal
dans le cas de
branchement à puissance
limitée



3.2 Norme NF C 15-100 : circuits spécialisés

Chaque gros électroménager doit être alimenté par un circuit spécialisé.
Au moins 4 circuits spécialisés doivent être prévus (10.1.3.4.).

3.2.1 1 circuit cuisson

1 circuit alimentation cuisinière ou plaque cuisson seule sur boîte de connexion ou prise 32 A mono ou 20 A tri.

3.2.2 3 circuits avec socle prise de courant 16 A

- Pour alimentation d'appareils du type lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge, four indépendant.

3.2.3 Autres circuits

- D'autres circuits spécialisés sont à mettre en œuvre si les applications sont prévues (10.1.3.4.) :
 - chauffe-eau,
 - circuit prise de courant de la gaine technique logement,
 - chaudière et ses auxiliaires,
 - pompe à chaleur,
 - climatisation,
 - appareil de chauffage électrique,
 - appareil de chauffage salle de bains (par exemple sèche-serviette)
 - piscine,
 - circuits extérieurs (alimentation d'une ou plusieurs utilisations non fixées au bâtiment, par ex. éclairage jardin, portail automatique, etc.),
 - volets roulants électriques,
 - stores "bannes",
 - alarmes, contrôles, etc.
 - VMC lorsqu'elle n'est pas collective,
 - tableaux divisionnaires,
 - circuits de recharge des véhicules électriques,
 - congélateur.

Reco. Lorsque l'emplacement du congélateur est défini, il convient de prévoir 1 circuit spécialisé avec 1 dispositif différentiel 30 mA spécifique à ce circuit, de préférence à immunité renforcée (possibilité d'alimentation par transformateur de séparation).

3.3 Norme NF C 15-100 : protection différentielle 30 mA

- Tous les circuits de l'installation doivent être protégés par un dispositif différentiel résiduel (DDR) 30 mA (10.1.4.7.3.) :
 - le nombre, le type et le courant assigné sont donnés dans le tableau 10-1G ci-contre,
 - ces dispositifs doivent être placés à l'origine de tous les circuits.

3.3.1 Chauffage électrique avec fil pilote

- L'ensemble des circuits de chauffage, y compris le fil pilote, est placé par zone de pilotage sous un même 30 mA.

3.3.2 Circuits extérieurs (10.1.4.7.3.1.)

- La protection des circuits extérieurs, alimentant des applications extérieures non fixées au bâtiment, doit être distincte de celle des circuits intérieurs.

3.3.3 Planchers chauffants (10.1.4.7.3.1.)

- Pour les planchers chauffants, quel que soit le type de câble chauffant, la protection doit être assurée par $\text{DDR} \leq 30 \text{ mA}$, chaque DDR étant prévu pour une puissance assignée des éléments chauffants au plus égale à 13 kW sous 400 V ou 7,5 kW sous 230 V (tableau 10-1G).
- En rénovation totale, lorsque les éléments chauffants sont conservés, ils doivent être protégés de la façon suivante :
 - dans la salle de bain, protection par $\text{DDR} \leq 30 \text{ mA}$ quel que soit le type de câble chauffant,
 - pour les autres locaux, lorsque le câble possède une armature métallique reliée à la terre un $\text{DDR} \leq 500 \text{ mA}$ est admis et dans le cas contraire la protection par $\text{DDR} \leq 30 \text{ mA}$ s'impose.

3.3.4 Tableau 10-1G

Choix des dispositifs différentiels à courant résiduel (DDR)

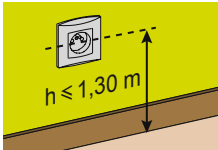
Principe	Règle	
Nombre de DDR	2 minimum	
Type de DDR	Type A	- pour les circuits suivants : - cuisinière ou plaque de cuisson, - lave-linge, - infrastructure de charge de véhicule électrique (IRVE) le cas échéant.
	Type A ou Type AC	pour les autres circuits.
	Type B	en lieu et place du Type A pour certaines applications alimentées à travers un redresseur triphasé.
Nombre de circuits sous un DDR	8 maximum	
Courant assigné	soit par rapport à l'amont	$I_n \text{ DDR} \geq I_n \text{ de l'AGCP}$
	soit par rapport à l'aval	$I_n \text{ DDR} \geq$ 1 fois la somme des I_n des dispositifs de protection des circuits alimentant le chauffage direct, l'IRVE et l'eau chaude sanitaire + 0,5 fois la somme des I_n des dispositifs de protection des circuits alimentant les autres usages.
Répartition des charges	Les circuits d'éclairage, comme les circuits prises de courant doivent être répartis sous au moins deux DDR	

3.4 Norme NF C 15-100 : prises de courant

3.4.1 Installation des prises de courant

- Installation de façon à ce que l'axe des alvéoles soit au moins à 50 mm au-dessus du sol fini pour les socles < 32 A et 120 mm au moins pour les socles 32 A. (555.1.9).
-  L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol, à l'exception du socle dédié à la hotte.

Fig. Q7
installation des prises de courant



3.4.2 Fixation des prises de courant (10.1.3.9.1.)

Fixation par griffes interdite depuis le 1^{er} juin 2004.

Reco. Utilisation recommandée de boîtes d'encastrement mixtes.

3.4.3 Emplacement

- Au moins 1 socle prise de courant 16 A doit être placé à proximité de chaque prise de communication ou de télévision. (10.4)
-  Pour chaque pièce de l'unité de vie du logement un socle de prise de courant 16 A 2P + T et non commandé doit être disposé à proximité immédiate du dispositif de commande d'éclairage.

Fig. Q8
emplacement des prises
de courant



3.4.4 Limitation du nombre de socles prises de courant 16 A, non spécialisées dans 1 même circuit (10.1.3.3.3.)

- 8 prises, si conducteurs 1,5 mm².
- 12 prises, si conducteurs 2,5 mm².
- 6 prises avec conducteurs 2,5 mm² pour le circuit dédié de la cuisine.

3.4.5 Protection circuits prises de courant

(10.1.4.7.2. - Tableau 10-1F)

- Conducteurs 1,5 mm² = disjoncteur 16 A.
- Conducteurs 2,5 mm² = disjoncteur 20 A.

3.5 Norme NF C 15-100 : prises de communication

3.5.1 Nombre minimal de prises de communication (11.2.1.1)

- Au moins 1 socle par pièce principale dont 1 près de la prise télévision quand elle existe dans la pièce.
- Minimum de 2 socles pour les logements de 2 pièces et moins.
- Il est admis d'équiper, d'un minimum de deux socles de communication, les logements de trois pièces et plus, à la condition que chaque pièce principale soit au moins desservie, depuis le tableau de communication, par un câble de communication mis en attente dans une boîte.

3.5.2 Nombre minimal de prises télévision (771.559.6.1.2)

- Lorsque les réseaux de communication n'assurent pas la fonction de distribution de la télévision, l'équipement minimum consiste en la pose de :
 - 1 prise télévision est admise dans les logements comprenant une seule pièce principale.
 - au moins 2 prises télévisions dans les logements comprenant de deux à quatre pièces principales
 - au moins 3 prises télévisions dans les logements comprenant cinq pièces principales et plus

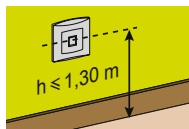
3.5.3 Installation (771.559.6.2)

- Chaque socle doit être desservi par une canalisation provenant du tableau de communication de la Gaine Technique Logement (GTL).
- Fixation à griffes non admise.
- Pour les prises mixtes (BT + communication), une cloison doit séparer les 2 socles. L'intervention sur un des socles doit pouvoir être effectuée sans intervention sur l'autre.

3.5.4 Emplacement

- Prises de communication et télévision non admises dans les volumes 0, 1 et 2 et volume caché des locaux contenant 1 baignoire ou 1 douche (11.2.2.).
- L'axe des socles doit être situé à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.

Fig. Q9
emplacement des prises
de communication



3.6 Norme NF C 15-100 : éclairage

3.6.1 Nombre minimal de circuits d'éclairage (10.1.3.2.4.)

- Au moins 2 circuits pour logements à partir de 2 pièces principales.

3.6.2 Nombre de points d'éclairage alimentés par un même circuit (10.1.3.2.3.)

- Il est limité à 8.
- Spots ou bandeaux lumineux = 1 point d'éclairage par tranche de 300 VA dans la même pièce.

3.6.3 Protection des circuits d'éclairage (10.1.4.7.2. - Tableau 10-1F)

- Circuit 1,5 mm² : disjoncteur 16 A.

3.6.4 Installation d'appareillage manuel de commande (771.536.5)

- ♿ Généralement placé près d'une porte, à portée de la main, du côté de l'ouvrant.
- ♿ Hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m, au-dessus du sol fini.

3.6.5 Commande couloirs et circulations (771.536.5)

- ♿ Par dispositif de commande manuel placé :
 - à moins d'1 m de chaque accès, si ce dispositif ne comporte pas de voyant lumineux,
 - à moins de 2 m de chaque accès, si ce dispositif comporte 1 voyant lumineux.
- ♿ Par système automatique (détection de présence).

3.6.6 Prises de courant commandées (10.1.3.8.2)

- Chaque socle est compté comme 1 point d'éclairage.
- Alimentation par les circuits d'éclairage.
- Courant nominal socle = 16 A.
- Reco. Recommandation de repérage des socles.
- Les socles de prises de courant commandés ne se substituent pas aux socles spécialisés et non spécialisés

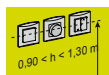
3.6.7 Nombre de socles de prise de courant commandés et dispositif de commande (10.1.3.8.2.)

- 2 socles au plus placés dans la même pièce : utilisation d'un interrupteur.
- Plus de 2 socles : utilisation de télérupteur, contacteur ou similaire.

3.6.8 Emplacement des dispositifs de commande

- ♿ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.
- ♿ Sont concernés les interrupteurs de commande d'éclairage.
- ♿ Un dispositif de commande d'éclairage doit être situé en entrée à l'intérieur de chaque pièce.
 - Dans le cas des locaux contenant une baignoire ou une douche, le dispositif de commande manuelle peut, pour respecter les règles liées aux volumes, être disposé à l'extérieur.

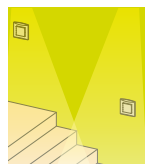
Fig. Q10
emplacement des
dispositifs de commande



3.6.9 Escaliers

🚶 Dans les logements réalisés sur plusieurs niveaux, tout escalier doit comporter 1 dispositif d'éclairage artificiel supprimant toute zone d'ombre, commandé aux différents niveaux desservis.

Fig. Q11
escaliers



3.6.10 Cheminements extérieurs

🚶 Un dispositif d'éclairage doit permettre, lorsque l'éclairement naturel n'est pas suffisant, d'assurer une valeur d'éclairement mesurée au sol d'au moins 20 lux en tout point du cheminement.

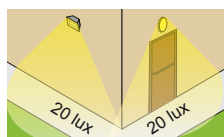
🚶 Ce dispositif d'éclairage peut être à commande manuelle ou automatique.

🚶 Les dispositifs de commande et de service situés sur les cheminements extérieurs accessibles doivent être repérables grâce notamment à un éclairage particulier ou un contraste visuel.

🚶 Sont visés notamment les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants.

🚶 1 voyant répond à cette exigence.

Fig. Q12
cheminements extérieurs



3.6.11 Locaux et équipements collectifs

🚶 Les équipements et dispositifs de commande d'éclairage et les systèmes de contrôle d'accès ou de communication entre visiteurs et occupants, doivent être :

- repérés par un témoin lumineux,
- situés à plus de 0,40 m d'un angle rentrant de parois ou de tout autre obstacle à l'approche d'un fauteuil roulant,
- à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m.

Fig. Q13
locaux et équipements
collectifs



3.7 Norme NF C 15-100 : boîtes de connexion & DCL

3.7.1 Boîte de connexion (559.1.1)

- Obligatoire si la canalisation est encastrée.
- Non obligatoire si la canalisation est en saillie et si le matériel est pourvu de bornes de raccordement réseau (par exemple hublot, etc.).

3.7.2 Boîte de connexion pour alimentation des points d'éclairage (559.1.1)

- Si la fixation est dans un plafond, elle doit être prévue pour la suspension de luminaire avec une charge d'un minimum de 25 kg.

Reco. Fixation de la boîte à la structure du bâtiment.

3.7.3 DCL (dispositifs connexion luminaires) (559.1.1)

- Obligatoire en présence d'une boîte de connexion.

3.7.4 Dérogations

- Pour les dérogations, se référer à l'article 10.1.3.2.5.

3.7.5 Champ d'application DCL

- Luminaire de courant nominal ≤ 6 A.

3.7.6 Conséquences dans le logement

- DCL obligatoire dans tous les locaux.
- Cas des locaux recevant une baignoire ou une douche :
 - dans les volumes 0 et 1, l'installation d'un socle DCL est interdite,
 - dans le volume 2, lorsque le socle DCL n'est pas connecté et recouvert par un luminaire adapté aux exigences de ce volume, ce socle DCL peut être laissé en attente.
Dans ce cas, le socle DCL doit être muni d'un obturateur lui conférant l'IP X4 minimum.

3.8 Norme NF C 15-100 : schéma et identification des circuits

3.8.1 Schémas (10.1.5.2)

Etablir un schéma, diagramme ou tableau à destination de l'utilisateur

Reco. Un schéma unifilaire comportant les éléments ci-dessous répond à cette obligation :

- nature et type des dispositifs de protection et de commande,
- courant de réglage et sensibilité des dispositifs de protection et de commande,
- puissance prévisionnelle,
- nature des canalisations pour circuits extérieurs,
- nombre et section des conducteurs,
- application (éclairage, prises, etc.),
- local desservi (chambre 1, cuisine, etc.).

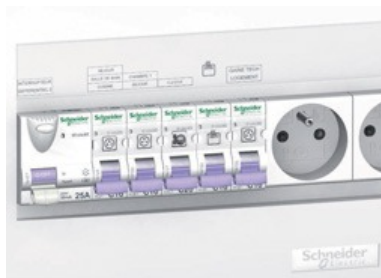
3.8.2 Identification des circuits (10.1.5.1.)

- Chaque circuit doit être repéré par une indication appropriée, correspondant aux besoins de l'usager et du professionnel.
- Ce repérage doit rester visible après l'installation du tableau.

3.8.3 Repérage des circuits au tableau

- Locaux + fonctions.
- Pictogrammes ou autres indications appropriées.

Fig. Q14
schéma et identification
des circuits



3.9 Norme NF C 15-100 : chauffage électrique

3.9.1 Fil pilote (10.1.4.7.1.2.)

- Le sectionnement du fil pilote doit être prévu.
- Sectionnement réalisé à l'origine de chacun des circuits de chauffage par dispositif associé au dispositif de protection.

3.9.2 Sectionnement

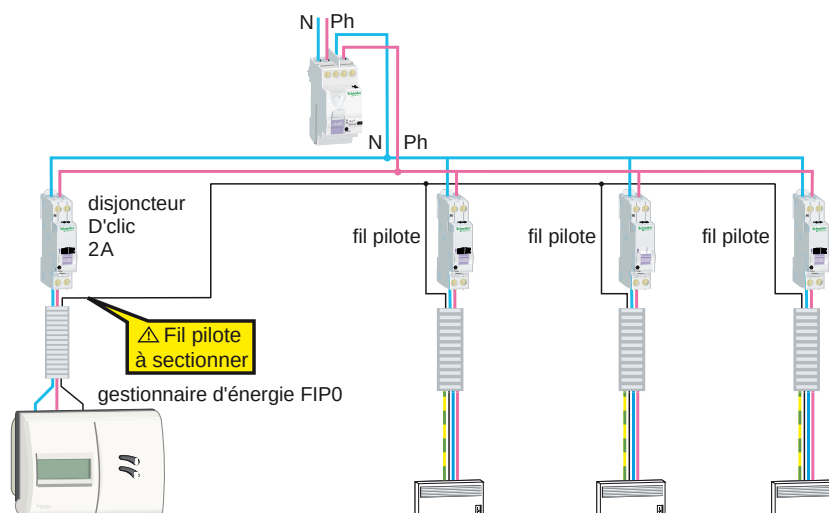
- Possibilité d'avoir le sectionnement :
 - soit en association avec un interrupteur général de chauffage,
 - soit par un dispositif indépendant, le dispositif de protection dédié à la gestion d'énergie pouvant remplir cette fonction.
- Si sectionnement indépendant, obligation de marquage "Attention fil pilote à sectionner" :
 - sur tableau de répartition,
 - à l'intérieur de la boîte de connexion de l'équipement de chauffage.

3.9.3 Emplacement des dispositifs de commande

♿ Tous les dispositifs manuels de commande fonctionnelle doivent être situés à une hauteur comprise entre 0,90 et 1,30 m du sol.

Reco. Sont concernés entre autre les thermostats en ambiance.

Fig. Q15
exemple de
sectionnement du fil pilote
par le disjoncteur 2 A
D'clac XP ou D'clac XE,
dédié au gestionnaire
d'énergie



3.10 Norme NF C 15-100 : protection contre la foudre

3.10.1 Conditions de mise en œuvre des parafoudres (tableau 10-1H)

Caractéristiques et alimentation du bâtiment	Densité de foudroiement (Ng) Niveau kéraunique (Nk)	
	Ng ≤ 2,5 Nk ≤ 25 (AQ1)	Ng > 2,5 Nk > 25 (AQ2)
Bâtiment équipé d'un paratonnerre	obligatoire ^{[b],[c]}	obligatoire ^{[b],[c]}
Alimentation BT par une ligne entièrement ou partiellement aérienne ^[c]	non obligatoire ^[d]	obligatoire ^[e]
Alimentation BT par une ligne entièrement souterraine	non obligatoire ^[d]	non obligatoire ^[d]
L'indisponibilité de l'installation et/ou des matériels concerne la sécurité des personnes ^[a]	selon analyse du risque	obligatoire

[a] c'est le cas par exemple :

- de certaines installations où une médicalisation à domicile est présente ;
- d'installations comportant des Systèmes de Sécurité Incendie, d'alarmes techniques, d'alarmes sociales, etc.

[b] Dans le cas des bâtiments intégrant le poste de transformation, si la prise de terre du neutre du transformateur est confondue avec la prise de terre des masses interconnectée à la prise de terre du paratonnerre, la mise en œuvre de parafoudres n'est pas obligatoire.

Dans le cas contraire, lorsque le bâtiment comporte plusieurs installations privatives, le parafoudre de type 1 ne pouvant être mis en œuvre à l'origine de l'installation est remplacé par des parafoudres de type 2 ($I_n \geq 5$ kA) placés à l'origine de chacune des installations privatives.

[c] Les lignes aériennes constituées de conducteurs isolés avec écran métallique relié à la terre sont à considérer comme équivalentes à des câbles souterrains.

[d] L'utilisation de parafoudre peut également être nécessaire pour la protection de matériels électriques ou électroniques dont le coût et l'indisponibilité peuvent être critique dans l'installation comme indiqué par l'analyse du risque.

[e] Toutefois, l'absence d'un parafoudre est admise si elle est justifiée par l'analyse du risque définie dans le guide UTE C 15-443 (6.2.2).

3.10.2 Circuit de communication (771.443)

Reco. Recommandation d'installation d'un parafoudre sur le circuit de communication lorsqu'un parafoudre est mis en œuvre sur le circuit de puissance.

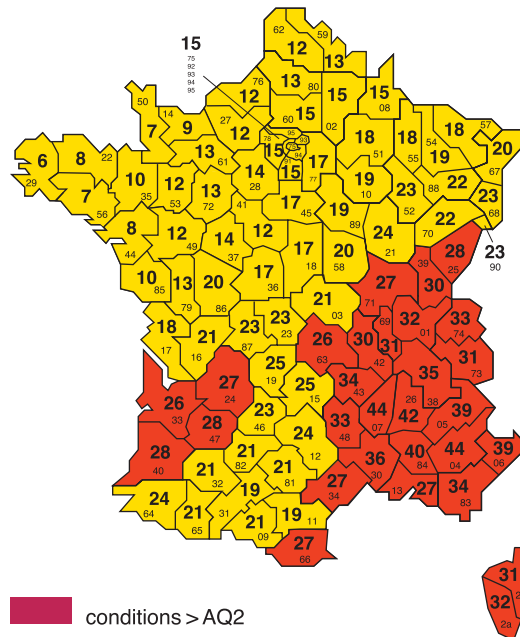
3.10.3 Mise en œuvre des parafoudres (771.443)

Les densités de foudroiement supérieures aux conditions AQ2 sont données ci-dessous :

Carte des niveaux kérauniques (Nk)

- Mayotte : Nk = 39,8
- Guyane : Nk = 33,75
- Tahiti : Nk = 31,25
- Guadeloupe : Nk = 31
- Martinique : Nk = 26,75
- Réunion : Nk = 10
- Nouvelle Calédonie : Nk = 7,9
- Saint Pierre et Miquelon : Nk = 5

Fig. Q16
carte des niveaux
kérauniques



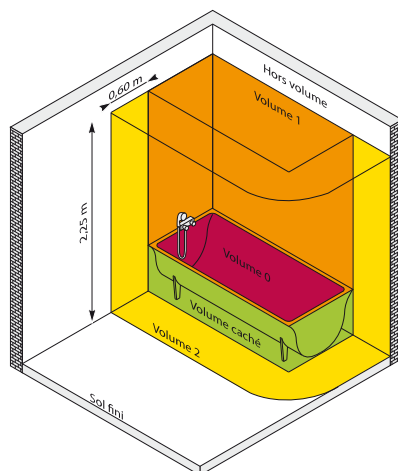
3.11 Norme NF C 15-100 : locaux contenant une baignoire ou une douche

3.11.1 Définition des volumes (701.2)

Pour la baignoire ou la douche avec receveur

- Le volume 0 est le volume intérieur du receveur de douche, de la baignoire, du spa fixe ou de la baignoire de balnéothérapie.
- Le volume 1 est délimité :
 - d'une part, par la surface à génératrice verticale circonscrite au bord extérieur de la baignoire ou du receveur,
 - d'autre part, par le plan horizontal situé à 2,25 m au-dessus du sol fini ou du fond de la baignoire ou du receveur si celui-ci est au-dessus du sol fini.

Fig. Q17
exemple de local
contenant une baignoire
ou une douche avec
receveur (figure 701B)

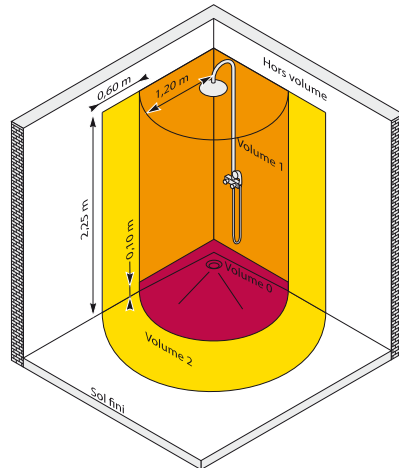


Pour la douche de plain-pied (sans receveur)

- Le volume 0 est le volume limité :
 - en partie basse par le fond de la douche,
 - en partie haute par le plan horizontal situé à 10 cm au-dessus du point le plus haut du fond de la douche,

- en partie latérale par les limites du volume 1.
- Le volume 1 est délimité par la surface cylindrique à génératrice verticale de rayon 1,20 m et dont l'axe passe par le point de référence.

