
Guide de conception des réseaux électriques industriels

**DAS Transport et Distribution
Activité Ensembles et Applications**

auteurs : Christophe PRÉVÉ
Robert JEANNOT

date : Février 1997
n° : 6 883 427/A

PREAMBULE

Ce document a été élaboré dans le but de diffuser la connaissance dans le groupe Schneider Electric, notamment aux CEAT France et Etranger. Il contient les informations théoriques et pratiques permettant de concevoir un réseau électrique industriel et de comprendre les phénomènes qui se produisent dans ce réseau. Il constitue un outil de travail pour un ingénieur d'études et un support de connaissances pour un technico-commercial, un marketeur, ...

Nous remercions, pour leur participation active, les membres du Comité de lecture :

MM.	Jean BARBIER	DRG
	Philippe BERGIN	DRG
	Benoît DE METZ-NOBLAT	DRG
	Marcel DUBOIS	DRG
	Dominique FANGET	DOCF
	Philippe FERRACCI	DRG
	Terence HAZEL	DRE
	Gérard JEANJEAN	DRG
	Jean-Claude LEROY	T & D
	Bruno LUSSON	DRG
	Thierry SAUVAGE	DOCF
	Georges THOMASSET	DOITD

PREFACE

*Quelle merveilleuse invention que celle de l'énergie électrique !
Qui saurait, pourrait s'en passer aujourd'hui ? Elle est là, omniprésente dans
notre vie, presque dans chacun de nos actes, presque dans toute situation.*

*Pour beaucoup, cela se résume à une prise, un dispositif de commande,
éventuellement de régulation et l'on oublie que cette énergie il a fallu la produire, la
transporter, la répartir, la distribuer, l'amener jusqu'au récepteur le plus éloigné dans
des conditions économiques optimales, en respectant les contraintes exigées par la
sécurité, et en satisfaisant des exigences de disponibilité, fiabilité, qualité.*

*Ce process continu - car c'est bien de cela qu'il s'agit puisque l'énergie
électrique étant peu stockable, il faut en permanence assurer l'équilibre
Production / Consommation - est extrêmement complexe. Chaque événement
interagit sur l'ensemble du système et même si pour certains l'interaction est
faible, leur multiplication peut provoquer des incidents non prévisibles.*

*Certes, les lois de l'électricité, de l'électrotechnique sont connues et certaines
depuis fort longtemps, elles sont enseignées dans les écoles (Maxwell, Ohm,
Lenz, Kirchhoff...) mais très souvent elles modélisent des phénomènes
interdépendants dont les interactions sont illimitées. La modélisation du
système total est impossible. Il faut donc, connaissant ces lois, apprendre à
les mettre en œuvre, découvrir leurs limites cas par cas, en intégrant des
contraintes réglementaires (sécurité, exploitation) variables parfois d'un client
à l'autre, en tout cas d'un pays à l'autre.*

*Ce process est par ailleurs évolutif et pour le maîtriser, du moins en partie, il
faut de longues années d'expériences, et l'expertise à un certain niveau
relève de l'Art ! Ce process est l'un des métiers de base de notre Groupe, un
métier qu'il faut apprendre sur le terrain, qu'il faut développer pour se
maintenir au niveau des meilleurs, qu'il faut transmettre.*

*Ce guide, c'est une partie de ce métier, une partie seulement malgré son volume.
Il doit pour la plupart de nos acteurs (technique, commerce, marketing, affaires)
constituer un outil de travail indispensable, l'encyclopédie que l'on consulte
fréquemment pour apprendre, comprendre, progresser. Ce guide formalise, met à
votre disposition le savoir-faire, la compétence de nos experts.*

Permettez-moi, chers lecteurs, en votre nom, de remercier sincèrement :

*• Robert JEANNOT qui a dirigé la conception et la réalisation de ce guide
• Christophe PRÉVÉ qui l'a réalisé
• tous les Experts du Groupe qui y ont contribué
• le Comité de lecture*

*Pour l'ampleur et la qualité de ce travail.
Avec tous mes compliments.*

*Michel CABARET
(Directeur Adjoint Recherche et Développement de Schneider Electric)*