Fig. Q18
exemple de local
contenant une douche
sans receveur (figure
701A)



Dans tous les cas

- Le volume 1 ne comprend pas le volume 0.
- Le volume 2 est le volume situé à 0,6 m du bord du volume 1. La limite en hauteur est identique à celle du volume 1. La limite basse est celle du sol fini.
- Le volume caché est le volume accessible situé sous la baignoire, la douche ou le spa fixe ou la baignoire de balnéothérapie.
- Tout ce qui n'est pas défini comme volume 0, 1, 2 ou volume caché, mais qui se trouve dans le local se trouve hors volume.
- Un emplacement fermé par une porte toute hauteur avec imposte est hors volume.
- Les caractéristiques d'un matériel installé à cheval sur plusieurs volume doivent respecter celles du volume concerné le plus contraignant.

Reco. Exemple : un matériel ou équipement électrique installé à cheval sur les volumes 1 et 2 est considéré comme étant en volume 1 du point de vue du risque électrique.

- Toutefois, les armoires de toilette de classe II comportant un socle de prise de courant 2P + T peuvent être installées dans le volume 2 à condition que la partie de ces armoires comportant ce socle de prise de courant 2P + T soit située hors volume.

Le point de référence est

- soit le centre de la douche de tête,

Reco. ce qui ne correspond pas forcément à une arrivée d'eau,

- soit en cas d'une douchette, le point-raccord du flexible,
- soit dans le cas de la douche pluie, l'ensemble des points constituant le périmètre extérieur de la douche pluie.

3.11.2 Matériels électriques admis selon les volumes (tableau 701A)

	volume 0	volume 1	volume 2	caché
degré de protection	IPX7	IPX4 ^[d]	IPX4 ^[c]	IPX4
canalisation	● alimenté par TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC	● II ^[a]	● II ^[a]	● II ^[a]
appareillage	● Interdit	● Dispositifs de commande des circuits TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC	● Alimenté par TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC ● PC rasoir ^[b] ● Socle DCL protégé par DDR 30 mA	● interdit
matériels d'utilisation hors chauffe-eau ^[e]	● alimenté par TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC	● alimenté par TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC	● classe II et protégé par DDR 30 mA ● ou alimenté par TBTS limitée à 12 VCA ou 30 VCC	● Voir 701.3.7.1

II Admis si classe II ou équivalent classe II

[a] Limitées à celles nécessaires à l'alimentation des appareils situés dans ce volume.

[b] Socle de prise de courant alimenté par un transformateur de séparation de puissance assignée comprise entre 20 VA et 50 VA conforme à la norme NF EN 61558-2-5 : "Sécurité des transformateurs, bobines d'inductance, blocs d'alimentation et des combinaisons de ces éléments - Partie 2-5 : Règles particulières et essais pour les transformateurs pour rasoirs, blocs d'alimentation incorporant un transformateur pour rasoirs et blocs d'alimentation pour rasoirs".

[c] IPX5 si ce volume est soumis à des jets d'eau pour des raisons de nettoyage, par exemple dans les piscines, et bains publics et les douches à jets horizontaux.

[d] IPX5 si ce volume est soumis à des jets d'eau pour des raisons de nettoyage, par exemple dans les bains publics.

[e] Pour le chauffe-eau, voir 701.3.6.

3.12 Norme NF C 15-100 : gaine technique logement

3.12.1 Espace technique électrique du logement (10.1.4.1.1)

- L'espace technique électrique du logement (ETEL) est un emplacement du logement dédié à l'alimentation électrique, la protection électrique et le contrôle commande. Le volume défini dans le présent sous-paragraphe, même partiellement occupé, doit néanmoins rester dédié à la GTL, toute autre destination du volume restant interdite.

3.12.2 Dimensions minimales de l'ETEL (10.1.4.1.2)

- Les dimensions intérieures minimales de l'ETEL sont pour tous les logements :
 - largeur = 600 mm,
 - profondeur = 250 mm,
 - hauteur = toute la hauteur du sol fini au plafond.

3.12.3 Gaine Technique du Logement (10.1.4.2.2)

La GTL n'étant pas considérée dans son ensemble comme une enveloppe des matériels électriques et électroniques, chacun des matériels incorporés doit être doté d'une protection contre les chocs électriques et mécaniques et contre les perturbations électromagnétiques.

La GTL sera matérialisée par l'installation structurée dans l'ETEL des éléments constitutifs ci-dessous listés.

- Les éléments suivants sont placés dans la GTL :
 - le tableau de répartition principal du logement,
 - la coupure d'urgence de toutes les sources de production du logement,
 - le panneau de contrôle s'il est placé à l'intérieur du logement,
 - toutes les arrivées et tous les départs des circuits de puissance et des réseaux de communication.
- Dès qu'ils sont prévus d'être installés, les éléments suivants sont placés dans la GTL :
 - des éléments dédiés à la communication décrits dans le Titre 11,
 - les installations de gestion du bâtiment,

- au moins deux socles de prise de courant 16 A 2P + T, protégés par un circuit dédié pour alimenter les appareils des applications de communication placés dans la GTL (équipements de communication numériques, etc.).
Reco. Il est recommandé d'installer ces socles dans le tableau de communication.
 - Lorsque des socles de prise de courant sont installés dans le tableau de communication (décrit au paragraphe 11.3.2), ils doivent être physiquement séparés des équipements de communication et être alimentés par une canalisation présentant une isolation équivalente à la classe II.
 - le cas échéant les installations de sonorisation, de vidéo-protection, d'alarme anti-intrusion ou d'alarme technique du logement.
 - La matérialisation de la GTL est obligatoire :
 - en partie basse, lorsque les départs et les arrivées s'effectuent par le bas,
 - en partie haute, lorsque les départs et les arrivées s'effectuent par le haut,
 - en parties haute et basse, lorsque les départs et les arrivées s'effectuent par le haut et par le bas.
- Dans tous les cas, l'accès à toutes les arrivées et départs des réseaux de puissance et de communication doit être possible au moyen de parties démontables et/ou mobiles.

Fig. Q19
gaine technique logement



3.12.4 Tableau de contrôle (10.1.4.5)

- Le panneau de contrôle supporte l'appareil général de commande et de protection (AGCP) et le compteur électrique.
- Ses caractéristiques et les règles de mise en oeuvre sont définies dans la norme NF C 14-100.

3.12.5 Tableau de répartition (10.1.4.6)

- Une réserve minimale de 20% doit être respectée pour chacun des tableaux. Toutefois il est admis de limiter la réserve à 6 modules pour chaque logement d'un immeuble collectif d'habitation.

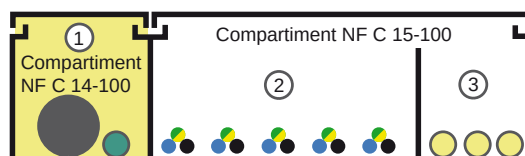
3.12.6 Tableau de communication (11.3.2)

- Le tableau de communication doit être protégé par une enveloppe. Dans le cas où il est placé dans une enveloppe commune avec le tableau de répartition, leurs volumes doivent être cloisonnés et les accès (par plastrons ou capots) à ces volumes indépendants.
- Le tableau de communication reçoit au moins :
 - le point de livraison des opérateurs de télécommunications (DTI) ainsi qu'un répartiteur équipé de socles RJ45,
 - les socles RJ45 connectés aux câbles de communication alimentant les socles des prises terminales (voir 771.559.6.1) ;
- le répartiteur passif de télédiffusion, le cas échéant,
- une barrette de terre,
 - Reco.** dans le cas de solution automatique, certains de ces éléments peuvent être partiellement ou totalement combinés.
 - une longueur de 100 mm de rail pour permettre la mise en oeuvre du DTIO, lorsque le raccordement par fibre optique est requis.

3.12.7 Canalisation (771.558.2.5)

- Dans tous les cas, le cheminement des réseaux de puissance et de communication doit se faire dans des conduits distincts ou des compartiments de goulottes distincts. Les croisements entre ces canalisation doivent être évités ou être réalisés à 90°. Il faut veiller à ne pas réaliser de boucles. (10.1.4.2.2)
- Pour les arrivées du branchement, prendre en compte les exigences de la NF C 14-100.

Fig. Q20
canalisation



- 1 - compartiment dérivation individuelle (NF C 14-100)
2 - compartiment puissance
3 - compartiment communication

3.12.8 NF C 14-100 (8.4.1)

Si le câble de branchement est placé dans un compartiment de goulotte, ce compartiment doit être muni d'un dispositif de fermeture indépendant des autres compartiments.

3.12.9 Coupure d'urgence (10.1.4.4)

- Un dispositif de coupure d'urgence doit être prévu dans chaque logement pour couper l'ensemble de l'installation de ce logement.
- Ce dispositif doit :
 - être à action directe ;
 - assurer la fonction de sectionnement ;
 - être accessible en usage normal ;
 - être situé à l'intérieur du logement. Il peut également être situé dans un garage ou un local annexe, à condition qu'il existe un accès direct entre ce garage ou ce local et le logement.
- Dans le cas où le dispositif de coupure d'urgence est situé à l'extérieur du logement ou dans un garage ou local sans accès direct depuis le logement, un dispositif de coupure additionnel à action directe et assurant la fonction de sectionnement doit être installé à l'intérieur du logement.

3.12.10 Hauteur des différents composants

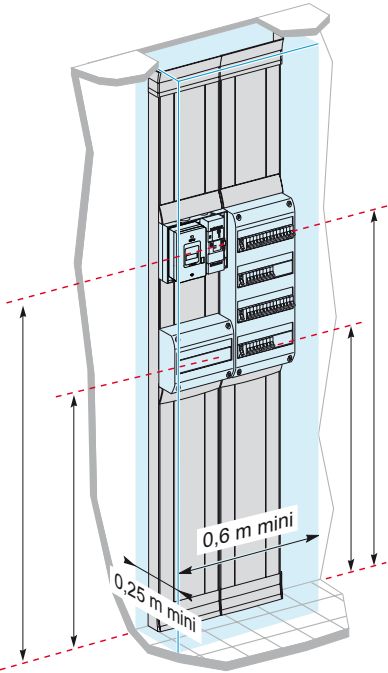
- L'organe de manœuvre du dispositif de coupure d'urgence doit être situé à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,80 m au-dessus du sol fini (10.1.4.4)
 - Les organes de manœuvre des dispositifs de protection du tableau de répartition sont situés à une hauteur comprise entre 0,50 m et 1,80 m. A minima la partie située entre 0,50 m et 0,90 m doit être accessible par une porte. (10.1.4.2.3)
 - Les prises d'alimentation électrique, les prises d'antenne et de téléphone ainsi que les branchements divers imposés par les normes et règlements applicables doivent être situés à une hauteur inférieure ou égale à 1,30 m du sol.
- (Arrêté du 1^{er} août 2006 - art. 11.)

3 La norme NF C 15-100 fonction par fonction

- 🦿 Tous les dispositifs de commande, y compris les dispositifs d'arrêt d'urgence, les dispositifs de manœuvre des fenêtres et portes-fenêtres ainsi que des systèmes d'occultation extérieurs commandés de l'intérieur doivent être :
- situés à une hauteur comprise entre 0,90 m et 1,30 m du sol,
 - manœuvrables en position « debout » comme en position "assis".
(Arrêté du 1^{er} août 2006 - art. 11.)
- 🦿 Il est admis de placer les organes de manœuvre des dispositifs de protection contenus dans le tableau de répartition (disjoncteurs, coupe-circuits à fusibles, interrupteurs et disjoncteurs différentiels) à une hauteur comprise entre 0,75 m et 1,30 m. (circulaire interministérielle n° DGUHC 2007-53 du 30 novembre 2007)
- Les socles de prise de courant fixés sur les parois des locaux ou installés en goulotte, colonne, etc doivent être disposés de telle manière que l'axe du socle de la prise de courant se trouve à une hauteur d'au moins 50 mm au-dessus du sol fini pour un courant assigné inférieur ou égal à 20 A. Cette hauteur est portée à 120 mm pour les socles de prise de courant de courant assigné supérieur à 20 A. (555.1.9)

Synthèse des différentes normes et réglementations			
		dispositions normatives relatives à la NF C 15-100	🦿 réglementations relatives à l'accessibilité aux personnes handicapées
1	Coupure d'urgence	● entre 0,9 et 1,80 m	entre 0,90 et 1,30 m
2	Organe de manœuvre des appareillage dans coffret de répartition	● entre 0,9 m (0,5 m si accessible par une porte) et 1,80 m	entre 0,75 et 1,30 m
3	Axe des socles de prise de courant du tableau de communication	● au dessus de 0,05 m	entre 0,05 et 1,30 m

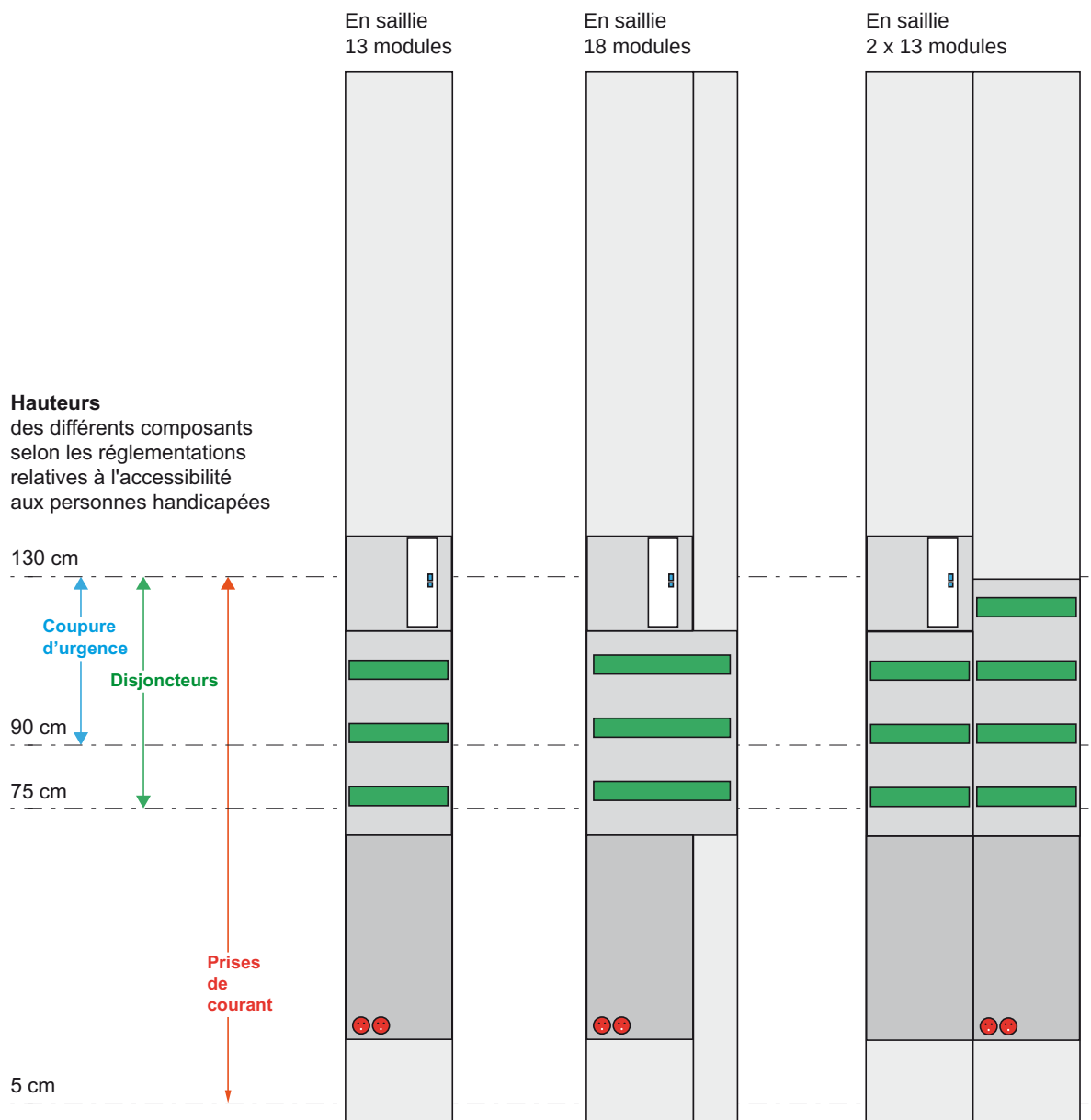
Fig. Q21
hauteur des différents composants



Q28

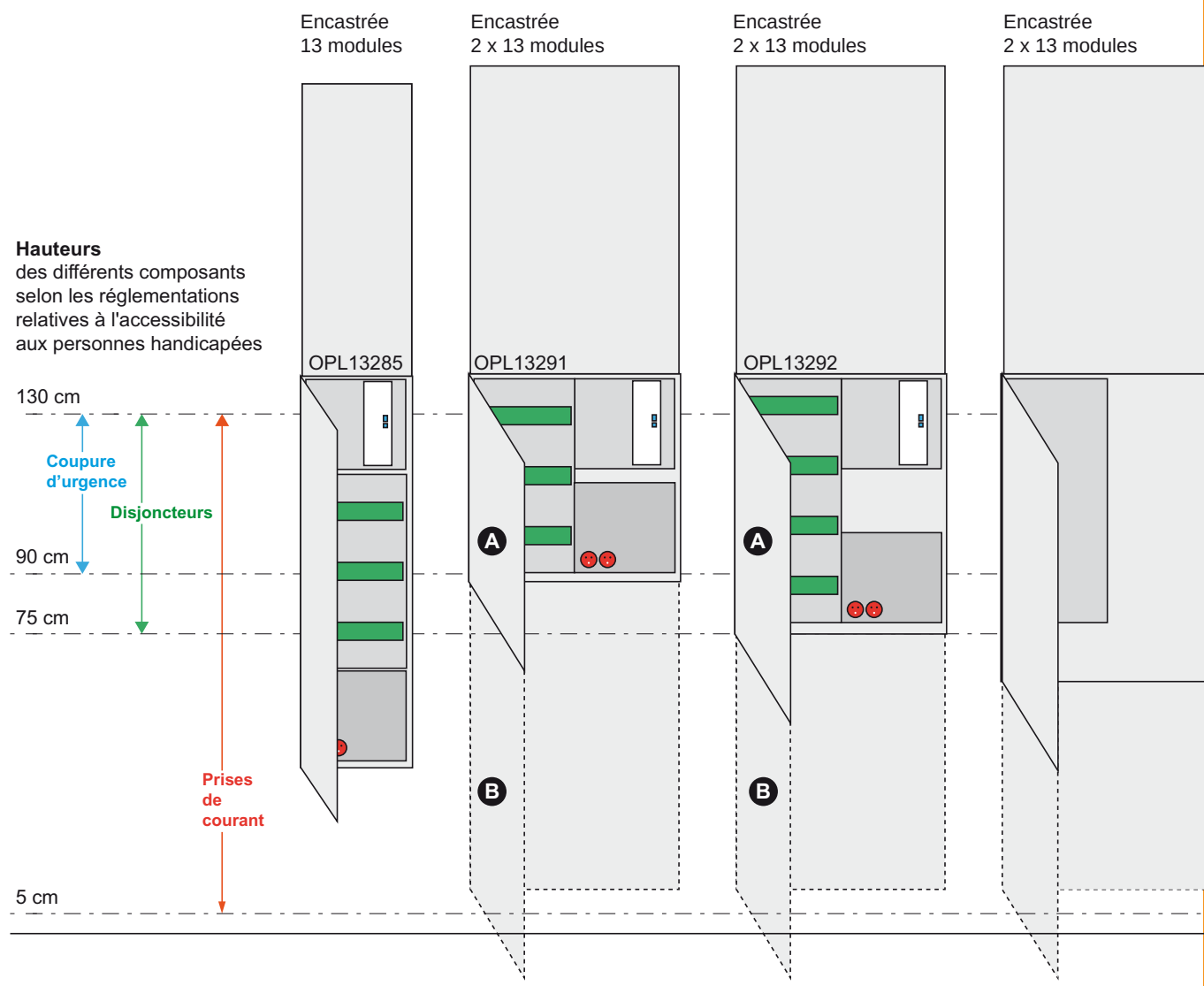
4 Exemples de mise en oeuvre d'une GTL (Gaine Technique Logement)

Fig. Q22: modèle de GTL en saillie



4 Exemples de mise en oeuvre d'une GTL (Gaine Technique Logement)

Fig. Q22bis: modèle de GTL encastrée



5.1 RT 2012

5.1.1 Réglementation Thermique 2012

La RT 2012, applicable le 1^{er} janvier 2013 pour le résidentiel, impose l'atteinte de plusieurs niveaux de performances : TIC, BBio, Cepmax.

Elle impose également des moyens permettant d'informer les occupants des logements sur leur consommation notamment en affichant dans le volume habitable la consommation de 5 usages :

- chauffage,
- refroidissement,
- production d'eau chaude sanitaire,
- réseau prises électriques,
- autres.

Gestion des fuites d'air

- Les fuites d'air par les gaines électriques génère une surconsommation de 5 à 20 kWh / m² / an.
- Les boîtes Multifix Air de Schneider Electric intègrent des membranes souples qui maintiennent les gaines en place et réduisent ainsi de 96% les déperditions d'air.

Affichage des consommations

- Prendre en compte les consommations d'une installation électrique (chauffage) permet aux utilisateurs d'agir de manière plus économe.
- Le compteur d'énergie permet de mesurer la consommation d'un circuit donné.

Fig. Q23
boîtes standard et boîtes
étanches



5.2 Loi n° 2010-238

5.2.1 Loi n° 2010-238 et décret n° 2011-36

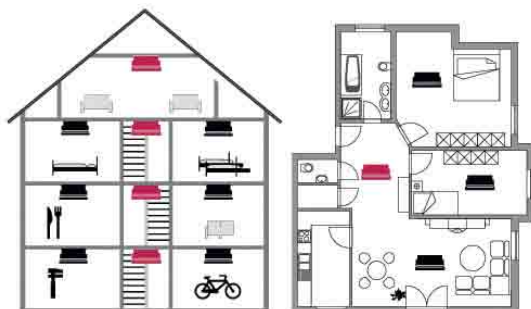
L'installation d'au moins 1 détecteur de fumée normalisé dans chaque logement individuel ou collectif sera rendu obligatoire à partir du 8 mars 2015.

Détection de fumée

Schneider Electric propose un détecteur NF 230 V communicants :

- mise en réseau jusqu'à 25 DAAF avec interconnexion par fil additionnel : l'ensemble des DAAF donne l'alerte lorsqu'un d'entre eux identifie un début d'incendie.
- option report à distance via le relais spécifique réf. MTN548001 délivrant un contact sec à raccorder sur une passerelle web ou téléphone, système domotique KNX...