Guide de conception des réseaux électriques industriels

SYMBOLES GRAPHIQUES DES SCHEMAS	17
BIBLIOGRAPHIE SYMBOLES GRAPHIQUES	21
1. LES ARCHITECTURES DE RESEAUX.....	23
1.1. Structure générale d'un réseau privé de distribution.....	25
1.2. La source d'alimentation	27
1.3. Les postes de livraison HTB	28
1.4. Les postes de livraison HTA.....	31
1.4.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT.....	31
1.4.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT.....	34
1.5. Les réseaux HTA à l'intérieur du site.....	35
1.5.1. Modes d'alimentation des tableaux HTA.....	35
1.5.2. Structure des réseaux HTA.....	41
1.6. Les réseaux BT à l'intérieur du site.....	47
1.6.1. Modes d'alimentation des tableaux BT.....	47
1.6.2. Les tableaux BT secourus par des alternateurs.....	52
1.6.3. Les tableaux BT secourus par une alimentation sans interruption (ASI)	54
1.7. Les réseaux industriels avec production interne	62
1.8. Exemples de réseaux typiques.....	64
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 1	76
2. LES REGIMES DE NEUTRE	77
2.1. Introduction.....	78
2.2. Les différents régimes de neutre.....	80
2.3. Influence du régime du neutre.....	82
2.3.1. Schéma équivalent d'un réseau	82
2.3.2. Influence du régime du neutre.....	86
2.3.2.1. Régime du neutre et courant de défaut	86

2.3.2.2.	Tensions de contact.....	90
2.3.2.3.	Surtensions.....	95
2.3.2.4.	Domages causés aux équipements.....	95
2.3.2.5.	Perturbations électromagnétiques.....	97
2.3.2.6.	Différence de potentiel le long du conducteur de protection - Perturbation des systèmes communicants.....	98
2.3.2.7.	Risque d'incendie ou d'explosion.....	100
2.4.	Régimes de neutre et schémas des liaisons à la terre utilisés en basse tension.....	101
2.4.1.	Neutre isolé ou impédant (schéma IT).....	101
2.4.2.	Neutre mis directement à la terre (schéma TT).....	102
2.4.3.	Mise au neutre (schéma TN).....	103
2.5.	Le contact indirect en basse tension suivant le régime du neutre.....	105
2.5.1.	Neutre isolé.....	105
2.5.1.1.	Mise en oeuvre du schéma IT et exploitation.....	115
2.5.2.	Mise au neutre (schéma TN).....	123
2.5.2.1.	Mise en oeuvre du schéma TN.....	127
2.5.3.	Neutre mis à la terre (schéma TT).....	132
2.5.3.1.	Mise en oeuvre du schéma TT.....	135
2.6.	Particularités des dispositifs différentiels résiduels.....	139
2.6.1.	Description, principe général.....	139
2.6.2.	Particularités de mise en oeuvre des DDR.....	140
2.6.2.1.	Courants de fuite permanents.....	140
2.6.2.2.	Courants de fuite transitoires.....	141
2.6.2.3.	Influence des surtensions.....	142
2.6.2.4.	Remèdes.....	143
2.6.2.5.	Composantes continues.....	144
2.6.2.6.	Recommandations d'installation des DDR à tore séparé.....	145
2.6.2.7.	Recommandations d'emploi des dispositifs différentiels résiduels (DDR) à haute sensibilité.....	147
2.7.	Dimensionnement protection et coupure du conducteur neutre.....	150
2.7.1.	Dimensionnement du conducteur neutre (NFC 15-100).....	150
2.7.1.1.	Schémas TT, TN-S.....	150
2.7.1.2.	Schéma TN-C.....	150
2.7.1.3.	Schéma IT.....	150
2.7.2.	Sectionnement.....	151
2.7.3.	Protection du conducteur neutre.....	151
2.8.	Protection et coupure des conducteurs de phase.....	152
2.8.1.	Coupure des conducteurs de phase.....	152
2.8.2.	Protection des conducteurs de phase (norme NFC 15-100 § 473.3.1).....	152
2.9.	Influence sur l'appareillage des règles de coupure et protection du conducteur neutre et des conducteurs de phase.....	153
2.10.	Interaction entre haute tension et basse tension.....	154
2.11.	Comparaison des différents régimes du neutre basse tension-choix.....	157
2.11.1.	Comparaison des différents régimes du neutre.....	157

2.11.1.1.	Schéma TT	157
2.11.1.2.	Schéma TN.....	157
2.11.1.3.	Schéma IT	158
2.11.2.	choix d'un régime de neutre.....	159
2.11.2.1.	Performances des régimes du neutre.....	159
2.11.2.2.	Choix et recommandations d'emploi	161
2.11.2.3.	Bilan économique	163
2.12.	Régimes de neutre utilisés en haute tension	164
2.12.1.	Principes et schémas utilisés en haute tension	164
2.12.2.	Schémas recommandés dans les installations industrielles ou tertiaires.....	166
2.12.3.	Le contact indirect en haute tension suivant le régime du neutre	170
2.12.3.1.	Cas des schémas TNR-TTN et TTS.....	170
2.12.3.2.	Cas des schémas ITR-ITN et ITS.....	173
2.12.3.3.	Conclusion concernant les tensions de contact en haute tension	175
2.12.4.	Mise en oeuvre du neutre mis à la terre par résistance de limitation.....	177
2.12.4.1.	Choix de la valeur du courant limité	177
2.12.4.2.	Réalisation de la mise à la terre du point neutre.....	177
2.12.4.3.	Dispositifs de protection	182
2.12.5.	Mise en oeuvre du neutre isolé.....	183
2.12.5.1.	Non coupure au 1er défaut	183
2.12.5.2.	Coupure au premier défaut.....	183
2.12.5.3.	Surveillance de l'isolement	184
2.12.5.4.	Recherche du premier défaut d'isolement.....	186
2.13.	Principes de réalisation d'un système de mise à la terre.....	186
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 2.....		189
3. LES RECEPTEURS ET LEURS CONTRAINTES D'ALIMENTATION		191
3.1.	Les perturbations dans les réseaux industriels.....	192
3.2.	Les remèdes pour se prémunir contre le flicker	197
3.3.	Les moteurs électriques.....	204
3.3.1.	Les moteurs asynchrones	204
3.3.2.	Les moteurs synchrones.....	220
3.3.3.	Entraînement à vitessevariable par moteurs électriques.....	220
3.3.3.1.	Moteur asynchrone à cage alimenté par gradateur.....	227
3.3.3.2.	Moteur asynchrone à rotor bobiné (ou à bagues) avec cascade hyposynchrone.....	227
3.3.3.3.	Moteur asynchrone à cage alimenté par redresseuronduleur autonome	229
3.3.3.4.	Moteur synchrone alimenté par redresseur-onduleur autopiloté	232
3.3.3.5.	Moteur asynchrone ou synchrone alimenté par cycloconvertisseur	233
3.3.3.6.	Caractéristiques et domaines d'application des variateurs électroniques de vitesse	234
3.3.4.	Démarrage des moteurs électriques	237
3.3.4.1.	Démarrage des moteurs asynchrones triphasés	240
3.3.4.1.1.	Démarrage des moteurs à cage.....	243
3.3.4.1.2.	Démarrage des moteurs asynchrones à rotor bobiné (ou à bagues).....	251
3.3.4.2.	Démarrage des moteurs synchrones triphasés	253
3.3.5.	Freinage des moteurs asynchrones.....	256
3.3.6.	Choix du type de moteur.....	258