Fig. Q24
emplacement des
détecteurs de fumées



5.3 Décret n° 2011-873

5.3.1 Décret n° 2011-873 et arrêté du 20 février 2012 relatifs aux articles concernés du code de la construction et de l'habitation

- Le décret n° 2011-873 fixe les dispositions nécessaires à l'installation d'équipements électriques permettant la recharge des véhicules électriques et hybrides dans les parcs de stationnement des bâtiments d'habitation et de bureaux.
- Les dispositions du décret s'appliquent aux bâtiments neufs dont la demande de permis de construire est déposée à partir du 1^{er} juillet 2012 et aux bâtiments existants à compter du 1^{er} janvier 2015.
- Sont concernées, les habitations de plus de deux logements (ainsi que les bâtiments tertiaires) disposant de places de stationnement d'accès sécurisé (garages privés, parkings clos et couverts, etc.).

Recharge des véhicules électriques

- Recharger un véhicule électrique n'est pas un geste anodin, une puissance de l'ordre de 3 000 W est requise sur une durée d'environ 8 h.
- La recharge des véhicules électriques est une application nouvelle présentant des profils de charge particuliers, pour laquelle les socles de prise de courant domestiques actuels^[1] n'ont pas été prévus.
- C'est pourquoi Schneider Electric préconise l'installation d'un dispositif de recharge spécifiquement conçu à cet effet et recommande le Mode 3.
- L'alimentation d'une borne de recharge ou d'un socle de prise de courant est réalisée au moyen d'un circuit spécialisé.
- Issu du tableau principal de répartition du logement (ou d'un tableau divisionnaire), ce circuit spécialisé alimentant le point de connexion doit être :
 - dimensionné a minima pour 16 A avec une section minimale des conducteurs de 2,5 mm²,
 - protégé individuellement contre les chocs électriques par un DDR 30 mA, au moins de type A,
 - protégé contre les surintensités par un disjoncteur 20 A.
- En l'absence de connaissance précise sur les caractéristiques de charge du véhicule à recharger, le point de connexion est matérialisé a minima par une boîte de raccordement en attente.

[1] Les socles de prises de courant conformes à la norme NF C 61-314 non développés spécifiquement et non identifiés par construction pour la charge des véhicules électriques peuvent être utilisés dans le cadre de la recharge des véhicules électriques, à un courant d'emploi au plus égal à 8 A.

Chapitre R

Recommandations pour l'amélioration de la CEM

1	La compatibilité électro-magnétique dans la distribution BT	R2
	1.1 Terminologie et définitions de la CEM	R2
	1.2 La protection des personnes et la CEM	R2
	1.3 Les schémas de liaisons à la terre (SLT) et la CEM	R3
	1.4 Distribution BT avec des équipements sensibles	R4
2	Réseaux de mise à la terre et CEM	R5
	2.1 Un ou plusieurs réseaux de mise à la terre	R5
	2.2 Configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre	R6
3	Mise en œuvre de la CEM	R7
	3.1 CEM : équipotentialité intra et inter-bâtiments	R7
	3.2 CEM : amélioration de l'équipotentialité	R8
	3.3 CEM : ségrégation des câblages	R9
	3.4 CEM : planchers surélevés	R9
	3.5 CEM : cheminements des câbles	R10
	3.6 CEM : canalisations préfabriquées	R14
	3.7 CEM : mise en œuvre des câbles blindés	R15
	3.8 CEM : réseaux de communication	R16
	3.9 CEM : mise en œuvre des parafoudres	R18
	3.10 CEM : câblage des armoires	R19
	3.11 CEM : protection contre les décharges électrostatiques	R22
	3.12 CEM : références normatives	R23
4	Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives	R24
	4.1 Couplage par impédance commune	R24
	4.2 Couplage capacitif	R26
	4.3 Couplage inductif	R28
	4.4 Couplage par rayonnement	R28
5	Recommandations de câblage	R31
	5.1 Classification des signaux	R31
	5.2 Conseils de câblage	R30

1 La compatibilité électro-magnétique dans la distribution BT

Ce chapitre traite de la mise à la terre et de la mise en équipotentialité fonctionnelle des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, à des fins de traitement correct des signaux.

1.1 Terminologie et définitions de la CEM

Les termes suivants sont définis plus spécialement pour la lecture de ce chapitre :

installation de mise à la terre : (VEI 826-13-04)

ensemble des liaisons électriques et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel.

réseau de terre : (VEI 712-04-57)

ensemble de conducteurs enterrés ou placés sur le sol pour améliorer la conductivité de celui-ci.

réseau de mise à la terre ou réseau de mise à la masse

ensemble des liaisons électriques (non enterrées) et dispositifs mis en œuvre dans la mise à la terre d'un réseau, d'une installation ou d'un matériel. Ce terme désigne l'installation de mise à la terre moins le réseau de terre.

équipotentialité : (VEI 826-13-18)

état de parties conductrices ayant un potentiel électrique sensiblement égal.

réseau équipotentiel /de protection /fonctionnel : (VEI 826-13-30/31/32)

Interconnexion de parties conductrices, permettant d'assurer une liaison équipotentielle /de protection /fonctionnelle entre ces parties.

réseau commun de liaison équipotentielle (CBN) : (VEI 826-13-33)

réseau équipotentiel assurant à la fois une liaison équipotentielle de protection et une liaison équipotentielle fonctionnelle.

liaison équipotentielle fonctionnelle : (VEI 826-13-21)

liaison équipotentielle réalisée à des fins fonctionnelles autres que la sécurité.

conducteur parallèle d'accompagnement (PEC) ou câble d'accompagnement de masse

conducteur de protection parallèle aux écrans du câble de transmission des signaux et/ou des données afin de limiter le courant s'écoulant dans les écrans.

masse (dans une installation) ou partie conductrice accessible : (VEI 195-06-10)

partie conductrice d'un matériel, susceptible d'être touchée, et qui n'est pas normalement sous tension, mais peut le devenir lorsque l'isolation principale est défectueuse.

élément conducteur étranger : (VEI 826-12-11)

partie conductrice ne faisant pas partie de l'installation électrique et susceptible d'introduire un potentiel électrique, généralement celui d'une terre locale L'hubriserie métallique d'une fenêtre, la structure métallique d'un bâtiment est un élément conducteur étranger.

les termes suivants ont été définis dans le chapitre : [Les schémas des liaisons à la terre](#)

- prise de terre,
- terre,
- prises de terre électriquement distinctes,
- résistance de terre,
- conducteur de terre,
- conducteur d'équipotentialité,
Note : le conducteur d'équipotentialité n'est défini que pour la protection.
- borne principale,
- liaison équipotentielle principale (LEP).

1.2 La protection des personnes et la CEM

La protection des personnes et la CEM utilisent les mêmes moyens : l'équipotentialité de l'installation de [mise à la terre](#).

La protection des personnes

La sécurité est assurée par la limitation de la tension de contact : l'installation de mise à la terre doit assurer cette équipotentialité. Quand elle n'est plus garantie (cas d'un défaut d'isolement), les schémas des liaisons à la terre (SLT) permettent de gérer, d'éliminer le défaut dangereux et de garantir à nouveau la sécurité des personnes. Les

1 La compatibilité électro-magnétique dans la distribution BT

liaisons à la terre (conducteur de protection PE et les liaisons équipotentielles) sont définies pour supporter les courants de défauts.

La protection des personnes (contre les contacts indirects) est traitée dans le chapitre [La distribution BT](#).

Note : l'équipotentialité est réalisée pour la fréquence du réseau d'alimentation (50 Hz /60 Hz).

La CEM

L'installation de mise à la terre est conçue pour assurer fonctionnellement l'équipotentialité.

Celle-ci permet de garantir :

- une référence de potentiel pour une transmission fiable et de haute qualité des signaux,
- un "effet" d'écran.

Cette équipotentialité est obtenue grâce à une impédance à la masse faible et adaptée permettant de dévier les courants HF (et éventuellement les courants de défaut électrique) sans traverser les appareils ou systèmes électroniques.

Note 1 : l'équipotentialité doit être réalisée pour des fréquences BF et HF (> 1 MHz).

Note 2 : le fait de rajouter des liaisons équipotentielles fonctionnelles pour des fins CEM renforce la sécurité de l'installation électrique (mais néanmoins bien appliquer la Note 3).

Note 3 : les fonctions de protection et de CEM de l'installation de mise à terre étant "confondues", il est obligatoire de vérifier que les liaisons équipotentielles fonctionnelles ne deviennent pas de facto une liaison équipotentielle de protection, car elles ne sont pas conçues pour cela.

2 exemples pour étayer cette obligation

- la structure métallique d'un local peut être mise à la terre (ou non) par une liaison équipotentielle fonctionnelle. Si cette liaison sert de cheminement de câbles pour des raisons CEM, cette liaison équipotentielle fonctionnelle devient une liaison équipotentielle de protection.
- 2 bâtiments ont des installations de mise à la terre séparée. L'interconnexion filaire par câbles blindés entre deux équipements communicants de chaque bâtiment transforme le blindage (liaison équipotentielle fonctionnelle) en conducteur de protection (liaison équipotentielle de protection) si des mesures d'accompagnement de cette liaison ne sont pas mises en place (voir [CEM : équipotentialité intra et inter-bâtiments](#)).

1.3 Les schémas de liaisons à la terre (SLT) et la CEM

Le schéma TN-S pose le moins de problèmes CEM pour les installations comportant des systèmes de technologie de l'information (télécoms entres autres).

Le choix du schéma de liaisons à la terre permet d'assurer la sécurité des personnes et des biens. Le comportement des différents schémas d'un point de vue CEM est à prendre en compte.

La **Figure R1** suivante synthétise leurs caractéristiques principales.

La normalisation européenne (voir NF EN 50174-2 et NF EN 50310) recommande le schéma de liaison à la terre TN-S.

1 La compatibilité électro-magnétique dans la distribution BT

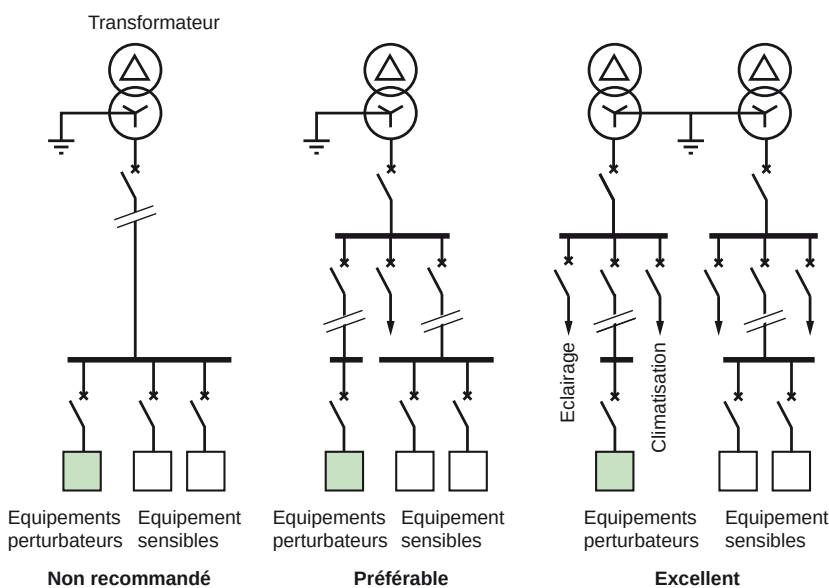
Fig. R1
Principales
caractéristiques des
schémas des liaisons à la
terre (SLT)

	TT	TN-S	IT	TN-C
Sécurité des personnes	Bonne DDR obligatoire	Bonne La continuité du conducteur PE doit être assurée sur toute l'installation		
Sécurité des biens	Bonne Courant de défaut moyen < quelques dizaines d'ampères	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA	Bonne Courant de 1er défaut faible < quelques dizaines de mA, mais fort au 2ème défaut	Mauvaise Courant de défaut fort de l'ordre du kA
Disponibilité de l'énergie	Bonne	Bonne	Très bonne	Bonne
Comportement CEM	Bon - Risque de surtensions - Problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé	Très bon - Peu de problème d'équipotentialité - Nécessite de gérer les appareils à courant de fuite élevé - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)	Mauvais (à éviter) - Risques de surtensions - Filtres et parafoudres de mode commun doivent supporter la tension composée - DDR (disjoncteurs différentiels, interrupteurs différentiels, etc.) sensibilisés si présence de condensateurs de mode commun - Schéma TN au 2ème défaut	Mauvais (à proscrire) - Neutre et PE confondus - Circulation de courants perturbateurs dans les masses (rayonnement champ magnétique important) - Courants de défaut élevés (perturbations transitoires)

1.4 Distribution BT avec des équipements sensibles

Lorsqu'une installation comporte des systèmes de forte puissance (moteurs, climatisation, ascenseur, électronique de puissance, etc.), c'est à dire des équipements pouvant polluer des équipements sensibles, il est conseillé d'avoir un ou plusieurs transformateurs dédiés à ces systèmes. La distribution électrique doit se faire en étoile et tous les départs doivent se faire à partir du TGBT. Les systèmes électroniques (contrôle / commande, régulation, mesures, etc.) doivent être alimentés par un transformateur dédié et en schéma TN-S. La **Figure R2** illustre ces propos.

Fig. R2
Recommandations pour
séparer les équipements
perturbateurs



Pour réaliser la CEM des appareils de technologies de l'information et des autres appareils similaires nécessitant des interconnexions, les différents types de schémas de réseau de mise à la terre nécessitent que des conditions spécifiques soient respectées

Ces conditions spécifiques ne sont pas toujours remplies dans une installation. Ainsi, les directives données dans ce paragraphe sont destinées à ce type d'installation.

Pour les installations spécifiques (salles informatiques, etc.) ou industrielles, un réseau commun de liaison équipotentielle (CBN) peut être envisagé afin de garantir les meilleures performances CEM, en prenant en compte les éléments suivants :

- les systèmes numériques et de nouvelles technologies,
- la conformité aux prescriptions CEM^[1] (émission et immunité),
- la multiplicité des applications électriques,
- un niveau élevé de sécurité, de sécurité des systèmes et de fiabilité et/ou de disponibilité.

2.1 Un ou plusieurs réseaux de mise à la terre

Toutefois, pour les locaux résidentiels où l'utilisation d'appareils électriques est limitée, un réseau de mise à la terre isolé, ou de préférence un réseau maillé de mise à la terre isolé, peut être envisagé.

Il est reconnu que le concept de prises de terre indépendantes et dédiées, chacune servant un réseau de mise à la terre séparé, est une mauvaise conception qui n'est pas acceptable dans le cadre des performances CEM. Dans certains pays, les codes nationaux interdisent une telle pratique.

Il n'est pas recommandé pour obtenir la CEM, même en utilisant une prise de terre unique (cf. **Fig. R3** et **Fig. R4**), d'installer deux réseaux de mise à la terre séparés :

- un réseau de mise à la terre "propre" pour les dispositifs électroniques,
- un réseau de mise à la terre "bruyant" pour l'énergie.

En cas de coup de foudre, le courant de foudre et les courants de suite circuleront dans le circuit dédié du paratonnerre et de sa prise de terre. Par couplage ou par rayonnement, ce courant induit des tensions transitoires, en particulier sur le réseau de mise à la terre "propre", provoquant des défaillances ou endommageant l'installation. Si l'installation et la maintenance sont adaptées, cette conception peut s'avérer sûre (à basses fréquences), mais elle ne convient généralement pas à la CEM (à fréquences élevées).

Fig. R3
Prises de terre
indépendantes
(généralement non
adaptées à la sécurité et
à la CEM)

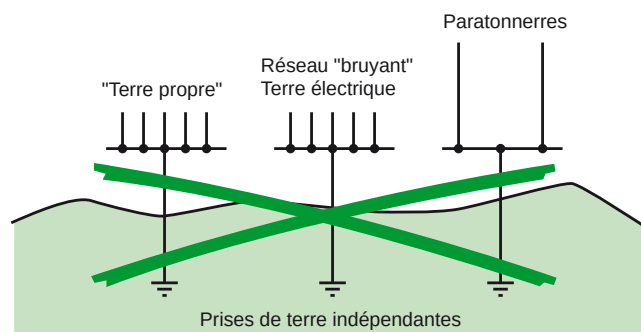
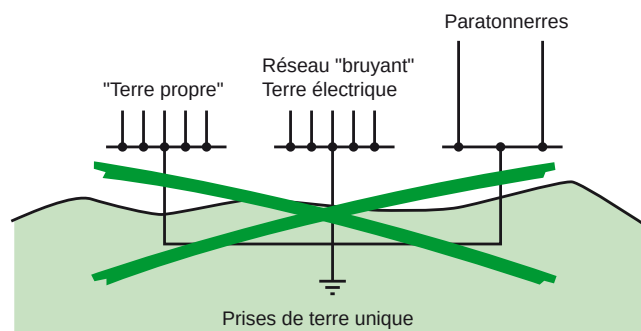


Fig. R4
Prise de terre unique

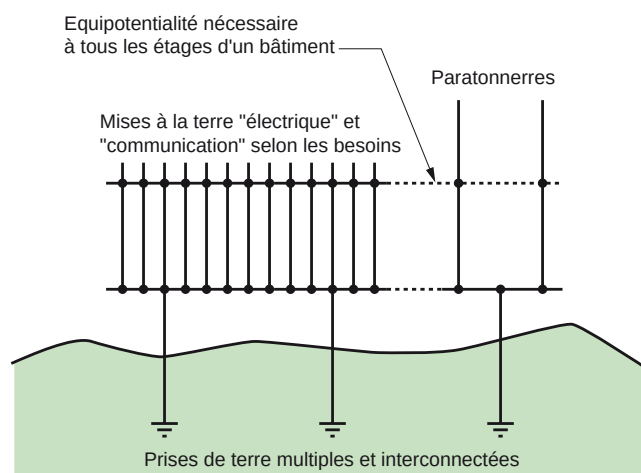


[1] En Europe, les exigences essentielles de CEM sont formulées dans la Directive 2004/108/CE, lesquelles renvoient aux normes harmonisées correspondantes.

2.2 Configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre

La configuration recommandée pour l'installation de mise à la terre consiste en un réseau bi- ou tridimensionnel (cf. **Fig. R5**). C'est l'approche recommandée dans le cas général, pour la sécurité et la CEM. Cette recommandation n'exclut pas d'autres configurations particulières, ayant fait leurs preuves et faisant l'objet d'une maintenance appropriée.

Fig. R5
Prises de terre multiples
et interconnectées



Dans un immeuble à plusieurs étages, il convient que chaque étage ait son propre réseau de mise à la terre (généralement un réseau maillé), et que tous ces réseaux soient interconnectés et raccordés à la prise de terre. L'interconnexion entre les réseaux de mise à la terre de deux étages doit être redondante (réalisée au minimum par deux liaisons) afin de garantir qu'en cas de rupture accidentelle d'une liaison aucune partie du système de réseaux de mise à la terre ne soit isolée.

En pratique, plus de deux liaisons sont connectées pour obtenir une meilleure symétrie pour la circulation du courant, afin de minimiser les différences de tension et de diminuer l'impédance globale entre les différents étages.

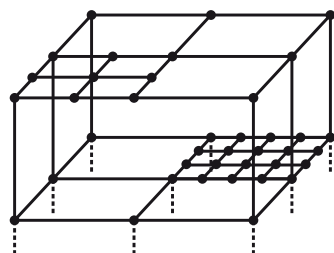
Ces chemins multiples et parallèles ont des fréquences de résonance différentes.

Ainsi, si, pour un chemin donné, il existe un chemin dont l'impédance est élevée, ce chemin est certainement shunté par un autre n'ayant pas la même fréquence de résonance. Globalement, sur un large spectre de fréquences (dizaines de Hz/ dizaines de MHz), une multitude de chemins permet d'obtenir un système à faible impédance (cf. **Fig. R6**).

Il convient que chaque pièce du bâtiment soit dotée de liaisons équipotentielle pour réaliser l'équipotentialité des appareils des systèmes informatiques ou de communication, des chemins de câbles, des canalisations électriques préfabriquées, etc. L'équipotentialité de l'installation de mise à la terre peut être renforcée par la mise à la terre des tuyaux métalliques, des gouttières, des supports, des châssis, des structures, etc. Dans certains cas particuliers, tels que les salles de contrôle ou les salles informatiques, ayant un plancher surélevé, un plan de masse ou des bandes de mise à la terre peuvent être utilisés pour améliorer la mise à la terre des appareils sensibles et protéger les câbles d'interconnexion.

R6

Fig. R6
Chaque étage possède
une grille ; les grilles sont
reliées entre elles en
plusieurs points entre les
étages, et certaines grilles
du sol sont renforcées
selon les besoins dans
certaines zones.



3 Mise en œuvre de la CEM

3.1 CEM : équipotentialité intra et inter-bâtiments

3.1.1 Rappel

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est d'interconnecter les réseaux de terre.

Les buts fondamentaux de la mise à la terre et de la mise au potentiel sont :

- la sécurité avec limitation de la tension de toucher et le chemin de retour des courants de défaut,
- la CEM par référence de potentiel et égalisation des tensions, l'effet d'écran.

Les courants vagabonds se propagent inévitablement dans un réseau de terre. Il est impossible de supprimer toutes les sources de perturbations d'un site. Les boucles de masse sont aussi inévitables. Quand un champ magnétique rayonne dans un site, un champ produit par un coup de foudre par exemple, il induit des différences de potentiel dans les boucles formées par les différents conducteurs et, de ce fait, des courants peuvent circuler dans l'installation de mise à la terre. Ainsi le réseau de terre interne au bâtiment est directement influencé par les mesures correctives prises à l'extérieur du bâtiment.

Tant que les courants circulent dans l'installation de mise à la terre et non dans les circuits électroniques, ils ne sont pas perturbateurs. Cependant, quand les réseaux de terre ne sont pas équipotentiels, quand ils sont connectés en étoile à la borne de terre par exemple, les courants parasites HF circuleront partout notamment dans les câbles de signaux. Les équipements peuvent alors être perturbés, voire même détruits.

3.1.2 Liaisons équipotentielle fonctionnelles ou de protection

La seule méthode économique pour diviser les courants dans une installation de mise à la terre et maintenir des caractéristiques satisfaisantes d'équipotentialité, est de relier les réseaux de terre. Interconnecter les réseaux de terre contribue à rendre équipotentielle l'installation de mise à la terre mais sans être un substitut aux conducteurs de protection. Afin de satisfaire aux exigences légales en matière de sécurité des personnes, chaque équipement doit être connecté obligatoirement à la borne de terre par un conducteur de protection (PE) identifié et de section suffisante. De plus, à l'exception possible des immeubles à structure en acier, de multiples conducteurs de descente de paratonnerre ou le réseau de protection contre la foudre doivent être directement tirés jusqu'à la prise de terre.

La différence fondamentale entre un conducteur de protection (PE) et un conducteur de descente de paratonnerre est que le premier conduit un courant (de défaut) interne à l'installation électrique BT au point neutre du transformateur MT / BT (schémas TT et TN), tandis que le second écoule un courant externe (de l'extérieur du site) jusqu'à la prise de terre.

3.1.3 Interconnexion des masses

Dans un même bâtiment, les réseaux de terre distincts ("terre électronique, terre informatique, terre télécom", etc.) doivent être interconnectés de manière à former un réseau équipotentiel de terre unique.

Dans un bâtiment, il est recommandé de connecter un réseau de terre à toutes les structures conductrices accessibles : poutres métalliques et huisseries de portes, tuyauteries, etc. Il est généralement suffisant de connecter les goulottes métalliques, tablettes et linteaux métalliques, tubes métalliques, conduits de ventilation, etc. en autant de points que possible. Dans les endroits où il y a une forte concentration d'équipements, quand la taille de la maille du réseau équipotentiel est supérieure à 4 mètres, il convient d'ajouter une liaison équipotentielle. La section et le type de conducteur utilisé ne sont pas critiques.