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

3.3.7. Effets des perturbations sur les moteurs.....	261
3.4. Les autres récepteurs	264
3.4.1. Les fours à arcs.....	264
3.4.2. Machines à souder par résistance.....	275
3.4.3. Machine à souder par arc.....	296
3.4.4. Equipements haute fréquence ou micro-ondes.....	297
3.4.5. Les fours à induction.....	298
3.4.6. Les fours à résistance.....	303
3.4.7. Ensembles électronique de puissance.....	311
3.4.8. Chaudières électriques	315
3.4.9. Eclairage.....	321
3.4.10. Torches à plasma.....	323
3.4.11. Electronique sensible	324
3.5. Tableaux récapitulatifs des perturbations engendrées et des sensibilités des récepteurs	325
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 3.....	327
4. LES SOURCES D'ALIMENTATION	329
4.1. L'alimentation par les réseaux de distribution publique	330
4.1.1. Solution pour se prémunir contre les variations lentes de la tension	334
4.1.2. Solutions pour se prémunir contre les creux de tension et les coupures brèves du distributeur.....	335
4.2. Les alternateurs (générateurs synchrones)	342
4.2.1. Caractéristiques et comportement des alternateurs	351
4.2.1.1. Alternateur débitant sur un réseau de puissance "infinie"	354
4.2.1.2. Alternateur débitant sur un réseau indépendant.....	359
4.2.2. Fonctionnement en moteur synchrone.....	361
4.2.3. Description des différents systèmes d'excitation des machines synchrones.....	366
4.2.4. Caractéristiques électriques des alternateurs	372
4.3. Les génératrices asynchrones.....	373
4.3.1. Génératrice asynchrone couplée à un réseau de puissance infinie.....	374
4.3.2. Génératrice asynchrone alimentant un réseau indépendant	379
4.4. Avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones	389
4.5. Les alimentations sans interruption (ASI).....	390
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 4	391

5. LES SURTENSIONS ET LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT	393
5.1. Les surtensions.....	394
5.1.2. Surtensions à fréquence industrielle.....	396
5.1.2.1. Surtension provoquée par un défaut à la terre.....	396
5.1.2.2. Résonance et ferro-résonance.....	408
5.1.2.3. Rupture du conducteur neutre	425
5.1.3. Surtensions de manoeuvre.....	427
5.1.3.1. Principe de la coupure	427
5.1.3.2. Manoeuvre des récepteurs	429
5.1.3.3. Elimination des défauts phase-terre par un disjoncteur.....	440
5.1.4. Surtensions atmosphériques	444
5.1.5. Propagation des surtensions.....	456
5.2. Les dispositifs de protection contre les surtensions.....	459
5.2.1. Principe de la protection	459
5.2.2. Les éclateurs.....	460
5.2.3. Les parafoudres	462
5.2.3.1. Parafoudre à résistance variable avec éclateur (voir CEI99-1).....	462
5.2.3.2. Parafoudre à oxyde de zinc (<i>ZnO</i>)	463
5.2.3.3. Installation des parafoudres HT et MT.....	469
5.2.4. Protection des installations BT	471
5.3. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle.....	475
5.3.1. Généralités	475
5.3.2. Réduction des risques et du niveau des surtensions	478
5.3.2.1. Elévation du potentiel des masses BT suite à un défaut MT dans le poste de transformation.....	478
5.3.2.2. Elévation du potentiel des masses BT suite à un choc de foudre.....	485
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 5.....	487
6. DETERMINATION DES SECTIONS DE CONDUCTEURS	511
6.1. Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection en basse tension	512
6.1.1. Principe de la méthode	514
6.1.2. Détermination du courant maximal d'emploi	516
6.1.3. Choix du dispositif de protection.....	519
6.1.4. Courants admissibles dans les canalisations.....	522
6.1.5. Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation BT	537
6.1.6. Section des conducteurs de protection (PE), d'équipotentialité et de neutre (NF C 15-100)	538
6.1.7. Vérification des chutes de tension.....	542
6.1.8. Longueurs maximales des canalisations pour la protection contre les contacts indirects (régime TN et IT).....	544
6.1.9. Vérification des contraintes thermiques des conducteurs	548
6.1.10. Exemple d'application	551

6.2.	Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension (suivant la norme NF C 13-205).....	559
6.2.1.	Principe de la méthode	559
6.2.2.	Détermination du courant maximal d'emploi	559
6.2.3.	Courants admissibles dans les canalisations.....	560
6.2.4.	Contraintes thermiques des conducteurs en cas de court-circuit et détermination de la section	574
6.2.5.	Courants de courte durée admissible dans les écrans de câbles à isolation synthétique extrudée (détermination de).....	577
6.2.6.	Vérification des chutes de tension.....	581
6.2.7.	Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension	582
6.2.8.	Conditions de mise à la terre des écrans de câbles.....	583
6.2.9.	Exemple d'application	588
6.3.	Calcul de la section économique	593
	BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 6	596