Il est impératif d'interconnecter les réseaux de terre de bâtiments ayant des liaisons câblées communes. Il est recommandé de réaliser cette interconnexion par de multiples liaisons équipotentielles entre les masses des équipements et par l'intermédiaire de liaisons entre toutes les structures métalliques internes aux bâtiments ou reliant les bâtiments (sous condition qu'elles soient non interrompues).

Ce réseau de terre doit être aussi maillé que possible. Si le réseau de terre est équipotentiel, les différences de potentiel entre équipements communicants deviennent faibles, et bon nombre de problèmes de CEM disparaissent. En cas de défauts d'isolement ou de chocs de foudre, les différences de potentiel sont aussi moins importantes.

Si l'équipotentialité entre bâtiments ne peut être garantie ou si les bâtiments sont éloignés de plus d'une dizaine de mètres, il est très fortement recommandé de réaliser les liaisons de communication par fibre optique et de réaliser des isollements galvaniques pour les systèmes de mesures et de communication. Cela devient obligatoire si le réseau d'alimentation électrique est en schéma IT ou TN-C.

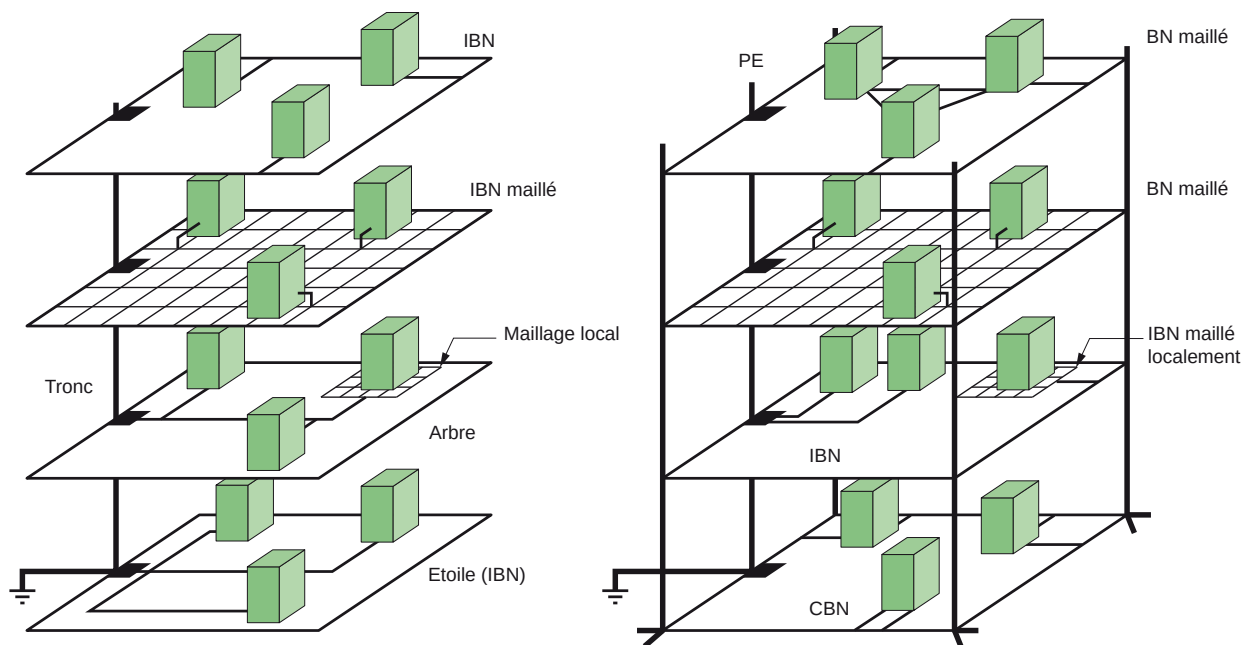
3.2 CEM : amélioration de l'équipotentialité

3.2.1 Réseaux de mise au même potentiel

Bien que le réseau de mise au même potentiel idéal soit une tôle ou une grille à mailles fines, l'expérience montre que pour la majorité des perturbations, une maille d'environ 3 mètres de côté est suffisante. Cela forme un réseau de masse maillé.

Des exemples de différents réseaux de mise au même potentiel sont montrés sur la **Figure R7**. La structure minimale recommandée est composée d'un conducteur (bande ou câble de cuivre par exemple) entourant la pièce.

Fig. R7: Exemple de réseaux de mise au même potentiel



BN : Bonding Network (réseau équipotentiel)

CBN : Common Bonding Network (réseau commun de liaison équipotentielle)

IBN : Isolated Bonding Network (réseau équipotentiel isolé)

La longueur des liaisons entre un élément de la structure et le réseau équipotentiel ne doit pas excéder 50 cm. Si cela ne peut être le cas, une liaison supplémentaire sera ajoutée en parallèle à la première et à une distance comprise entre 10 et 50 cm.

Il convient que la liaison à la barre de terre de l'armoire électrique d'un ensemble d'équipements au réseau équipotentiel (voir ci-dessous) soit réalisée avec une inductance de moins de 1 µHenry (0,5 µH, si possible). Par exemple, il est possible d'utiliser un conducteur unique de 50 cm, ou deux conducteurs en parallèle de 1 mètre (pas trop près l'un de l'autre - à au moins 50 cm - afin de minimiser la mutuelle inductance entre les deux conducteurs).

Dans la mesure du possible le raccordement au réseau équipotentiel se fera à une intersection afin de diviser les courants HF par quatre sans rallonger la connexion. La section des liaisons équipotentielle n'est pas importante bien qu'une section plate soit préférable : il est bon que la liaison soit aussi courte que possible.

3.2.2 Conducteur de terre parallèle (PEC : Parallel Earthing Conductor)

Le but d'un conducteur de terre parallèle est de réduire le courant de mode commun parcourant les liaisons qui véhiculent aussi le signal de mode différentiel (impédance commune et surface de boucle sont réduites).

Le dimensionnement du conducteur de terre parallèle est fonction du niveau maximal de courant qu'il est censé véhiculer en cas de protection, en particulier s'il est utilisé comme conducteur de protection en cas de coup de foudre ou de défaut d'isolement de forte intensité (schéma TN). Lorsqu'un écran de câble est utilisé comme un conducteur de terre parallèle, il n'est pas conçu pour admettre ces forts courants; la première approche est de router le câble le long d'éléments métalliques de construction, ou de conduits, qui alors se comportent comme d'autres conducteurs de terre parallèles pour la totalité du câble. Une autre possibilité est de router le câble blindé contre un conducteur de terre parallèle de forte section, le câble blindé et le conducteur de terre parallèle étant connectés aux deux extrémités à la terre locale de l'équipement ou de l'appareil.

3 Mise en œuvre de la CEM

En cas de très grandes distances, il est recommandé de prévoir pour le conducteur de terre parallèle des connexions supplémentaires au réseau de terre, à des intervalles irréguliers entre les appareils. Ces connexions supplémentaires forment un chemin de retour plus court pour les courants perturbateurs qui traversent le conducteur de terre parallèle. Pour les conduits en forme de U, blindages et tubes, il convient que les connexions additionnelles de terre soient réalisées à l'extérieur, afin de maintenir la séparation avec l'intérieur (effet "d'écran").

3.2.3 Conducteurs de mise au même potentiel

Pour réaliser les conducteurs de mise au même potentiel, les conducteurs appropriés peuvent être des bandes métalliques, des tresses plates ou des câbles ronds. Pour les systèmes à hautes fréquences, les bandes métalliques ou les tresses plates sont préférables (à cause de l'effet de peau). Pour les hautes fréquences, un conducteur rond possède une impédance supérieure à celle d'un conducteur plat de même section transversale. Dans la mesure du possible, on conservera un rapport longueur / largeur ≤ 5 .

3.3 CEM : ségrégation des câblages

La séparation physique des câblages courants forts et courants faibles est très importante d'un point de vue CEM surtout si les câbles bas niveaux sont non blindés ou avec blindages non reliés à la masse. La sensibilité d'un équipement électronique est en grande partie liée à son câblage associé.

Si aucune ségrégation n'est pratiquée (câbles de nature différentes dans des chemins câbles distincts, distance entre les câbles courant fort / courant faible, nature des chemins de câbles, etc.) le couplage électromagnétique est maximum.

Dans ces conditions les équipements électroniques sont sensibles aux perturbations CEM véhiculées par les câbles pollués.

L'utilisation de canalisations préfabriquées du type Canalis ou gaines à barres pour les plus fortes puissances est fortement conseillée. Le niveau de champ magnétique rayonné par ce type de canalisation est 10 à 20 fois inférieur à celui d'un câble ou de conducteurs électriques classiques.

Les recommandations des paragraphes "Cheminements des câbles" et "Recommandations de câblage" sont à prendre en considération.

3.4 CEM : planchers surélevés

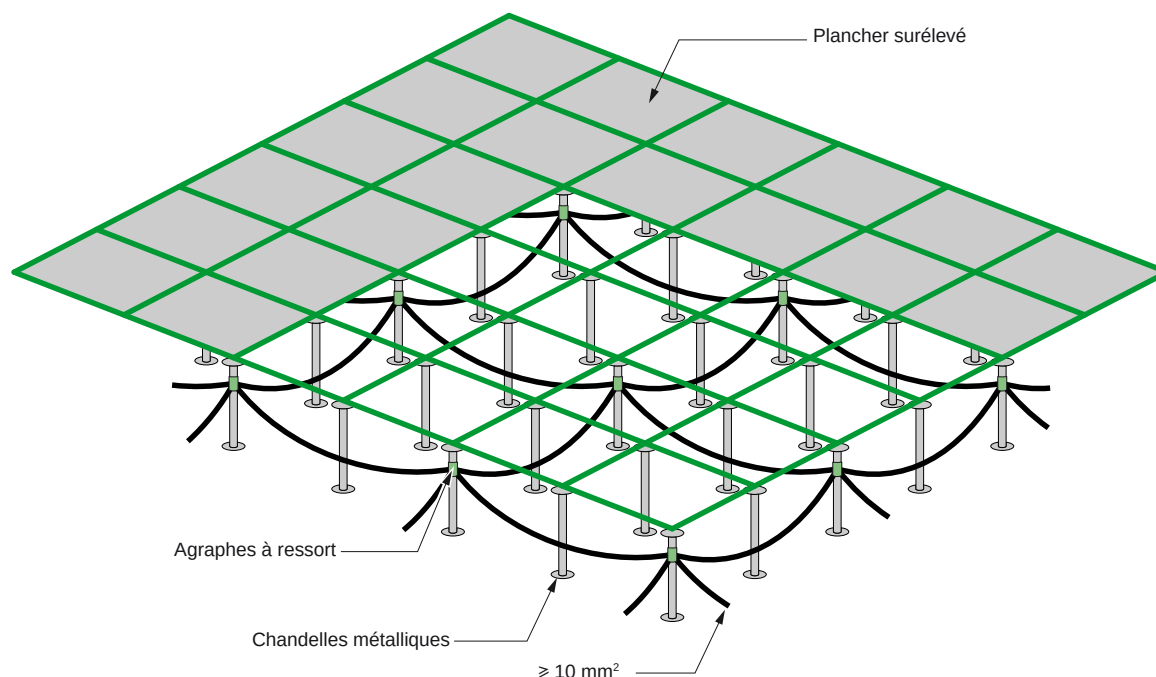
Le maillage des planchers participe à l'équipotentialité de la zone et par conséquent à la répartition et dilution des courants perturbateurs BF.

L'effet de blindage d'un plancher surélevé est directement lié à son équipotentialité. Si le contact entre les dalles n'est pas assuré (dalles avec joints en caoutchouc antistatique) ou si le contact entre les cornières de supports n'est pas garanti (pollution, corrosion, moisissure, etc., ou pas de cornière du tout), il est nécessaire d'ajouter une grille d'équipotentialité. Dans ce cas, il suffit d'assurer de bonnes connexions électriques entre les chandelles métalliques. Des petites agrafes à ressort sont disponibles sur le marché et peuvent être utilisées pour raccorder les chandelles à la grille d'équipotentialité. La solution idéale est de raccorder chaque chandelle, mais il est souvent suffisant de ne raccorder qu'une chandelle sur deux dans chaque direction. Une grille de largeur de maille de 1,5 à 2 m convient dans la majorité des cas. La section de cuivre recommandée est de 10 mm² ou plus. En général, de la tresse plate est utilisée. Afin de minimiser les effets de la corrosion, il est recommandé d'utiliser du cuivre étamé (cf. **Fig. R8**).

Les dalles perforées se comportent comme les dalles pleines lorsqu'elles sont réalisées en acier alvéolé.

Une maintenance préventive des dalles est nécessaire environ tous les 5 ans (dépend du type de dalle et de l'environnement climatique, humidité, poussières, corrosion). Les joints antistatiques en caoutchouc ou polymères sont à entretenir ainsi que les surfaces de portée des dalles (nettoyage avec un produit adapté).

Fig. R8: Mise en œuvre d'un faux plancher



3.5 CEM : cheminements des câbles

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations. La forme du conduit et la position du faisceau de câbles dans le conduit ont une influence sur sa qualité d'un point de vue CEM.

Le choix du matériau et la forme dépendent des considérations suivantes :

- la sévérité de l'environnement EM le long du chemin (proximité de sources de perturbations électromagnétiques conduites et rayonnées),
- le niveau autorisé des émissions conduites et rayonnées,
- le type de câblage (Est-il blindé, torsadé, par fibre optique ?),
- la robustesse aux IEM (Interférence ElectroMagnétique) du matériel connecté au système de câblage,
- les autres contraintes d'environnement (chimiques, mécaniques, climatiques, le feu, etc.),
- l'extension future du système de câblage.

3.5.1 Type de conduits adaptés

Les conduits métalliques sont recommandés dans la plupart des situations.

Les conduits non métalliques sont adaptés :

- quand les conduits métalliques sont à éviter (par ex. environnement chimique),
- dans les cas suivants :
 - faible environnement électromagnétique permanent,
 - faible niveau d'émission du système de câblage,
 - câblage par fibres optiques.

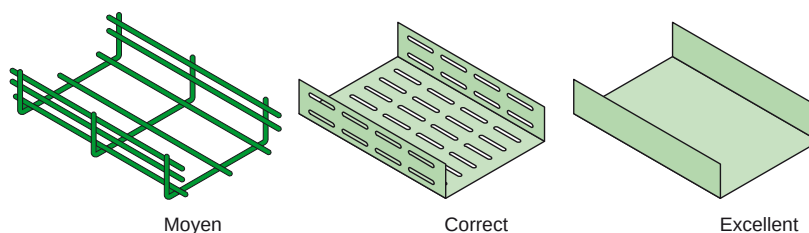
3.5.2 Performance CEM des différents conduits

Pour les conduits métalliques, la forme (plane, U, tube, etc.), plutôt que la section transversale va déterminer l'impédance caractéristique du conduit. Les formes enveloppantes donnent les meilleurs effets réducteurs (en réduisant le couplage de Mode Commun). Les conduits ont souvent des fentes pour une fixation facilitée des câbles. D'un point de vue CEM, les moins préjudiciables sont les petits trous. Des fentes parallèles au conduit, constituent une position moins pénalisante. Des fentes perpendiculaires à l'axe du conduit ne sont pas recommandées (cf. Fig. R9).

3 Mise en œuvre de la CEM

Fig. R9

Performances CEM pour
différents exemples de
conduits métalliques



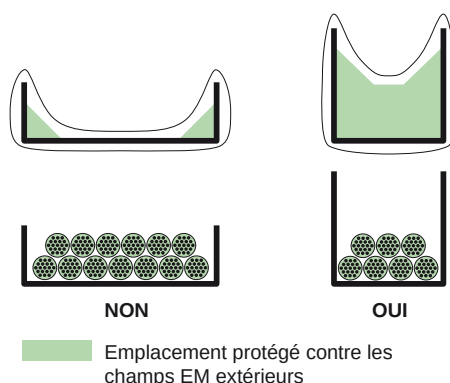
Dans certains cas, un mauvais conduit vis à vis des IEM (Interférence ElectroMagnétique) peut convenir parce que l'environnement électromagnétique est faible, des câbles blindés ou des fibres optiques sont utilisés, des chemins de câbles séparés sont employés pour les différents types de câblage (puissance, traitement de l'information, etc.).

Il est bon qu'un espace utilisable situé à l'intérieur du chemin de câbles permette d'installer une quantité convenue de câbles supplémentaires. La hauteur du faisceau dans le chemin de câbles doit être plus basse que les côtés comme montré ci-dessous. L'utilisation de couvercles avec recouvrement améliore les performances CEM du chemin de câbles.

Pour une forme en U, le champ magnétique décroît près des deux coins. Pour cette raison, les conduits profonds ont la préférence (cf. **Fig. R10**).

Fig. R10

Installation d'un groupe
de câbles dans 2 chemins
de câbles en U



3.5.3 Cheminement des câbles de différentes catégories

Il est recommandé que des câbles de catégories différentes (par ex alimentation secteur et liaison bas niveau) ne soient pas dans le même faisceau ou le même conduit. Les chemins de câbles doivent être remplis au maximum à la moitié de leur capacité.

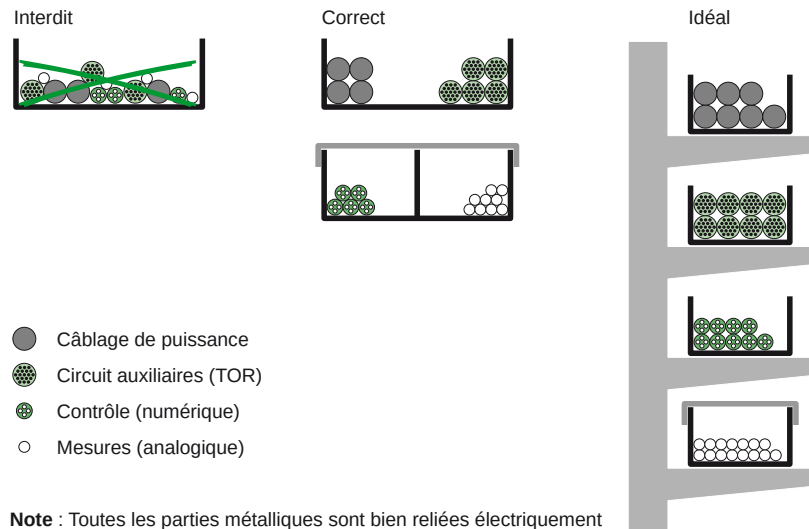
Il convient de séparer d'un point de vue électromagnétique les faisceaux les uns des autres, soit avec des blindages soit en plaçant les câbles dans des conduits différents. La qualité du blindage détermine la distance à conserver entre faisceaux. Sans aucun blindage, conserver une distance suffisante entre faisceaux (cf. **Fig. R11**) est une solution satisfaisante.

R11

3 Mise en œuvre de la CEM

Fig. R11

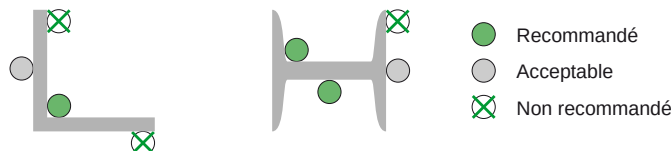
Recommandation pour l'installation de groupes de câbles dans des chemins de câbles métalliques



Des éléments métalliques de construction de bâtiment peuvent très bien servir des objectifs de CEM. Des poutrelles en acier en L, H, U, T forment souvent une structure continue mise à la terre, qui offre de grandes sections transversales et de grandes surfaces comportant beaucoup de liaisons intermédiaires à la terre. Les câbles sont de préférence tirés contre de telles poutrelles. Les coins internes sont préférés aux surfaces extérieures (cf. **Fig. R12**).

Fig. R12

Recommandation pour l'installation de câbles sur poutrelles métalliques



3.5.4 Précautions de mise en œuvre

Il est recommandé :

- de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités,
- que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes,
- de préférer des conduits métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM.

Il convient de toujours connecter les conduits métalliques à la terre locale aux deux extrémités. Pour de grandes longueurs, des liaisons additionnelles au système de terre sont recommandées à intervalles entre appareils. Il est bon que ces intervalles soient irréguliers (dans le cas de câblages symétriques) pour éviter la résonance à une même fréquence. Il est recommandé que toutes les connexions de mise à la terre soient courtes.

Les canalisations sont disponibles sous formes métalliques ou non. Il convient de préférer les matériaux métalliques car ils offrent une résistance améliorée à la CEM.

Un conduit (chemin de câbles, canalisation, corbeau, etc.) doit fournir une structure métallique continue et bonne conductrice sur toute sa longueur.

Un conduit en aluminium a une résistance en continu plus faible qu'un conduit en acier de même taille, mais l'impédance de transfert (Z_t) de l'acier diminue déjà à une fréquence plus basse surtout quand l'acier a une perméabilité relative μ_r élevée. Il convient de faire attention quand différents métaux sont utilisés, car la connexion électrique directe n'est pas autorisée dans certains cas, pour éviter la corrosion. Pour la CEM cela pourrait être un désavantage.

3.5.5 Utilisation d'un câble d'accompagnement de masse (PEC : Parallel Earthing Conductor)

Dans les cas où les appareils connectés au système de câblage par des câbles non blindés ne sont pas affectés par des perturbations basse fréquence, la performance CEM des conduits non métalliques peut être améliorée. Il convient alors d'ajouter un simple câble, dit câble d'accompagnement de masse (Parallel Earthing Conductor -

3 Mise en œuvre de la CEM

PEC) à l'intérieur du conduit et connecté au système de terre local aux deux extrémités. Il est bon de réaliser les connexions sur une partie métallique de faible impédance (par ex une grande paroi métallique de l'armoire de l'appareil).

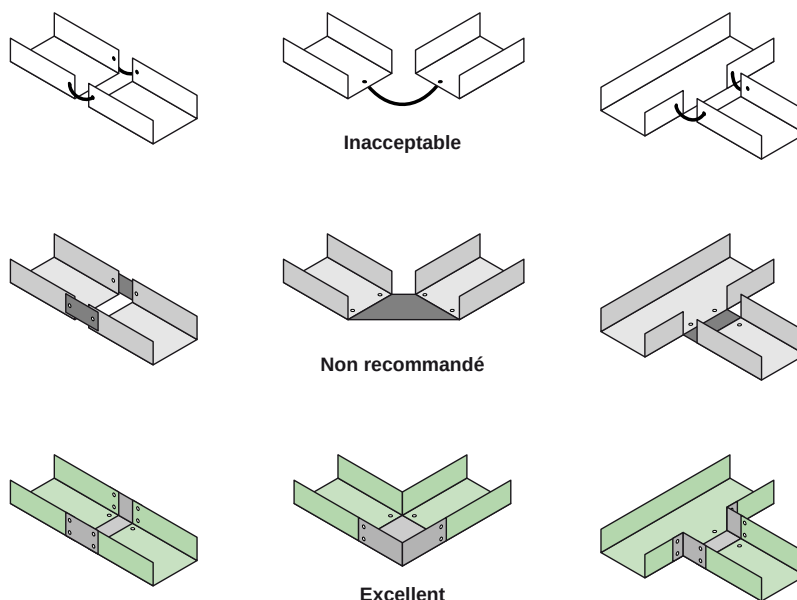
Il est recommandé de concevoir le PEC de manière à ce qu'il supporte des courants de mode commun et de défauts importants.

3.5.6 Assemblage de conduits métalliques

Quand un conduit métallique est bâti à partir de plusieurs éléments plus courts, il est recommandé de faire attention afin d'assurer la continuité par une mise au même potentiel correcte entre parties différentes. De préférence, les parties sont soudées sur toute leur périphérie. Des joints rivetés, boulonnés ou vissés sont autorisés, à condition que les surfaces en contact soient bien conductrices (pas de peinture ou de revêtement isolant), et soient protégées contre la corrosion. Le couple de serrage doit être respecté pour assurer une bonne pression au niveau du contact électrique entre les deux parties. Quand une certaine forme de conduit est choisie, il convient de la maintenir sur toute sa longueur. Toutes les interconnexions doivent avoir une basse impédance. Une seule connexion filaire courte entre deux parties du conduit va résulter en une haute impédance localisée et par conséquent, annuler ses performances CEM.

A partir de quelques MHz, une liaison de 10 cm entre les deux parties du conduit va dégrader l'effet réducteur d'un facteur supérieur à 10 (cf. **Fig. R13**).

Fig. R13
Assemblage de conduits
métalliques



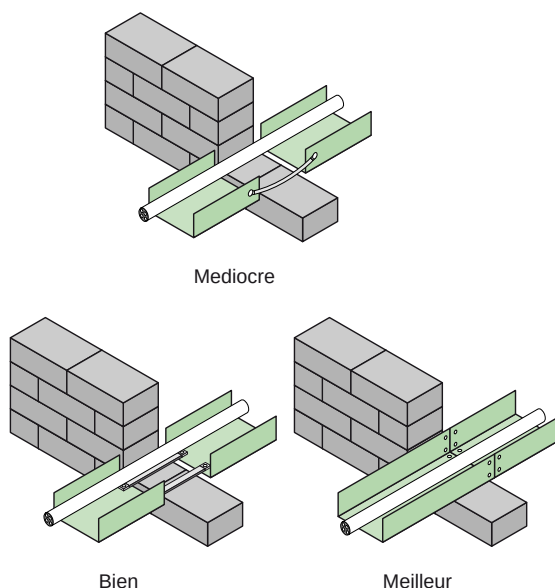
Chaque fois que des ajustements ou des extensions sont effectués, il est vital qu'une supervision fine soit entreprise afin de s'assurer qu'ils sont exécutés selon les règles CEM (par ex. ne pas remplacer un conduit métallique par un autre en plastique!).

Les capots des chemins de câbles métalliques répondent aux mêmes exigences que celles qui sont propres aux chemins de câbles. Un capot comportant beaucoup de contacts sur toute la longueur est préféré. Si ce n'est pas possible, il convient que les capots soient connectés au chemin de câbles au moins aux deux extrémités par des connexions courtes (par ex des liaisons tressées ou maillées).

Quand des canalisations doivent être interrompues pour traverser un mur (par ex. des barrières anti feu), les deux canalisations doivent être en liaison avec des connexions à basse impédance comme le montrent les dessins (cf. **Fig. R14**).

Fig. R14

Recommandations pour
une traversée de mur par
un conduit métallique



3.6 CEM : canalisations préfabriquées

3.6.1 Les canalisations préfabriquées réduisent les risques d'exposition aux champs électromagnétiques.

Selon l'OMS (Organisation Mondiale de la Santé), l'exposition aux champs électromagnétiques peut être un danger pour la santé à partir de niveaux aussi faibles que 0,2 micro-teslas et pourrait représenter un risque de cancer à long terme. Certains pays ont établi des normes qui prévoient des limites (par exemple 0,2 μ T à 1 mètre en Suède).

Fig. R14a

Exposition aux champs
électromagnétiques



Tous les conducteurs électriques génèrent des champs magnétiques proportionnels à la distance qui les sépare. La conception des canalisations préfabriquées avec des conducteurs peu espacés dans un boîtier métallique permet de réduire considérablement le rayonnement de ces champs électromagnétiques.

Les caractéristiques du champ électromagnétique des canalisations préfabriquées sont bien déterminées et les mesures montrent qu'il est bien en deçà des niveaux potentiellement dangereux (cf. **Fig. R14b**).

Dans des cas spécifiques où des valeurs particulièrement faibles sont nécessaires (salles informatiques, hôpitaux et certains locaux), il est important de garder à l'esprit les points suivants concernant l'induction générée autour des trois conducteurs de phase d'une distribution électrique :

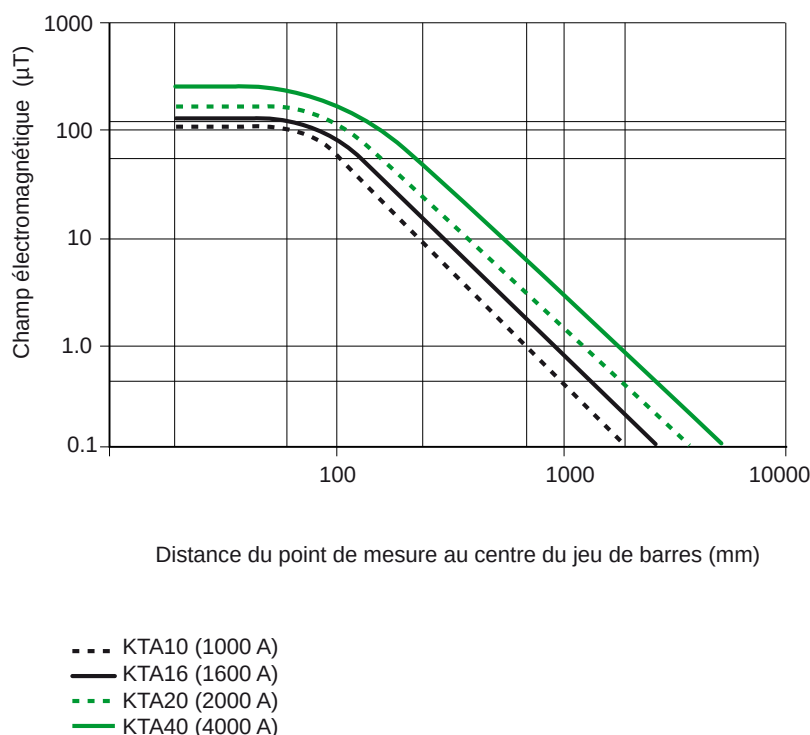
- elle est proportionnelle au courant parcourant les conducteurs et à la distance qui les sépare ;
- elle est inversement proportionnelle au carré de la distance des canalisations préfabriquées ;
- elle est réduite -atténuée- par l'effet de blindage de l'enveloppe métallique entourant les jeux de barres de ces canalisations.

3 Mise en œuvre de la CEM

Cette induction est inférieure à celle générée par une liaison par câbles équivalente à une canalisation préfabriquée dans un boîtier métallique en acier, boîtier en acier qui atténue plus l'induction qu'un boîtier en aluminium de même épaisseur.

A noter que cette induction est particulièrement faible autour des canalisations préfabriquées réalisées avec des barres placées en sandwich, donc faiblement espacées, dans un boîtier en acier.

Fig. R14b
Valeurs du champ
électromagnétique autour
des canalisations
préfabriquées Canalis



3.7 CEM : mise en oeuvre des câbles blindés

Toutes les reprises de masse doivent être faites sur une tôle protégée contre la corrosion mais épargnée ni peinte ni protégée par un revêtement isolant.

Lorsque l'on choisit d'utiliser un câble blindé, il faut aussi s'interroger sur la manière dont on réalisera les reprises du blindage, sous peine de dégrader considérablement son efficacité (type de reprises, de connecteur, de traversée de cloison...). Pour que la reprise de blindage soit efficace, elle doit se faire sur 360 degrés. Les dessins ci-dessous illustrent les différentes mises en œuvre. A noter que toutes les reprises de masse doivent se faire sur une tôle épargnée.

Pour les matériels informatiques et les liaisons numériques, il est recommandé de connecter l'écran des câbles blindés aux 2 extrémités (cf. **Fig. R15**).

Le raccordement des écrans des câbles blindés est primordial d'un point de vue CEM. Il faut garder à l'esprit les points suivants.

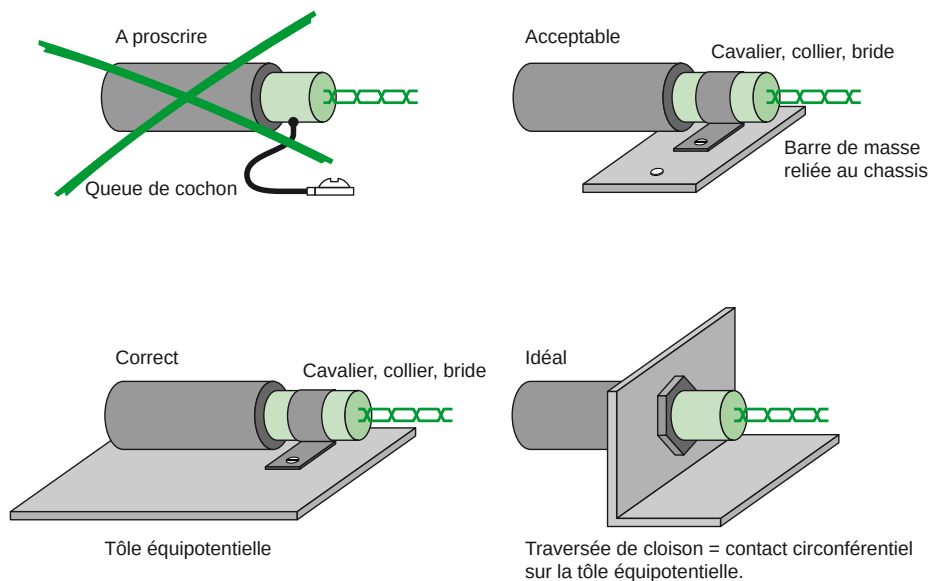
- Si le câble blindé relie des équipements qui sont situés dans une même zone équipotentielle, le blindage doit être mis à la masse aux 2 extrémités.
- Si le câble blindé relie des équipements qui ne sont pas situés dans une même zone équipotentielle, plusieurs cas de figures peuvent se présenter :
 - Connecter le blindage à la masse qu'à une extrémité est dangereux. En cas de défaut d'isolement, le blindage est porté à un potentiel qui peut être mortel pour un opérateur (voire pour le matériel). De plus, l'efficacité du blindage est mauvaise en haute fréquence.
 - Connecter le blindage à la masse aux 2 extrémités peut être dangereux en cas de défaut d'isolement. Un courant important circulera dans le blindage et risquerait d'endommager ce dernier. Pour limiter ce problème, il faut tirer en parallèle avec le câble blindé, un câble d'accompagnement de masse (PEC) de section suffisante (dépend du courant de court-circuit de cette partie de l'installation). Il est donc évident dans ce dernier cas, que si l'installation a un réseau de terre bien maillée, ce problème ne se pose pas.

R15

3 Mise en œuvre de la CEM

Fig. R15

Mise en œuvre de câbles
blindés



3.8 CEM : réseaux de communication

L'utilisation de la série de normes européennes EN 50173 "Technologies de l'information - Systèmes de câblage générique" pour la réalisation des câblages de données informatiques est fortement recommandée.

Afin d'assurer une transmission fiable des données, la qualité de l'ensemble de la liaison doit être homogène. Cela signifie que la catégorie des différents câbles doit être la même, les interfaces de raccordement doivent être adaptés aux câbles.

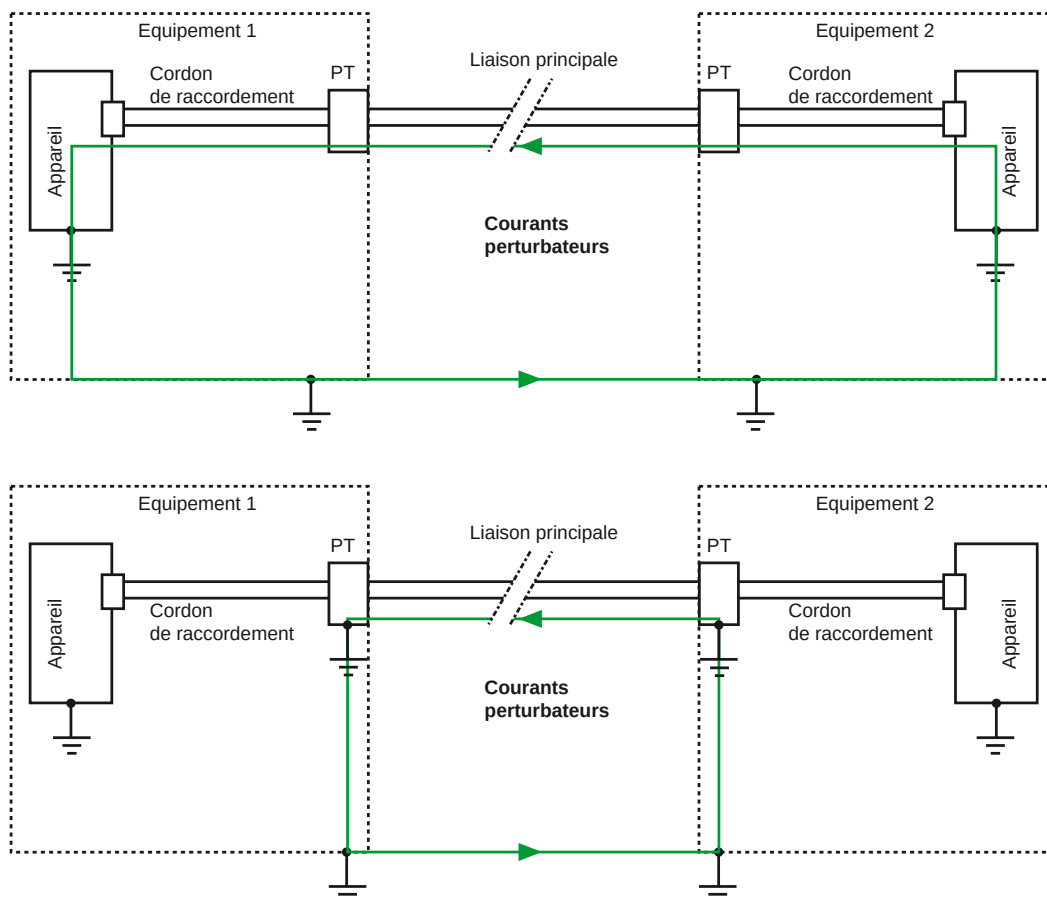
Les câbles et connexions de différentes catégories peuvent être mélangés le long d'un même canal mais le résultat obtenu sera déterminé par la performance de l'élément de catégorie la plus basse.

La continuité du blindage de l'ensemble de la liaison (cordons de raccordement, prises terminales, câblage horizontal) doit être assurée et contrôlée par des tests.

Les prises terminales (PT) peuvent être utilisées pour relier les extrémités d'écran à la terre à l'intérieur de l'armoire. Voir **Figure R17**. Le choix de ces prises est très important.

Les réseaux de communication sont étendus pour la plupart. Ils interconnectent des équipements situés dans des zones différentes, où les réseaux d'alimentation peuvent avoir des schémas de liaison à la terre (SLT) différents.

Fig. R15b
Comment réduire la
boucle de courants
perturbateurs



Si ces différentes zones ne sont pas bien équipotentielles, des courants transitoires néfastes peuvent apparaître (suite à choc de foudre, défaut d'alimentation principale, etc.) provoquant une forte différence de potentiel entre les équipements interconnectés.

Les interfaces de communication (sur cartes électroniques, modules, etc.) peuvent être perturbés ou endommagés par ces surtensions de mode commun.

L'utilisation d'un système de liaison à la terre TN-S et une bonne équipotentialité de l'installation permettent de minimiser ce problème.

Dans tous les cas, l'utilisation de parafoudres installés en mode commun et / ou en mode différentiel est recommandée.

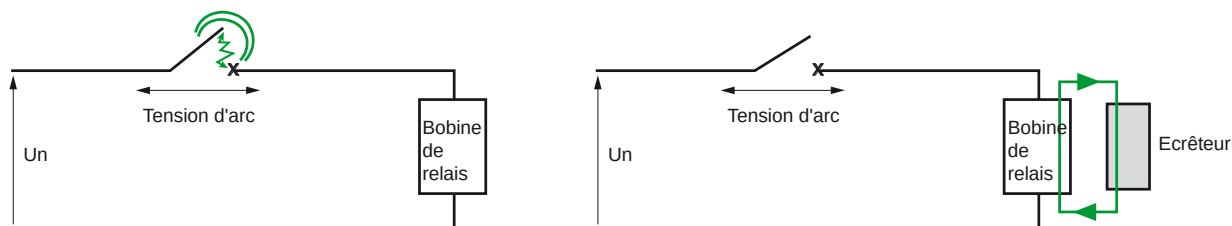
Si les différents domaines ou zones ne sont pas au même potentiel, si le schéma de liaison à la terre de l'alimentation est TN-C ou IT, ou s'il y a un doute sur les 2 points précédents, des liaisons par fibre optique sont fortement recommandées.

Pour éviter tout problème de sécurité électrique, la liaison par fibre optique ne doit comporter aucune pièce métallique.

3.8.1 Protection contre les perturbations générées par les bobinages

Les bobinages CA et surtout CC (relais, contacteurs, actionneurs, etc.) sont sources de très fortes perturbations.

Fig. R15c: Un écrêteur de surtension réduit la tension d'arc



Pour minimiser ces perturbations à haute fréquence, les solutions suivantes peuvent être mises en œuvre (en gris : solution recommandée).

Fig. R15d
Caractéristiques des
écrêteurs de surtension

Symbole	Type d'écrêteur	CA	CC	Limite de surtension	Temps de descente
	Circuit R-C	Oui	Oui	2 à 3 Un	1 à 2 fois le temps standard
	Varistance à oxyde métallique	Oui	Oui	< 3 Un	1.1 à 1.5 fois le temps standard
	Diode d'écrêtage bidirectionnelle	Oui	Oui	< 2 Un	1.1 à 1.5 fois le temps standard
	Diode d'écrêtage unidirectionnelle	Non	Oui	Un + 0,7V	3 à 10 fois le temps standard
	Diode de roue libre	Non	Oui	Un + 0,7V	3 à 10 fois le temps standard
	Résistance	Oui	Oui	< 4 Un	1.5 à 2.5 fois le temps standard

3.9 CEM : mise en œuvre des parafoudres

Pour la mise en œuvre des parafoudres, voir la partie sur [l'installation des parafoudres](#)

3 Mise en œuvre de la CEM

3.10 CEM : câblage des armoires

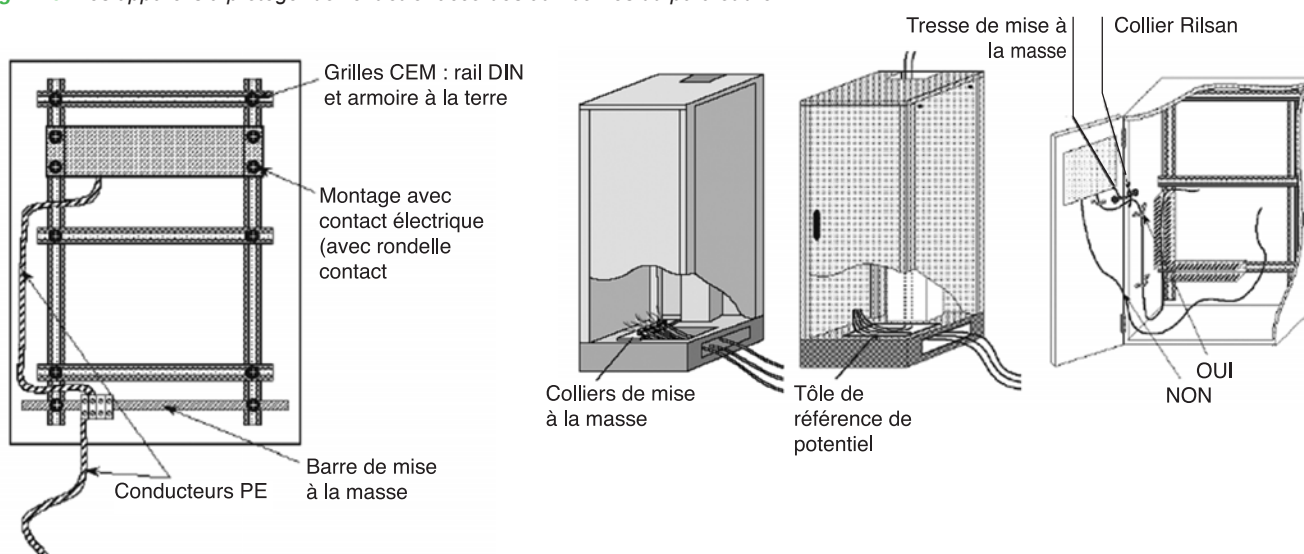
Pour assurer une parfaite interconnexion des masses métalliques, il est important de retirer la peinture ou l'isolant sous toutes les parties en contact.

Chaque armoire ou coffret doit être équipé avec une barre de terre et une tôle de référence de masse (plan d'équipotentialité).

Tous les câbles blindés entrant ou sortant de l'armoire sont à relier à ce référentiel en veillant à la qualité de tous les contacts électriques. Les protections et filtrages sont eux aussi raccordés à ce référentiel.

Les armoires ou coffrets en matière plastique ne sont pas recommandés. Dans cette configuration, le rail DIN peut être utilisé comme référentiel de terre et masse.

Fig. R20: Les appareils à protéger doivent être raccordés aux bornes du parafoudre

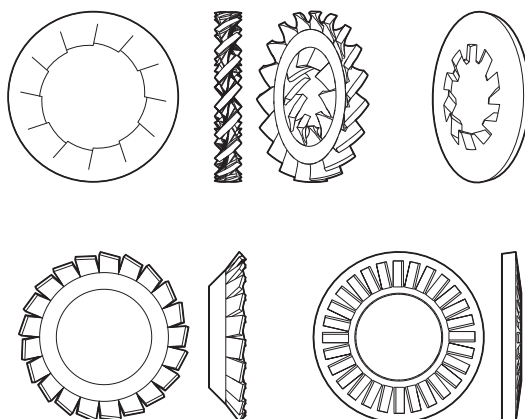


3.10.1 Recommandations de câblage

Chaque armoire, coffret ou de enveloppe doit être équipé, au minimum, d'une barre de mise à la terre et d'une plaque de référence ou d'une grille métallique (plaque de mise à la terre). Toutes les pièces métalliques (cadres, panneaux, toit, portes, etc.) doivent être reliées ensemble avec des dispositifs appropriés.

L'utilisation de rondelles spécifiques est recommandée. Quelques exemples de montages préférentiels sont présentés sur les **Fig. R20b** et **R20c**.