7. LA COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE..... 597

7.1.	L'énergie réactive.....	598
7.1.1.	Nature des énergies active et réactive, puissance apparente.....	598
7.1.2.	Composantes active et réactive du courant.....	599
7.1.3.	Composantes active et réactive de la puissance.....	600
7.1.4.	Facteur de puissance.....	601
7.1.5.	la valeur $\text{tg } \varphi$	601
7.1.6.	Facteur de puissance et $\cos \varphi$ en présence d'harmoniques.....	602
7.1.7.	Circulation de l'énergie réactive.....	603
7.1.8.	Energie réactive et éléments du réseau.....	604
7.2.	Intérêts de la compensation d'énergie réactive.....	607
7.3.	Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$	612
7.4.	Matériel de compensation d'énergie réactive.....	613
7.5.	Emplacement des condensateurs.....	615
7.6.	Détermination de la puissance de compensation par rapport à la facture d'énergie.....	620
7.7.	Compensation aux bornes d'un transformateur pour accroître sa puissance disponible	623
7.8.	Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur seul	625
7.9.	Compensation des moteurs asynchrones.....	626
7.10.	Recherche de la compensation optimale.....	630
7.11.	Enclenchement des batteries de condensateurs et protections.....	632
7.12.	Problèmes liés aux condensateurs en présence d'harmoniques.....	632
	BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 7	633

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

8. LES HARMONIQUES.....	635
8.1. Notions de base	636
8.1.1. Décomposition d'un signal périodique en série de Fourier.....	636
8.1.2. Définitions.....	637
8.1.3. Les générateurs de grandeurs électriques harmoniques	644
8.1.4. Méthode de détermination des harmoniques de courant et tension dans un réseau	653
8.1.5. Caractéristiques des circuits bouchon.....	671
8.2. Effets des harmoniques sur l'appareillage électrique et règles d'utilisation	684
8.3. Normes et réglementations	700
8.3.1. Définitions.....	700
8.3.2. Normes en vigueur.....	702
8.3.2.1. Niveaux de compatibilité	702
8.3.2.2. Les niveaux d'émission.....	706
8.3.2.3. Les niveaux d'immunité des matériels.....	708
8.4. Les moyens de se prémunir contre les perturbations harmoniques	709
8.4.1. Installer des sources de faible impédance de sortie	709
8.4.2. Installation d'une inductance anti-harmonique.....	714
8.4.3. Installation de shunts résonnants	729
8.4.4. Installation de filtres amortis.....	735
8.4.5. Installation de filtres actifs	741
8.4.6. Confinement des harmoniques	743
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 8.....	749
9. STABILITE DYNAMIQUE DES RESEAUX INDUSTRIELS	751
9.1. Comportement d'un réseau électrique industriel	754
9.2. Etude de stabilité dynamique des réseaux industriels	764
9.2.1. Objectifs des études	764
9.2.2. Causes d'instabilité	765
9.2.3. Les effets de l'instabilité	766
9.2.4. Maîtrise de l'instabilité	767
9.3. Etudes de stabilité	769
9.3.1. Méthodes de calcul employées	770
9.3.2. Développement d'une étude	771
9.4. exemple d'étude	773
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 9.....	786
10. LA SURETE DE FONCTIONNEMENT D'UNE INSTALLATION ELECTRIQUE	787
10.1. Définition des termes liés à la sûreté de fonctionnement (selon CEI50 § 191).....	791
10.2. Les domaines d'application des études de sûreté de fonctionnement.....	792