Fig. R20b
Exemples de rondelles recommandées



3 Mise en œuvre de la CEM

Fig. R20c

Quelques exemples de
rondelles, vis et pattes de
fixation

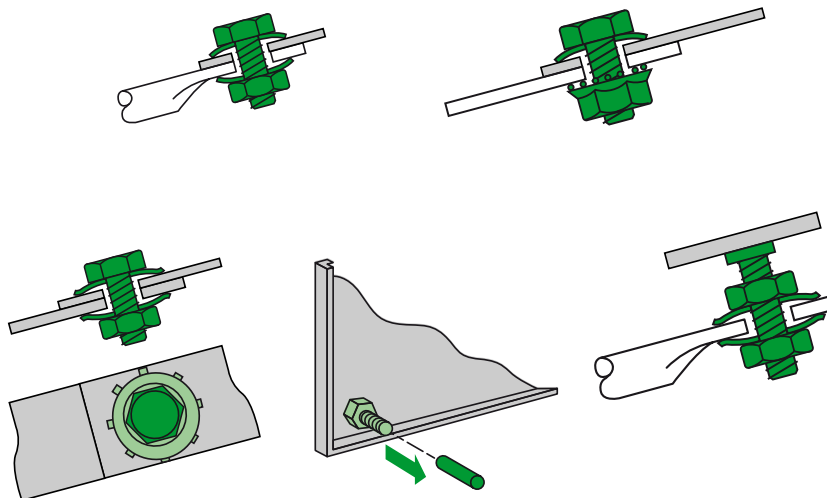
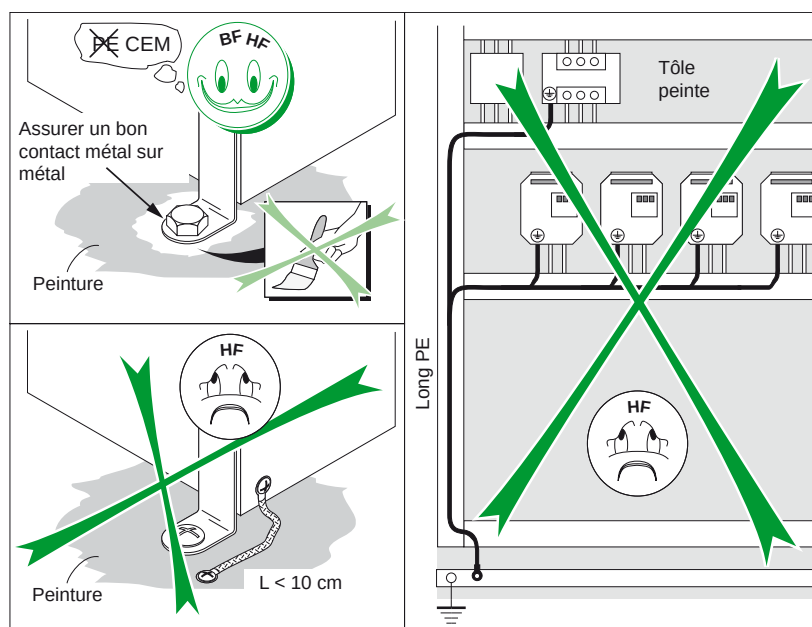


Fig. R20d

Exemples de
raccordement de mise à
la terre



Tous les câbles doivent être fixés sur les structures métalliques de terre / masse.

Tous les composants CEM (par exemple filtres EMI, colliers CEM) sont fixés directement sur les plaques métalliques sans revêtement isolant (i.e. exempts de peinture ou de vernis).

Les câbles blindés entrant ou sortant d'un coffret doivent être reliés à la barre ou plaque de mise à la masse si ces câbles ont cheminé sur une longue distance et / ou dans des zones non équipotentielles.

Le but est de faire circuler les courants perturbateurs à l'extérieur du coffret et non à l'intérieur.

Les enveloppes non métalliques ne sont pas recommandées pour garantir la compatibilité électromagnétique.

Pour protéger un équipement électronique contre un champ magnétique à basse fréquence, l'utilisation d'une enveloppe en acier (galvanisé) est recommandée.

Les métaux non magnétiques (exemples : aluminium, acier inoxydable) sont les plus efficaces pour une protection contre les perturbations à haute fréquence.

Les circuits de forte puissance et les appareils de faible puissance doivent être physiquement éloignés. Les câbles d'alimentation et les câbles sensibles doivent être séparés, à une distance suffisante, comme représenté sur les figures ci-dessous.

3 Mise en œuvre de la CEM

Fig. R20e

Conception adéquate
pour la CEM à l'intérieur
d'un coffret unique

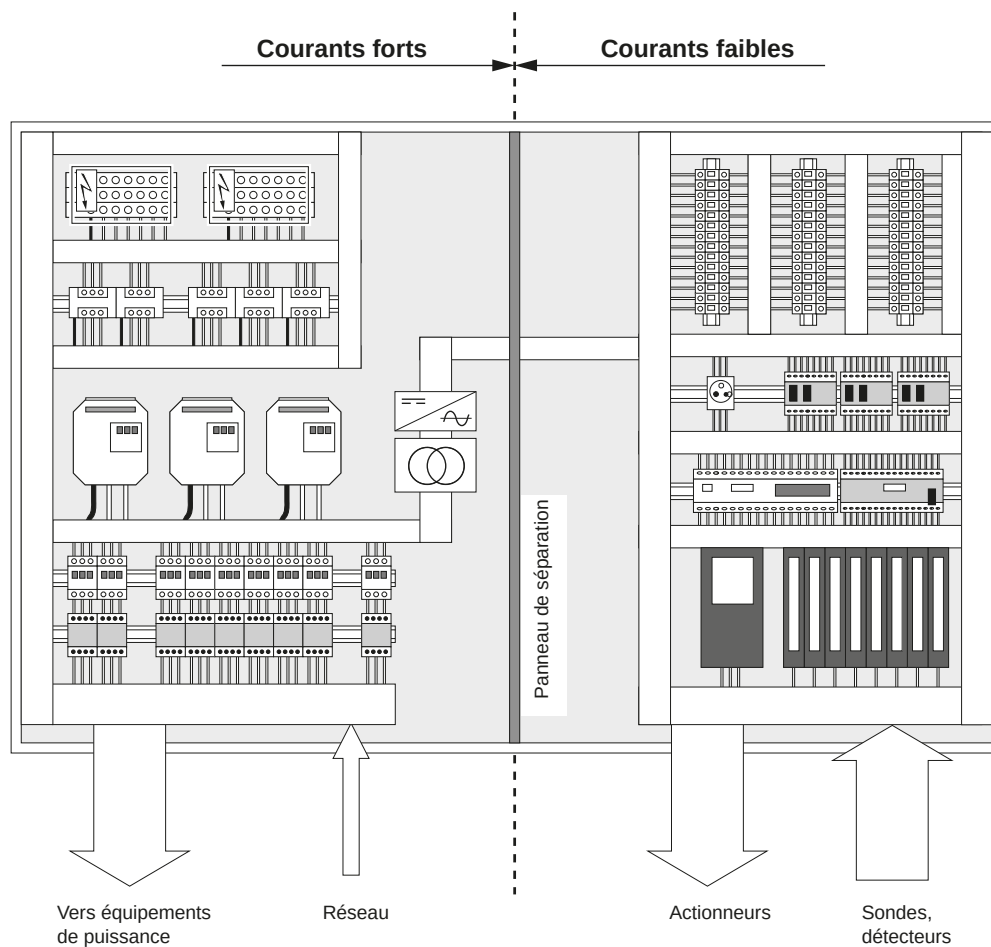
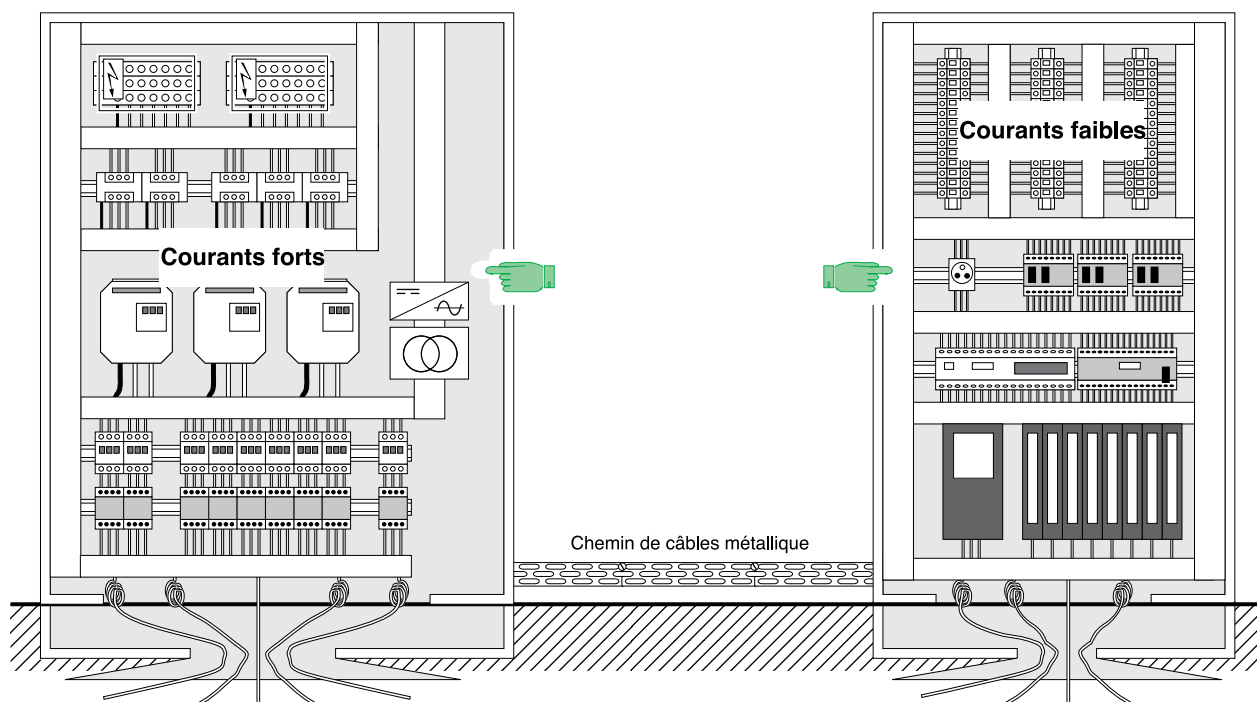


Fig. R20f: Conception adéquate pour la CEM avec deux coffrets séparés



3.11 CEM : protection contre les décharges électrostatiques

L'utilisation d'outils ou de boîtiers spécifiques est normalement nécessaire pour manipuler ou transporter des cartes ou composants électroniques (processeurs, mémoires, modules analogiques, PCMCIA, etc.) qui sont sensibles aux décharges électrostatiques (DES).

Les produits peuvent être conformes aux normes de tenue aux DES, mais les conditions réelles sont dans certains cas plus sévères que celles spécifiées pour les tests.

Les DES peuvent provoquer le vieillissement et la destruction des semi-conducteurs. Sans précautions, les dispositifs semi-conducteurs peuvent être endommagés ou détruits sans que les utilisateurs ne le remarquent.

3.11.1 Solution

L'utilisation de bracelet spécifique antistatique est fortement recommandée. Ce bracelet doit être mis en œuvre pour tout coffret et correctement relié au châssis métallique relié à la terre.

Prévoir une procédure qui décrit les bonnes conditions d'utilisation.

Un exemple est illustré ci-dessous.

3.11.2 Bracelet antistatique

L'électricité statique est produite par le contact et la séparation des matériaux : chaussures et sol, vêtements et corps humain, pièces déplacés sur ou à partir de surface. La charge générée va se maintenir sur le corps jusqu'à ce qu'elle soit déchargée: la "châtaigne" familière que nous avons tous connue. C'est cette "châtaigne" qui provoque les dégâts. S'il est possible d'empêcher toute charge électrostatique de se créer sur le corps, alors aucune décharge n'est pratiquement nécessaire. Un bracelet mis à la terre empêche efficacement toute charge statique de se créer. Toute charge statique qui tendrait à se créer est instantanément "évacuée" par le bracelet. Celui-ci maintient le potentiel d'équilibre qui est obtenu brutalement avec la "châtaigne".

Fig. R20g

Exemples de bracelet
antistatique



3.12 CEM : références normatives

Il est primordial de faire apparaître dans les spécifications les normes ou documents de recommandations à prendre en compte lors de la réalisation des installations.

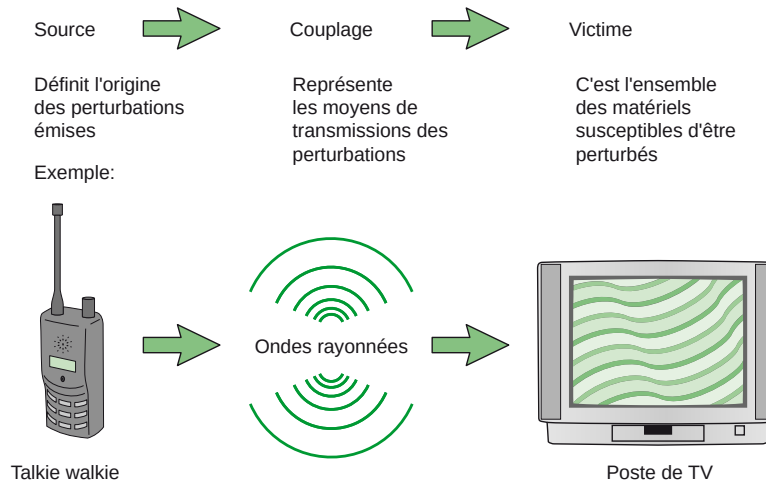
A titre indicatif, les documents suivants peuvent être utilisés :

CEI 61000-5-2	Compatibilité électromagnétique (CEM) - Partie 5 : Guides d'installation et d'atténuation Section 2 : Mise à la terre et câblage
CEI 60364-4-44	Installations électriques des bâtiments Partie 4-44 : Protection pour assurer la sécurité - Protection contre les perturbations de tension et les perturbations électromagnétiques
NF C 15-100	Règles d'installations électriques BT - dernière version en vigueur.
NF C 13-200	Règles d'installations électriques à haute tension.
NF C 17-100	Règles d'installation de paratonnerres.
EN 50174-1	Technologies de l'information - Installation de câblage. Partie 1 : Planification de l'assurance de la qualité.
EN 50174-2	Technologies de l'information - Installation de câblage - Partie 2 : Planification et pratiques d'installation à l'intérieur des bâtiments.
EN 50310	Application de liaison équipotentielle et de la mise à la terre dans les locaux avec équipements de Technologie de l'Information
Guide UTE C 15-443	Protection des installations électriques BT contre les surtensions d'origine atmosphérique.
Guide UTE C 15-900	Mise en œuvre dans des bâtiments des réseaux de puissance et des réseaux de communication
Guide UTE C 90-480-2	Mise en œuvre d'installation et méthodes pratiques à l'intérieur du bâtiment.

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

Un phénomène d'interférence électromagnétique peut se résumer au synoptique de la **Figure R21**.

Fig. R21
Phénomènes
d'interférences EM



Les différentes sources de perturbations sont

- les émissions radio électriques :
 - les systèmes de transmissions hertziens (radio, TV, CB, radio téléphones, télécommandes),
 - les radars ;
- les équipements :
 - les appareils industriels de puissance (fours à induction, soudeuses à arc, commande de stators),
 - les équipements de bureaux (ordinateurs et circuits numériques, copieurs, visu grand écran),
 - les tubes à décharge (néon, fluo, lampes à éclat, flash),
 - les composants électromécaniques (relais, contacteurs, solénoïdes, organes de coupure) ;
- les réseaux de puissance :
 - transport et distribution d'énergie,
 - traction électrique ;
- la foudre,
- la décharge électrostatique (DES),
- l'impulsion électromagnétique d'origine nucléaire (IEMN).

Les victimes potentielles sont

- les récepteurs radio, TV, radar, les communications hertziennes,
- les systèmes analogiques (capteurs, acquisition de mesures, amplificateurs, écrans),
- les systèmes numériques (ordinateurs, bus et liaisons informatiques, périphériques).

Les différents couplages sont

- le couplage par impédance commune (couplage galvanique),
- le couplage capacitif,
- le couplage inductif,
- le couplage par rayonnement (champ à câble, champ à boucle, antenne à antenne).

4.1 Couplage par impédance commune

4.1.1 Définition

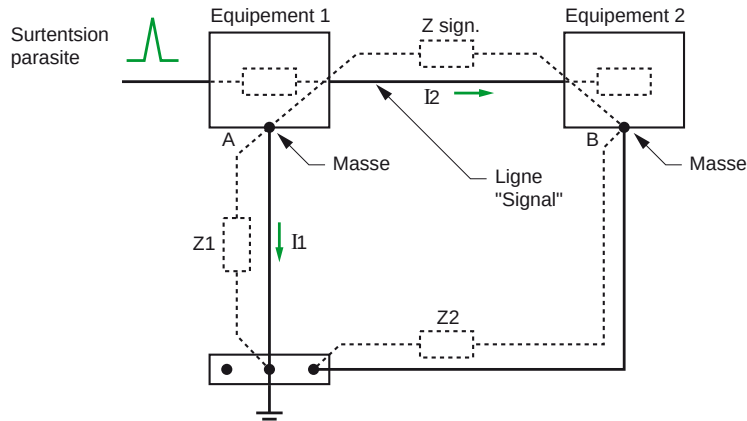
Deux ou plusieurs équipements sont interconnectés par leur réseau d'alimentation et les câbles de communication (cf. **Fig. R22**). Lorsque des courants d'origines externes (foudre, courants de défaut, courants perturbateurs) circulent à travers ces impédances communes, une tension indésirable est développée entre les points A et B, **censés être équipotentiels**. Cette tension parasite peut être gênante pour des circuits électroniques bas niveaux ou rapides.

L'ensemble des câbles, y compris les conducteurs de protection, présente une impédance, en particulier aux fréquences élevées.

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

Fig. R22

Définition du couplage par impédance commune



Les masses des équipements 1 et 2 sont reliées à une terre commune par des connexions d'impédances $Z1$ et $Z2$.

La surtension parasite s'écoule vers la terre, à travers $Z1$. Le potentiel de l'équipement 1 est porté à $Z1 I1$.

La différence de potentiel avec l'équipement 2 (initialement au potentiel 0) se traduit par l'apparition du courant $I2$.

$$Z1 I1 = (Z_{sign} + Z2) I2 \Rightarrow \frac{I2}{I1} = \frac{Z1}{(Z_{sign} + Z2)}$$

Présent sur la ligne "signal", le courant $I2$ perturbe l'équipement 2.

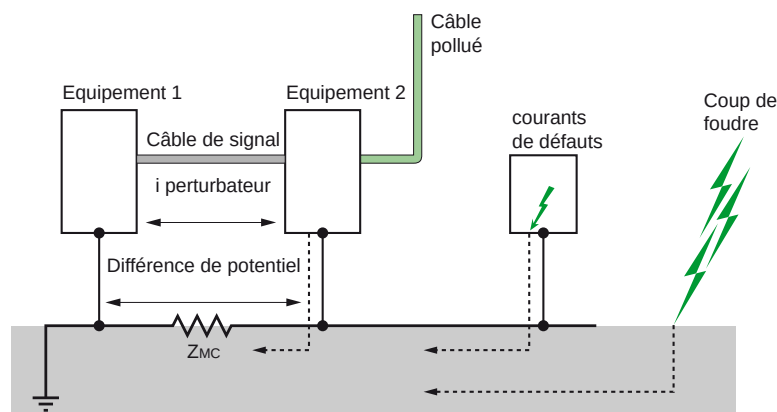
4.1.2 Exemples

Différentes situations peuvent être rencontrées.

- Appareils reliés par un conducteur commun de référence (ex. : PEN, PE) parcouru par des variations de courant rapides ou intenses (di/dt) (courant de défaut, onde de foudre, court-circuit, variations de charge, hacheurs, courants harmoniques, banc de condensateurs de compensation, etc.).
- Retour commun de plusieurs sources électriques (cf. **Fig. R23**).

Fig. R23

Exemple de couplage par impédance commune



4.1.3 Mesures correctives

(cf. **Fig. R24**)

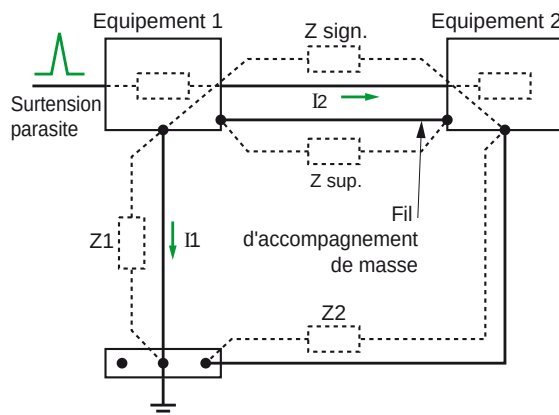
Les impédances communes si elles ne peuvent être éliminées, doivent être les plus faibles possibles. Pour minimiser les effets dus aux impédances communes, différentes mesures correctives peuvent être appliquées :

- réduire les impédances :
 - mailler les références communes,
 - utiliser des câbles courts ou des tresses plates dont l'impédance est plus faible à section égale que les câbles ronds,
 - installer des liaisons équipotentielles fonctionnelles entre les matériels ;
- réduire le niveau des courants perturbateurs par l'adjonction de filtrage de mode commun et de selfs de mode différentiel.

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

Fig. R24

Mesures correctives du couplage par impédance commune



Si l'impédance du fil d'accompagnement de masse ($Z_{sup.}$) est très faible par rapport à l'impédance de $Z_{sign.}$, la majeure partie du courant perturbateur s'écoule via la liaison de masse $Z_{sup.}$ et non plus, comme dans le cas précédent, par la liaison "signal" $Z_{sign.}$.

La différence de potentiel entre l'équipement 1 et 2 devient très faible et la perturbation devient acceptable.

4.2 Couplage capacitif

4.2.1 Définition

Perturbateur et victime sont couplés par les capacités parasites ou réparties. Le niveau de perturbation dépend des variations de tension (dv / dt) ainsi que de la valeur de la capacité de couplage.

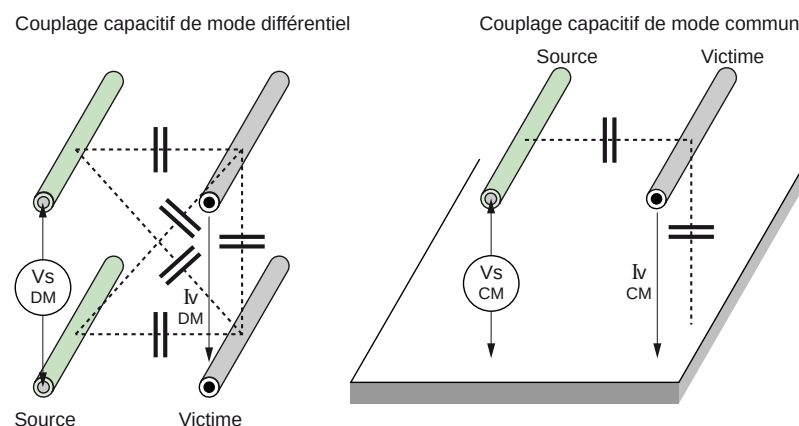
Le couplage capacitif (cf. **Fig. R25**) croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle,
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance d'entrée du circuit victime (les circuits à haute impédance d'entrée sont plus vulnérables),
- l'isolation du câble victime (ϵ_r du diélectrique du câble), surtout dans le cas de paires à couplage serré.