10.3. Réalisation d'une étude de sûreté de fonctionnement.....	795
10.4. Exemple.....	795
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 10.....	802
11. TARIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE	803
11.1. Choix du tarif.....	804
11.2. Tarif Bleu.....	806
11.3. Tarif "Jaune".....	809
11.3.1.Prise en compte des besoins de puissance.....	809
11.3.2.Périodes tarifaires.....	809
11.3.3.Prise en compte de la durée d'utilisation : versions tarifaires.....	811
11.3.4.Facturation des dépassements de puissance souscrite.....	812
11.4. Tarif Vert.....	812
11.4.1.Périodes tarifaires.....	813
11.4.1.1. Option Base.....	813
11.4.1.2. Option EJP.....	815
11.4.1.3. Option Modulable.....	816
11.4.2.Prise en compte des besoins de puissance.....	817
11.4.3.Prise en compte de la durée d'utilisation : versions tarifaires.....	818
11.4.4.Facturation de l'énergie réactive.....	819
11.4.5.Facturation des dépassements de puissance souscrite.....	820
11.4.6.Classes de tension.....	825
11.4.7.Optimisation tarifaire.....	825
11.5. Tarifs d'achat.....	826
11.5.1.Secteur libre de la production autonome.....	826
11.5.2.Fondement des tarifs d'achat.....	827
11.5.3.Tarif pour fournitures partiellement garanties et tarif simplifié.....	827
11.5.3.1. Tarif pour fournitures partiellement garanties.....	827
11.5.3.2. Tarif simplifié.....	830
11.6. Frais de raccordement et de renforcement des réseaux d'alimentation des clients - Tickets.....	831
11.6.1.Ticket Bleu.....	831
11.6.2.Ticket Jaune.....	833
11.6.3.Ticket Vert (tarif A seulement).....	833
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 11.....	836
12. LE CONTROLE - COMMANDE	837
12.1. Intérêt d'un système de contrôle-commande de la distribution d'énergie électrique.....	838
12.1.1. Les économies sur la facture d'énergie.....	840
12.1.2. La disponibilité de l'énergie.....	842
12.1.3. La programmation horaire.....	844

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.












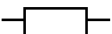








12.1.4. La gestion des groupes de production interne.....	845
12.1.5. L'assistance au diagnostic de l'état du réseau.....	846
12.1.6. La conduite du réseau de distribution	846
12.1.7. Optimisation de la maintenance des appareils	846
12.2. Description des fonctions effectuées sur le réseau électrique.....	847
12.2.1. Les automatismes de transfert.....	847
12.2.2. L'automatisme de reconfiguration de boucle MT	851
12.2.3. Le délestage.....	853
12.2.3.1. Le délestage gestion tarifaire	854
12.2.3.2. Le délestage pour protéger les transformateurs contre les surcharges	856
12.2.3.3. Le délestage pour protéger les groupes de production interne.....	857
12.2.4. La mise en charge par groupe de transformateurs	860
12.2.5. L'asservissement des appareils de coupure et de sectionnement.....	860
12.2.6. L'interdéclenchement des appareils de coupure	861
12.2.7. La commutation des générateurs homopolaires.....	862
12.2.8. La compensation de l'énergie réactive.....	862
12.2.9. Le sous-comptage et le contrôle de la qualité de l'énergie.....	863
12.2.10. La programmation horaire	864
12.2.11. La programmation tarifaire.....	865
12.2.12. La gestion des groupes de production interne.....	866
12.2.13. La chronologie fine.....	870
12.2.14. L'oscilloperturbographie	870
12.3 Description matérielle d'un système de contrôle-commande.....	872
12.4 Description des fonctions de supervision et contrôle	876
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 12.....	885
13. METHODOLOGIE DE CONCEPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE ET EXEMPLE D'APPLICATION	887
13.1. Recueil des données (étape 1).....	890
13.1.1. Conditions d'environnement	890
13.1.2. Classement des récepteurs	890
13.1.3. Attachement géographique ou fonctionnel des récepteurs.....	891
13.1.4. Conditions de fonctionnement des récepteurs	891
13.1.5. Perturbations générées et tolérées par les récepteurs.....	892
13.1.6. Extensions futures	892
13.1.7. Classement des récepteurs par importance	892
13.1.8. Contraintes du réseau public.....	893
13.2. Elaboration d'un premier schéma unifilaire (étape 2).....	895
13.2.1. Bilan de puissance.....	895
13.2.2. Choix des niveaux de tension.....	895













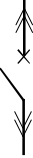
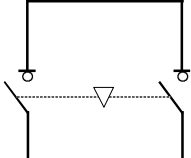
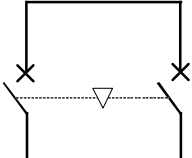