La **Figure R26** montre le résultat d'un couplage capacitif (diaphonie) entre deux câbles.

Fig. R25

Exemple de couplage capacitif



Vs DM : Source de tension perturbatrice (mode différentiel)

Iv DM : Courant perturbateur coté victime (mode différentiel)

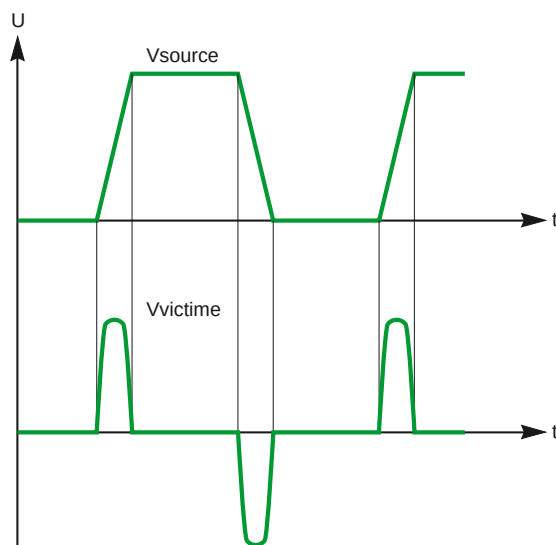
Vs CM : Source de tension perturbatrice (mode commun)

Iv CM : Courant perturbateur coté victime (mode commun)

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

Fig. R26

Influence typique d'un couplage capacitif (diaphonie capacitive)



4.2.2 Exemples

Certaines dispositions favorisent ce type de couplage capacitif

- câbles proches soumis à des variations rapides de tension (dv / dt),
- proximité d'un générateur haute tension à découpage (photocopieur, ...),
- capacité parasite primaire / secondaire des transformateurs.

De tels couplages sont à l'origine de perturbations telles que

- diaphonie inter câbles,
- amorçages des lampes fluo.

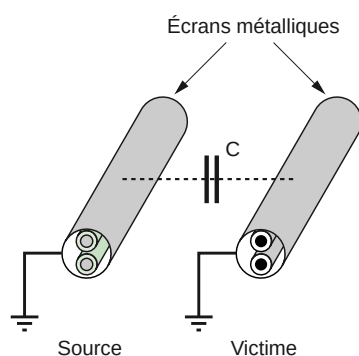
4.2.3 Mesures correctives

Pour réduire le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur/victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- dans le cas d'une liaison bifilaire, rapprocher le fil aller du fil retour,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des câbles assemblés en quarts ou en paires plutôt que des conducteurs individuels,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse) (cf. Fig. R27),
- diminuer les dv/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible.

Fig. R27

Les câbles blindés ou avec écran minimisent le couplage capacitif



R27

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

4.3 Couplage inductif

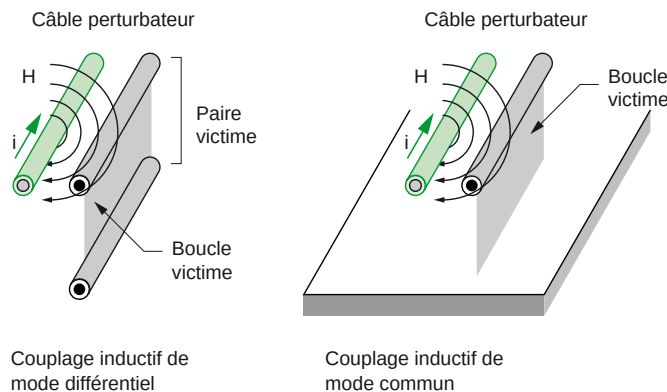
4.3.1 Définition

Perturbateur et victime sont couplés par un champ magnétique. Le niveau de perturbation dépend des variations de courant (di/dt) ainsi que de la valeur de la mutuelle inductance de couplage.

Le couplage inductif croît avec :

- la fréquence,
- la proximité perturbateur / victime et la longueur de câblage mise en parallèle (cf. **Fig. R28**),
- la hauteur des câbles par rapport à un plan de masse,
- l'impédance de charge du circuit perturbateur.

Fig. R28
Exemple de couplage
inductif



4.3.2 Exemples

Les couplages inductifs ont différentes origines :

- variations rapides de courant (di/dt) dans des câbles proches,
- court circuit,
- courant de défaut,
- onde de foudre,
- commande de stator,
- soudeuse.
- Inducteur.

4.3.3 Mesures correctives

Pour le couplage inductif comme pour le couplage capacitif, de nombreuses mesures correctives sont possibles et simultanément applicables :

- limiter les longueurs parallèles perturbateur / victime au strict nécessaire,
- augmenter la séparation entre perturbateur et victime,
- plaquer les câbles contre les structures métalliques mises à la terre,
- utiliser de la paire torsadée,
- rapprocher le fil aller du fil retour dans le cas d'une liaison bifilaire,
- utiliser des câbles multiconducteurs ou mono conducteur jointifs disposés de préférence en trèfle,
- placer un fil d'accompagnement mis à la masse aux deux extrémités et de proche en proche entre perturbateur et victime,
- utiliser des systèmes de transmission symétriques sur un câblage symétrique et correctement adapté,
- blinder les câbles perturbateurs, les câbles victimes ou les deux (le blindage sera mis à la masse),
- diminuer les di/dt du perturbateur en augmentant le temps de montée du signal quand cela est possible (résistances ou CTP en série sur le câble perturbateur, ferrites sur le câble perturbateur et/ou victime).

4.4 Couplage par rayonnement

4.4.1 Définition

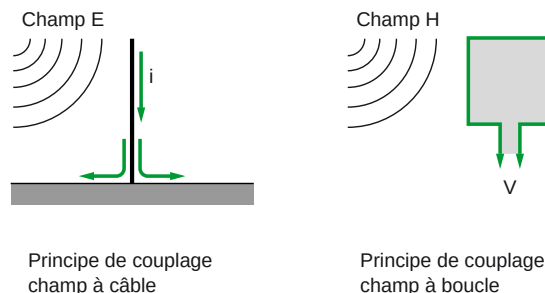
Perturbateur et victime sont couplés via un média (exemple l'air). Le niveau de perturbation dépend de la puissance de la source de rayonnement et de l'efficacité de l'antenne d'émission et de réception. Un champ

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

électromagnétique est composé à la fois d'un champ électrique et d'un champ magnétique qui sont corrélés (cf. Fig. R29).

Fig. R29

Exemple de couplage par rayonnement

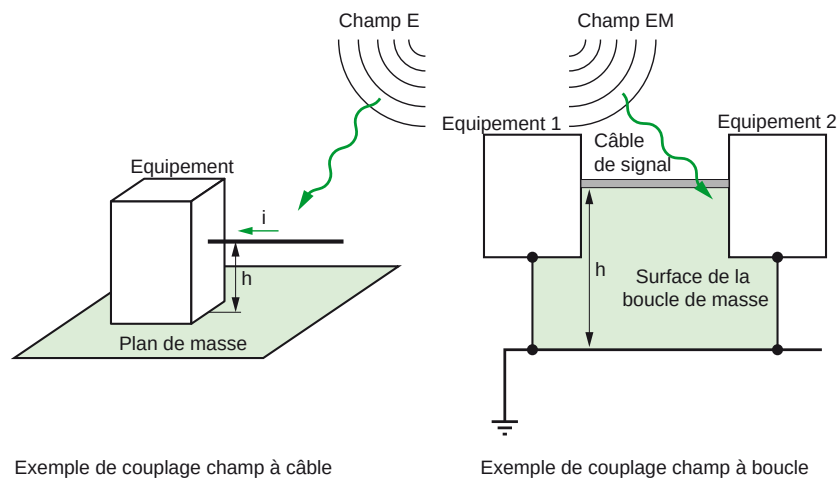


Il est possible de considérer séparément les composantes électriques et magnétiques (cf. Fig. R30).

Champ électrique (champ E) et champ magnétique (champ H) sont couplés dans les systèmes de câblage via les fils et les boucles. Lorsqu'un câble est soumis à un champ électrique variable, un courant est généré dans ce câble. Ce phénomène est appelé couplage champ à câble. De la même manière, lorsqu'un champ magnétique variable traverse une boucle, il crée une force contre électromotrice qui développera une tension entre les deux extrémités de la boucle. Ce phénomène est appelé couplage champ à boucle.

Fig. R30

Exemple de couplage par rayonnement



4.4.2 Exemples

Les sources de perturbations par rayonnement peuvent être :

- équipement de radio transmission (talkie-walkie, émetteur radio et TV, services mobiles),
- radar,
- systèmes d'allumage automobile,
- soudeuse à arc,
- four à induction,
- système commutant de puissance,
- décharge électrostatique (DES),
- foudre.

4.4.3 Mesures correctives

Pour minimiser les effets par couplage rayonné il faut :

- Pour le couplage champ à câble
 - réduire l'effet d'antenne de la victime en diminuant la hauteur (h) du câble par rapport au plan de masse,
 - mettre le câble dans un conduit métallique continu et mis à la masse (tuyau, goulotte, chemin de câble),
 - utiliser des câbles blindés correctement mis en œuvre et mis à la masse,
 - ajouter des câbles d'accompagnement de masse,

4 Mécanismes de couplage électro-magnétique et mesures correctives

- insérer des filtres ou des ferrites sur le câble victime.
- Pour le couplage champ à boucle
 - réduire la surface de la boucle victime en diminuant la hauteur (h) et la longueur du câble,
 - utiliser les solutions du couplage champ à câble,
 - utiliser le principe de la cage de Faraday.

Le couplage rayonné peut être éliminé en utilisant le principe de la cage de Faraday.

Par exemple, pour relier deux armoires d'un équipement en utilisant un câble blindé dont le blindage est raccordé à ses 2 extrémités aux enveloppes métalliques ; les enveloppes métalliques devant être mises à la masse pour que l'efficacité soit accrue en haute fréquence.

Le couplage rayonné décroît avec :

- l'éloignement,
- l'utilisation de liaisons de transmissions symétriques.

5 Recommandations de câblage

5.1 Classification des signaux

(cf. Fig. R31)

Les signaux internes peuvent être classés en 4 groupes :

5.1.1 Groupe 1

Lignes d'alimentations secteurs, circuits de puissance à fort di/dt , convertisseurs à découpage, commande de régulateurs de puissance.

Ce groupe est peu sensible mais perturbe les groupes suivants (surtout en MC).

5.1.2 Groupe 2

Circuits d' E/S tout ou rien (TOR), circuits de relayage, de contrôle commande.

Ce groupe est peu sensible, mais perturbe les groupes suivants (commutations, formation d'arcs à l'ouverture des contacts).

5.1.3 Groupe 3

Circuits numériques (commutations H.F.).

Ce groupe est sensible aux impulsions, mais perturbe le groupe suivant.

5.1.4 Groupe 4

Circuits d' E/S analogiques (mesures à bas niveaux, lignes d'alimentation des capteurs actifs). Ce groupe est sensible.

Il serait souhaitable que chacun de ces groupes dispose de conducteurs ayant une couleur d'isolant spécifique afin de faciliter leur repérage et d'identifier facilement les différents groupes (cette présentation peut être utile pour l'installation et notamment pour le tirage des fils et câbles dans les goulottes et sur les dalles, et lors des dépannages).

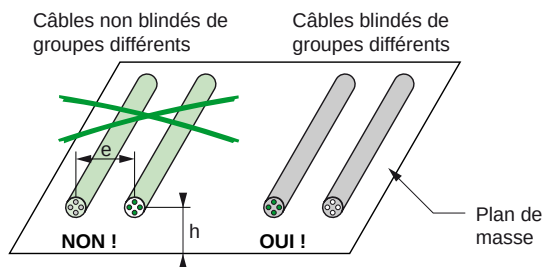
5.2 Conseils de câblage

5.2.1 Il faut absolument séparer de façon physique, et éloigner les câblages comportant des signaux différents

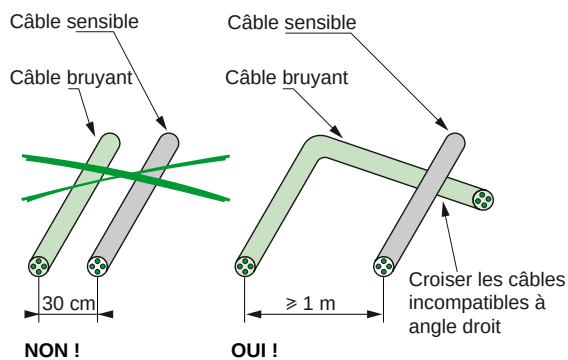
(cf. Fig. R32)

5 Recommandations de câblage

Fig. R32
Recommandations de
câblage pour des câbles
transportant des signaux
de type différent



Risque de diaphonie en mode commun si $e < 3 h$



Eloigner les câbles incompatibles

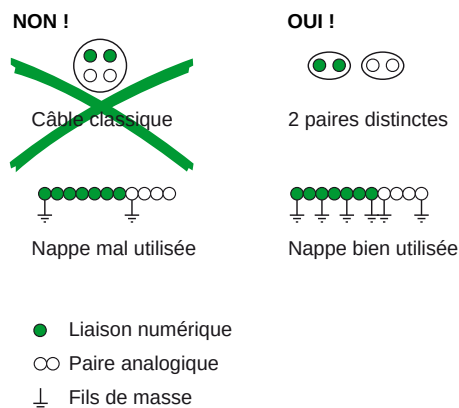
5.2.2 Les câbles perturbateurs (groupes 1 et 2) sont à éloigner des câbles sensibles (groupes 3 et 4)

(cf. Fig. R32 et Fig. R33)

En règle générale, il suffit d'écarter des torons de câbles de 10 cm à plat sur une tôle (MC + MD). Si la place le permet, un écartement de 30 cm est préférable. Croiser deux câbles ou torons à angle droit évite un couplage par diaphonie, même s'ils ont un contact ponctuel.

Il n'y a plus de contrainte d'éloignement lorsqu'une paroi métallique équipotentielle par rapport à la masse, sépare les câbles. Il faut néanmoins que la hauteur de la paroi soit supérieure au diamètre des torons à protéger.

Fig. R33
Utilisation des câbles et
nappes



5.2.3 Dans un même toron, il ne doit cohabiter que des signaux d'un même groupe

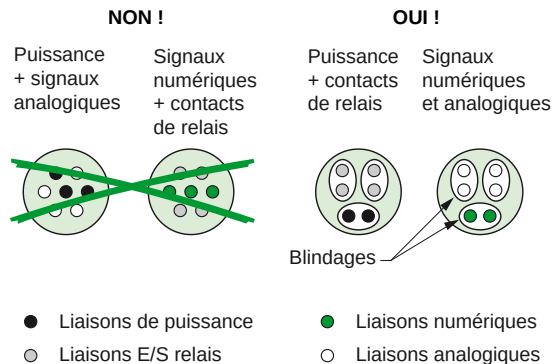
(cf. Fig. R34)

En cas de nécessité de faire transiter dans le même toron des signaux de groupes différents, des écrans internes sont nécessaires pour limiter la diaphonie (MD). Ces écrans, de préférences en tresse, sont à raccorder à la masse aux deux bouts pour les groupes 1, 2 et 3.

5 Recommandations de câblage

Fig. R34

Signaux incompatibles =
câbles différents



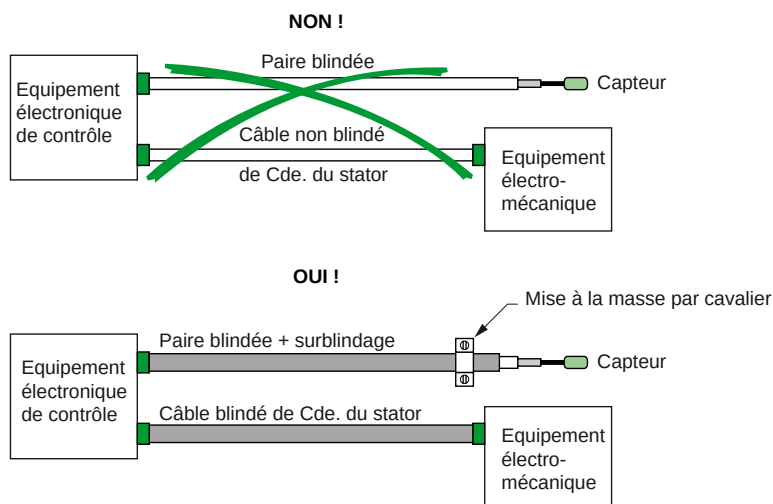
5.2.4 Il est conseillé de surblinder les câbles bruyants et les câbles sensibles

(cf. Fig. R35)

Un surblindage sert de protection H.F. (MD + MC) s'il est relié à la masse à ses deux extrémités par une reprise de masse circonférentielle, avec un collier de reprise de masse, ou un cavalier en Ω , mais surtout pas par une "queue de cochon".

Fig. R35

Blindage, surblindage des
câbles perturbateurs et/ou
sensibles



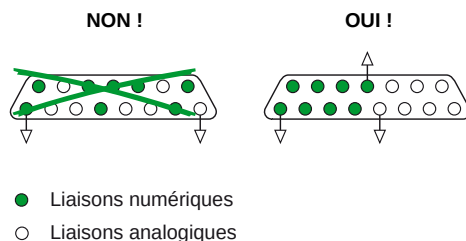
5.2.5 Il faut éviter d'utiliser un même connecteur pour des liaisons de groupes différents

(cf. Fig. R36)

Sauf éventuellement pour les groupes 1 et 2 (MD). Si un même connecteur est utilisé pour des signaux analogiques et numériques, il est nécessaire d'isoler les deux groupes par au moins une rangée de contacts raccordés au 0 V qui sert d'écran.

Fig. R36

La ségrégation s'applique
aussi à la connectique !



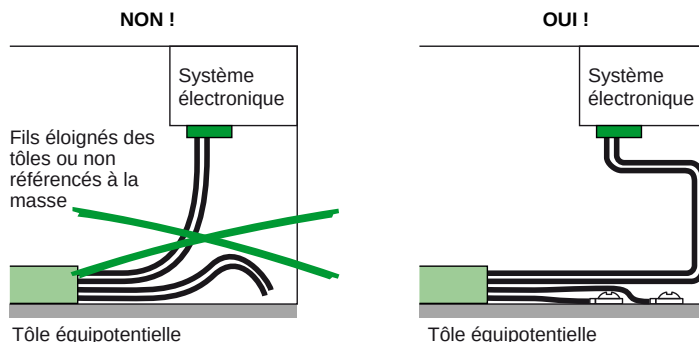
5 Recommandations de câblage

5.2.6 Tout conducteur libre (réserve de câblage) doit être impérativement raccordé à la masse aux deux extrémités

(cf. Fig. R37)

Pour le groupe 4, ce raccordement est déconseillé pour les lignes à très bas niveau de tension et à basses fréquences (risque de génération de bruit, par induction magnétique, dans la bande des fréquences à transmettre).

Fig. R37
Raccorder les fils libres à la masse



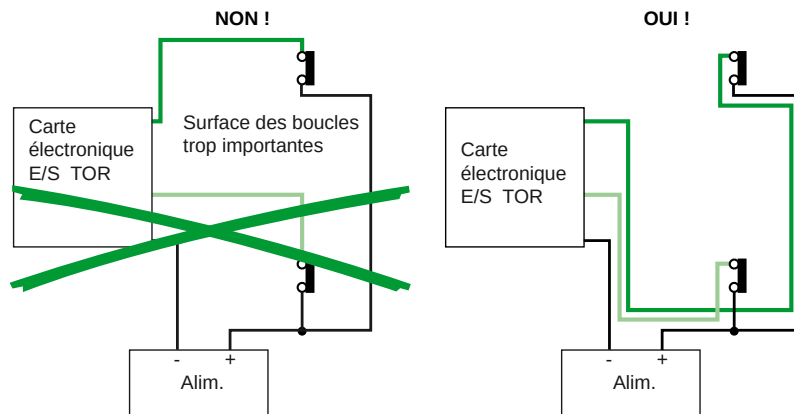
5.2.7 Le conducteur de retour doit toujours être voisin du conducteur aller

(cf. Fig. R38)

Ceci est particulièrement critique pour les capteurs à bas niveaux. Il est, même conseillé pour des signaux TOR avec un commun, d'accompagner les conducteurs actifs par au moins un conducteur commun par faisceau.

Pour les signaux analogiques ou numériques, travailler en paire torsadée est un minimum. Une paire torsadée (MD) garantit que le fil de retour reste de bout en bout proche du fil aller.

Fig. R38
Fil aller et fil retour
doivent toujours rester
voisins



5.2.8 Les câbles du groupe 1 ne doivent pas être blindés s'ils sont filtrés

mais doivent être réalisés de préférence en paires torsadées.

5.2.9 Les câbles sont systématiquement plaqués de bout en bout contre les parties métalliques (tôles, goulottes métalliques, structures...) équipotentielles de l'équipement

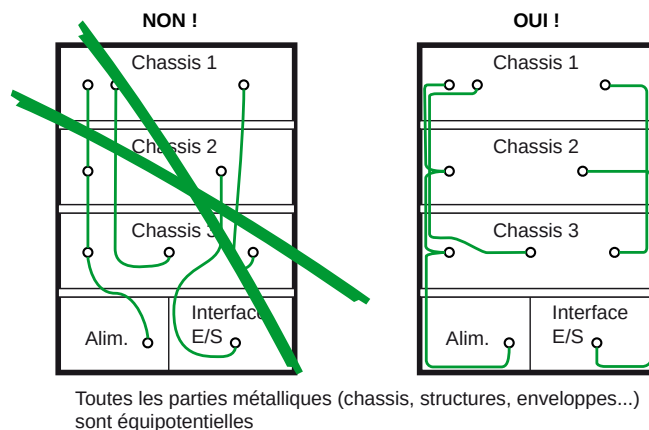
(cf. Fig. R39)

pour bénéficier d'un effet réducteur (MC) et anti diaphonie (MD) significatif, sûr et peu coûteux.

5 Recommandations de câblage

Fig. R39

Plaquer les liaisons
filaires de bout en bout
contre la masse

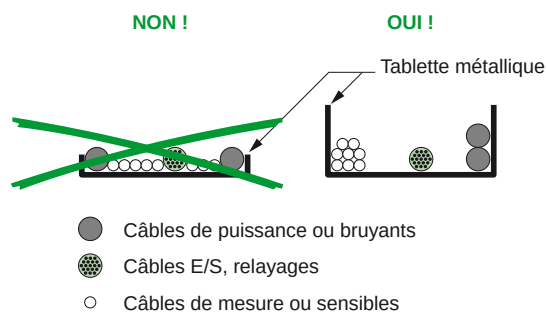


5.2.10 L'utilisation de goulottes métalliques mises à la masse de façon correcte améliore considérablement la compatibilité électromagnétique interne

(cf. Fig. R40).

Fig. R40

Répartition des câbles
dans une tablette



Chapitre S

Mesure

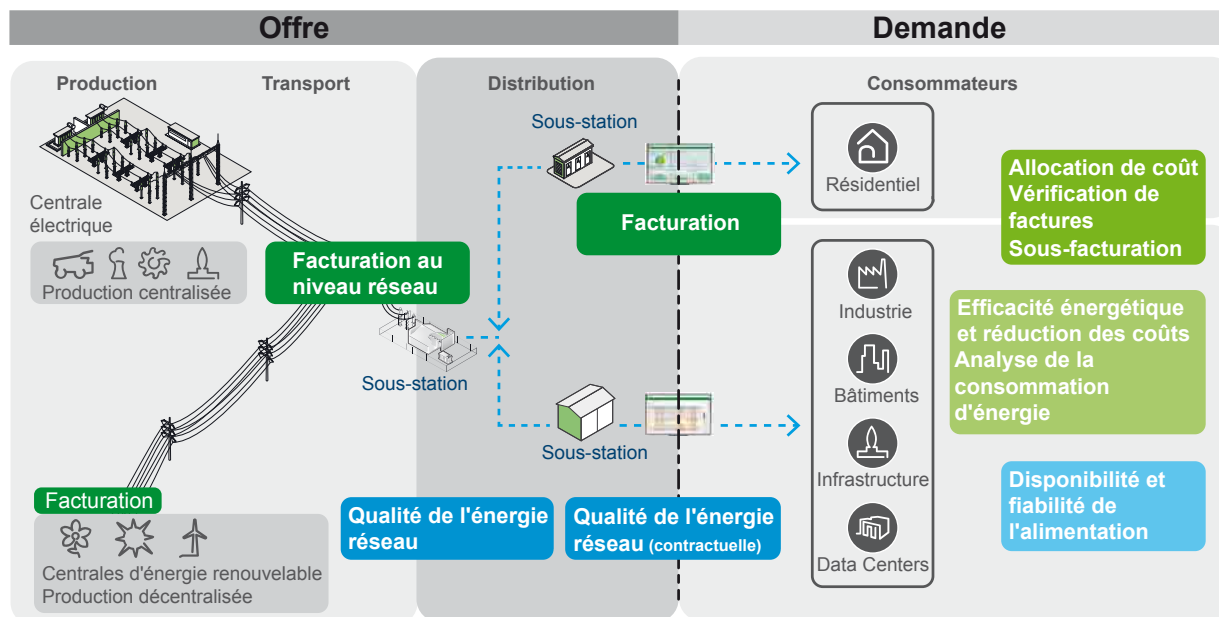
1	Applications de la mesure	S2
2	Description des applications de mesure	S3
	2.1 Mesure pour l'efficacité énergétique et la réduction de coût	S3
	2.2 Mesure pour la disponibilité et la fiabilité de l'alimentation	S3
	2.3 Mesure pour la qualité de l'énergie réseau	S5
	2.4 Mesure pour la facturation	S5
	2.5 Mesure pour la sous-facturation, la répartition des coûts et la vérification de facture	S6
3	Zoom sur la norme IEC 61557-12	S7
	3.1 Fonctions des PMD	S7
	3.2 Marquage	S7
	3.3 Incertitude sur une plage de mesure	S7

1 Applications de la mesure

Ce chapitre est une introduction aux différentes applications de mesure, et aux principales normes significatives pour ces différentes applications.

Il existe différents types d'applications qui nécessitent de la mesure. Fondamentalement, les applications peuvent être divisées entre 5 catégories, comme décrit sur la **Figure S1**.

Fig. S1: les 5 principales applications de mesure en relation entre l'offre et la demande



2.1 Mesure pour l'efficacité énergétique et la réduction de coût

Pour cette application, l'énergie doit être mesurée afin d'en améliorer l'efficacité, de la répartir au sein d'une installation, ou d'en réduire le coût.

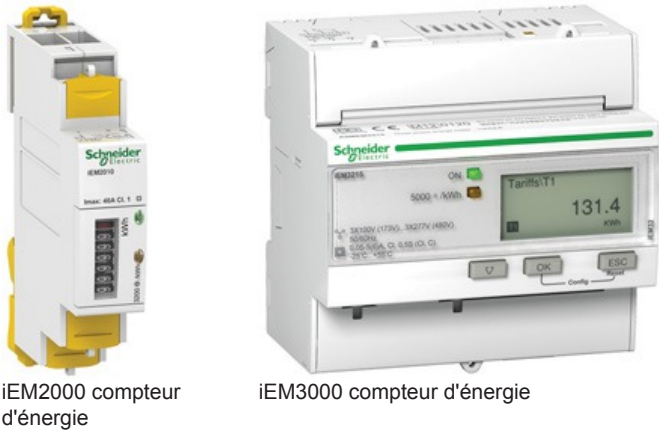
Les aspects de l'efficacité énergétique sont traités plus en détail dans le chapitre [Efficacité Énergétique de la Distribution Électrique](#).

Les principales normes sont indiquées dans la **Figure S2**.

Fig. S2
normes pour l'efficacité
énergétique, la répartition
de coût et l'optimisation

Norme d'installation	Norme de méthode de mesure	Norme produit
ISO 50001 Systèmes de management de l'énergie - Exigences et recommandations de mise en œuvre.	CEI 61557-12 Dispositifs de mesure et de surveillance des performances	
CEI 60364-8-1 Installations électriques basse tension - Partie 8-1 : Efficacité énergétique		

Fig. S3
exemples de produits
conformes à la norme CEI
61557-12, pour l'Efficacité
énergétique



iEM2000 compteur
d'énergie

iEM3000 compteur d'énergie

Voir [\[les offres de compteurs d'énergie\]](#) de Schneider Electric

2.2 Mesure pour la disponibilité et la fiabilité de l'alimentation

Pour assurer le bon fonctionnement de l'installation électrique, il est recommandé de fournir une mesure minimale des principales caractéristiques de l'alimentation telles que la tension, la fréquence, les courants et / ou la puissance active.

Certains phénomènes électriques peuvent avoir un impact sur les actifs de l'installation et sur le fonctionnement à l'intérieur d'une usine. Par exemple, un déséquilibre de tension peut réduire la durée de vie des moteurs, et des creux de tension peuvent interrompre un processus.

Le tableau de la **Figure S4** décrit les principaux problèmes qui peuvent se produire.

2 Description des applications de mesure

Fig. S4
principaux problèmes pouvant survenir dans les réseaux électriques et leurs conséquences possibles

Paramètre	Mesure	Influence sur l'efficacité énergétique de l'installation	Influence sur les performances de l'installation
Facteur de puissance (PF ou $\cos \varphi$)	PF	Pertes supplémentaires. Le Fournisseur d'énergie facture des pénalités	Echauffement des câbles (besoin de surdimensionnement des câbles)
Tension et courant harmoniques	THDu THDi	Pertes supplémentaires	Surcharge du conducteur neutre, vibration des moteurs et transformateurs, réduction de la durée de vie de certains appareils, principalement les moteurs
Écarts de tension permanents ou fréquents	U	Les équipements fonctionnent en dehors de leur plage de tension assignée, ce qui conduit à une augmentation du courant absorbé (principalement : moteurs)	Réduction de la durée de vie des équipements (principalement: moteurs)
Déséquilibre de tension	Uimb	Pertes supplémentaires dans les moteurs	Réduction de la durée de vie des moteurs
Creux de tension et coupures	Udip Uint	-	Interruption de process avec pertes financières
Fréquence	f	-	Modification de la vitesse des machines tournantes
Flicker	Pst RVC	-	Perturbation de l'éclairage

Les principales normes sont indiquées sur la **Figure S5**.

Fig. S5
les normes relatives à la mesure de la Qualité et la Disponibilité de l'énergie

Besoin Installation	Norme de méthodes de mesure	Norme Produit
Tension, indication de courant et de fréquence		CEI 60051 Appareils de mesure électriques indicateurs analogiques à action directe et leurs accessoires
Suivi de distribution électrique; Qualité de l'énergie Usine	CEI 61557-12 : Dispositifs de mesure et de surveillance des performances CEI 61000-4-30 Compatibilité électromagnétique - Techniques d'essai et de mesure - Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation	CEI 61557-12 : Dispositifs de mesure et de surveillance des performances CEI 61557-12 : Dispositifs de mesure et de surveillance des performances et IEC 62586-2 : Mesure de la qualité de l'alimentation dans les réseaux d'alimentation - Essais fonctionnels et exigences d'incertitude (la conformité à la CEI 62586-2 implique la conformité à la CEI 61000-4-30)

Fig. S6
exemples d'appareils conformes à la CEI 61557-12, pour la Distribution électrique (Schneider Electric)



Disjoncteur Compact NSX avec déclencheur Micrologic 5E



Centrale de mesure PM5000



Centrale de mesure PM8000

2 Description des applications de mesure

2.3 Mesure pour la qualité de l'énergie réseau

Certains règlements ou contrats spécifiques engagent les fournisseurs d'énergie à maintenir les caractéristiques de tension en tous points d'alimentation dans des limites spécifiées. Ces spécifications précisent des limites ou des valeurs relatives à la tension, la fréquence, aux variations rapides de tension, aux harmoniques et inter-harmoniques, au déséquilibre, aux surtensions et sous-tensions, aux interruptions, etc.

Habituellement, les mesures sont effectuées côté fournisseur d'énergie (afin de vérifier que l'énergie délivrée est conforme au contrat) et côté consommateur (afin de vérifier que l'énergie reçue est conforme au contrat) avec des instruments de mesure de classe A selon la CEI 61000-4-30.

Fig. S7
normes pour l'évaluation
de la Qualité d'énergie du
réseau

Norme d'évaluation	Norme de méthodes de mesure	Norme Produit
Evaluation de la qualité de l'alimentation réseau : EN 50160 : Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution IEC/TS 62749 : Assessment of Power Quality – Characteristics of electricity supplied by public electricity networks	CEI 61000-4-30 : Compatibilité électromagnétique - Techniques d'essai et de mesure - Méthodes de mesure de la qualité de l'alimentation	IEC 62586-2 : Mesure de la qualité de l'alimentation dans les réseaux d'alimentation - Essais fonctionnels et exigences d'incertitude (la conformité à la CEI 62586-2 implique la conformité à la CEI 61000-4-30)

Fig. S8
exemples d'appareils
conformes à la CEI
61000-4-30, pour la
mesure de Qualité de
l'énergie (Schneider
Electric)



ION 7650 Dispositif de mesure de Qualité de l'énergie



ION 8800 Dispositif de mesure de Qualité de l'énergie



ION 8650 Dispositif de mesure de Qualité de l'énergie

2.4 Mesure pour la facturation

La facturation est le processus qui permet aux fournisseurs d'énergie ou leurs représentants de facturer leurs clients selon un contrat défini, pour des usages ou des services mesurés.

Ces fournitures sont couvertes par des normes internationales, régionales ou locales, en plus de spécifications du Distributeur. Certains règlements tels que MID en Europe, NMI M-6 en Australie, LBM-EG-07 au Canada, JJG596 en Chine... peuvent exiger davantage.

Ces dispositions visent à protéger les consommateurs et les fournisseurs contre des mesures erronées ou frauduleuses. Comme dans la plupart des cas, le compteur utilisé par le fournisseur d'énergie est installé dans les locaux du consommateur, l'attention est portée sur l'évitement des fraudes. Ainsi, des exigences ont été fixées :

- sur la performance de la mesure (précision des compteurs d'énergie active, construction de compteurs où une évaluation par un tiers peut être demandée),
- sur la sécurisation des compteurs contre la falsification (étanchéité du boîtier du compteur, vérification du logiciel de métrologie, fixation des paramètres de configuration du compteur et des interfaces),
- sur le marquage des compteurs, y compris le marquage de l'année de fabrication, afin de permettre la vérification de la précision avec un intervalle de temps défini par les règlements nationaux.

Les dispositifs pour les applications de facturation possèdent des exigences spécifiques de métrologie légale, et sont donc sujets à des exigences particulières telles que la vérification périodique (en général tous les 6 à 10 ans) suivant la réglementation locale.

2 Description des applications de mesure

2.5 Mesure pour la sous-facturation, la répartition des coûts et la vérification de facture

La sous-facturation est le processus qui permet à un propriétaire, société de gestion de biens, syndicat de copropriété, association de propriétaires ou autres propriétés à locataires multiples de partager une facture sur plusieurs locataires, pour des usages ou des services mesurés. Cette facture est généralement combinée avec les autres frais d'établissement d'un locataire.

Comme dans la plupart des cas, le compteur est installé dans un local électrique non accessible par le locataire, le risque de fraude est très limité. Ceci est la raison pour laquelle les dispositifs conformes à la CEI 61557-12 ainsi que des dispositifs utilisés pour des applications de facturation peuvent être utilisés pour des applications de sous-facturation. Une attention particulière devrait être portée aux aspects environnementaux, le dispositif utilisé pour la sous-facturation devant respecter les contraintes de CEM, de température et d'environnement mécanique. Dans tous les cas, les appareils de mesure utilisés dans des tableaux et armoires pour la sous-facturation doivent se conformer à la norme CEI 61557-12.

La répartition des coûts est le processus qui permet à un gestionnaire d'installation de répartir les coûts de l'énergie vers les centres de coûts internes qui consomment de l'énergie (par exemple les usines, ateliers, ...).

La vérification de facture est le processus qui permet aux clients de vérifier que la facture envoyée par les fournisseurs d'énergie ou leurs représentants est correcte.

3 Zoom sur la norme IEC 61557-12

Les appareils de mesure électroniques numériques remplacent de plus en plus les appareils analogiques dans les installations électriques. Ils assurent une mesure plus précise de davantage de grandeurs, et mettent celles-ci à la disposition des utilisateurs aussi bien en local qu'à distance.

Les dispositifs destinés à assurer la surveillance ont différentes caractéristiques qui nécessitent un système de référence commun. Ce système doit permettre aux utilisateurs de faire des choix plus faciles en termes de niveaux de performance, de fiabilité et d'interpréter les différents paramètres mesurés.

Tous ces différents dispositifs de mesure (dénommés "PMD" pour "Performance Measuring and monitoring Devices") doivent répondre aux exigences de la norme internationale CEI 61557-12: "Sécurité électrique dans les réseaux de distribution basse tension de 1000 V CA et 1500 V CC - Dispositifs de contrôle, de mesure ou de surveillance de mesures de protection - Partie 12: Dispositifs de mesure et de surveillance des performances (PMD)".

La norme donne une liste des principales exigences applicables aux PMD.

3.1 Fonctions des PMD

La norme fournit la liste complète des paramètres électriques qu'il est possible de mesurer. Pour chaque paramètre, une liste d'exigences est spécifiée, comme la plage nominale de fonctionnement, la plage des grandeurs d'influence, les techniques de mesure, etc.

Les paramètres électriques considérés sont donnés ici :

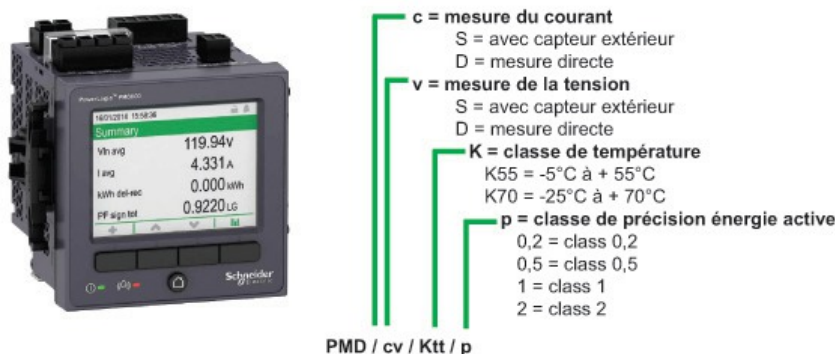
- puissance et énergie actives,
- puissance et énergie réactives,
- puissance et énergie apparentes,
- fréquence,
- valeur efficace des courants phases et neutre,
- valeur efficace de la tension,
- facteur de puissance,
- creux de tension et surtension,
- interruption de tension,
- déséquilibre de tension,
- tensions harmoniques et distorsion,
- courants harmoniques et distorsion,
- valeurs maximale, minimale, crête, et moyenne de la puissance.

3.2 Marquage

Selon cette norme, les appareils ont un code désignant leurs options d'installation, la gamme de température de fonctionnement et la classe de précision.

En conséquence, la sélection et l'identification de ces dispositifs sont devenus beaucoup plus faciles (voir Fig. S9).

Fig. S9
identification d'un
dispositif de mesure
conformément à la norme
CEI 61557-12



3.3 Incertitude sur une plage de mesure

La notion de classe de performance (par exemple: classe 1 pour la mesure de l'énergie active) spécifiée par la norme IEC 61557-12 est beaucoup plus qu'une exigence liée à l'incertitude au courant nominal.

3 Zoom sur la norme IEC 61557-12

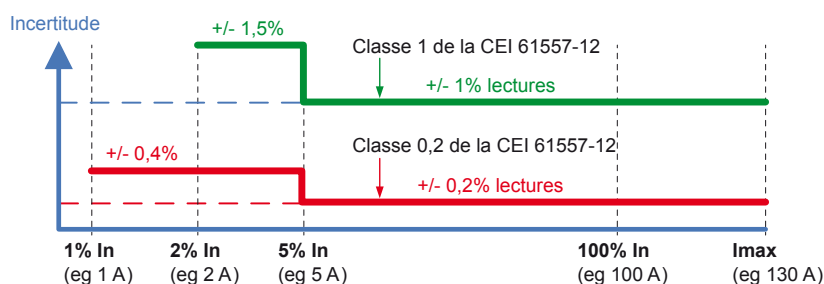
- Incertitude intrinsèque : la conformité implique le respect des performances avec 2 ensembles de conditions de référence
- Incertitude de fonctionnement : la conformité implique le respect des performances avec 12 facteurs d'influence environnementaux et électromagnétiques impactant le fonctionnement des PMD
- Incertitude globale du système : certaines informations sont fournies sur la façon d'estimer l'incertitude d'un PMD associé à un capteur externe.

3.3.1 Incertitude intrinsèque

L'incertitude intrinsèque est l'incertitude d'un instrument de mesure lorsqu'il est utilisé dans des conditions de référence (par exemple à 23°C) pour différentes valeurs de facteur de puissance. Dans la présente norme, c'est un pourcentage de la valeur mesurée (lectures).

La **Figure S10** précise les limites d'incertitude intrinsèques de classe 1 et 0,2 pour la mesure de l'énergie active à facteur de puissance = 1, selon le tableau 8 de la CEI 61557-12.

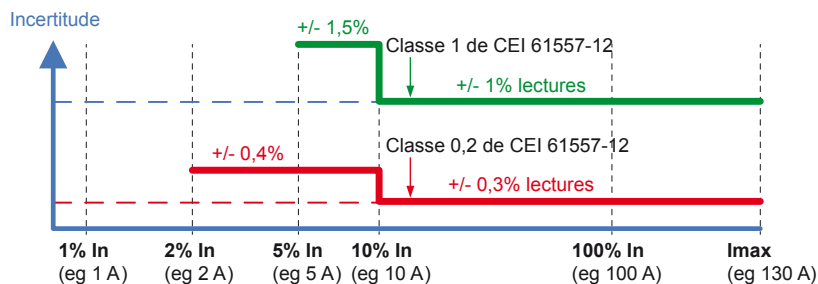
Fig. S10
limites d'incertitude pour la mesure de l'énergie active avec un facteur de puissance = 1



La **Figure S11** précise les limites de l'incertitude intrinsèque pour les classes 1 et 0,2 pour la mesure de l'énergie active à facteur de puissance = 0,5 inductif ou capacitif 0,8, selon le tableau 8 de la CEI 61557-12.

La CEI 61557-12 spécifie également des exigences sur le fonctionnement à vide et le courant de démarrage.

Fig. S11
limites d'incertitude pour la mesure de l'énergie active avec un facteur de puissance = 0,5 inductif ou 0,8 capacitif



3.3.2 Incertitude d'exploitation (basé sur les variations dues aux grandeurs d'influence)

L'incertitude d'exploitation est l'incertitude dans les conditions assignées de fonctionnement (y compris les dérives liées à la température, la fréquence, les perturbations électromagnétiques, ...).

La CEI 61557-12 spécifie les essais et la variation maximale d'incertitude due à diverses grandeurs d'influence, telles que la température ambiante, la fréquence, le déséquilibre de tension, les harmoniques et les perturbations électromagnétiques.

3 Zoom sur la norme IEC 61557-12

Fig. S12
essais relatifs aux
grandeurs d'influence

Variation de l'incertitude maximale pour les mesures d'énergie active selon le tableau 9 de la CEI 61557-12			
Grandeurs d'influence	Conditions	pour classe 1	pour classe 0,2
T ° ambiante	PF = 1	0,05% / °K	0,01% / °K
	PF = 0,5 Ind	0,07% / °K	0,02% / °K
Alimentation Auxiliaire	24 VCC +/-15%	0,1%	0,02%
Tension	PF = 1 ; 80% / 120% Un	0,7%	0,1%
	PF = 0,5 Ind ; 80% / 120% Un	1%	0,2%
Fréquence	49 Hz 51 Hz / 59 Hz 61 Hz	0,5%	0,1%
	PF = 1		
	49 Hz 51 Hz / 59 Hz 61 Hz	0,7%	0,1%
	PF = 0,5		
Tension inverse		1,5%	0,05%
Déséquilibre de tension	0 to 10%	2%	0,5%
Coupure de phase	1 ou 2 phases manquantes	2%	0,4%
Harmonique courant et tension	10% Un 5th 20% I _{max} 5th	0,8%	0,38%
	Harmonique impair en courant	3%	0,6%
	Harmonique impair en tension	3%	0,6%
Taux de réjection de mode commun		0,5%	0,2%
Induction magnétique permanente a.c. de 0,5 mT		2%	2%
Champs électromagnétiques RF		2%	0,98%
Perturbations conduites induites par les champs RF		2%	0,98%

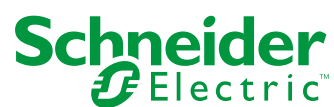
3.3.3 Incertitude globale du système

L'incertitude globale du système est l'incertitude incluant l'incertitude instrumentale de plusieurs instruments séparés (capteurs, câbles, instruments de mesure, etc.) dans les conditions de fonctionnement nominales.

Dans le cas où les capteurs sont intégrés dans le dispositif de mesure, l'incertitude globale du système et l'incertitude de fonctionnement sont les mêmes.

Dans cas où les capteurs sont externes, il est recommandé d'utiliser des capteurs de la même classe de performance que le compteur d'énergie.

Life Is On



schneider-electric.fr

Schneider Electric France
Direction Marketing Communication France
Centre PLM
F - 38050 Grenoble cedex 9
Tél. 0 825 012 999

© 2015 Schneider Electric. Tous droits réservés. Life Is On Schneider Electric est une marque commerciale appartenant à Schneider Electric SE, ses filiales et ses sociétés affiliées.

En raison de l'évolution des normes et du matériel, les caractéristiques indiquées par les textes et les images de ce document ne nous engagent qu'après confirmation par nos services.
Life Is On : la vie s'illumine - Conception, réalisation : Laurent Gasmi, DMCF - Photos : Schneider Electric - Édition : Altavia Saint Etienne - Document imprimé sur papier écologique

07/2017 - ZZ5608