13.2.3. Sources d'énergie	896
13.2.4. Choix des régimes de neutre.....	899
13.2.5. Choix de la structure du réseau.....	900
13.2.6. Gestion de l'énergie - Choix de la tarification optimale	901
13.3. Etudes techniques et validation du schéma unifilaire (étape 3).....	904
13.3.1. Calcul des courants nominaux	904
13.3.2. Choix des transformateurs.....	904
13.3.3. Choix des générateurs.....	904
13.3.4. Détermination des sections des conducteurs	905
13.3.5. Etude des circuits de terre et des prises de terre.....	905
13.3.6. Calcul des courants de court-circuit.....	906
13.3.7. Démarrage des moteurs	907
13.3.8. Etude de la stabilité dynamique du réseau	908
13.3.9. Compensation de l'énergie réactive	909
13.3.10. Etude des harmoniques.....	912
13.3.11. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle.....	913
13.3.12. Etude de la sûreté de fonctionnement	914
13.4. Choix du matériel (étape 4)	915
13.5. Détermination du plan de protection (étape 5).....	916
13.6. Choix d'un système de contrôle-commande (étape 6)	917
13.7. Exemple d'application	919
13.7.1. Description de l'installation.....	919
13.7.2. Recueil des données	921
13.7.3. Elaboration d'un premier schéma unifilaire	923
13.7.4. Etudes techniques et validation du schéma unifilaire	927
BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 13.....	947

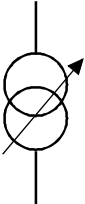

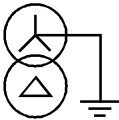





Symboles graphiques des schémas

SYMBOLES GRAPHIQUES DES SCHEMAS

■ les éléments électriques du réseau

	ligne ou câble triphasé		ligne ou câble monophasé
	court-circuit		prise de terre
	départ		arrivée d'une alimentation
	résistance		résistance variable
	inductance ou enroulement transformateur, moteur ou alternateur		inductance avec noyau de fer
	condensateur		impédance (Z, R, L ou C)
	enroulement en étoile		enroulement en triangle
	varistance ou parafoudre		éclateur ou limiteur de surtension
	diode		thyristor
	onduleur		redresseur

 <p>source de courant</p>	 <p>comptage</p>
 <p>appareil de mesure</p>	 <p>prise électrique</p>
 <p>interrupteur sectionneur</p>	 <p>sectionneur</p>
 <p>fusible</p>	 <p>interrupteur fusible</p>
 <p>disjoncteur</p>	 <p>disjoncteur muni d'un déclencheur sur surcharge (thermique) et court-circuit (magnétique)</p>
 <p>contacteur</p>	 <p>contacteur fusible</p>
 <p>disjoncteur débrochable</p>	 <p>inverseur de source de type interrupteur</p>
 <p>inverseur de source de type disjoncteur</p>	 <p>transformateur</p>

	transformateur muni d'un régleur en charge		transformateur de tension
	neutre artificiel ou générateur homopolaire		batterie
	transformateur de courant		générateur ou alternateur
	génératrice asynchrone		moteur

■ les abréviations

- ASI : alimentation sans interruption
- CPI : contrôleur permanent d'isolement
- DDR : dispositif différentiel résiduel
- IT : neutre isolé et masse à la terre
- N : neutre
- NF : normalement fermé
- NO : normalement ouvert
- PE : conducteur de protection
- PEN : conducteur de protection et conducteur de neutre confondus
- Ph₁, Ph₂, Ph₃ : phase 1, 2, et 3
- TN : neutre à la terre et masse au neutre
- TNC : neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection confondus
- TNS : neutre à la terre, masse au neutre, conducteur de neutre et de protection séparés
- TT : neutre à la terre et masse à la terre
- Z1//Z2 : signifie que les deux impédances Z1 et Z2 sont en parallèle.

BIBLIOGRAPHIE SYMBOLES GRAPHIQUES

■ normes

- **CEI 27-1** (12.1992) : symboles littéraux à utiliser en électrotechnique
- **CEI 617-2** (1983) : symboles graphiques pour schémas, 2^e partie : éléments de symboles, symboles distinctifs et autres symboles d'application générale
- **CEI 617-7** (1983) : symboles graphiques pour schémas, 7^e partie : appareillage et dispositifs de commande et de protection

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 1

n normes

- o **CEI 38** (1983) : tensions normales de la CEI
- o **NF C 13-100** (06.1983) : postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique de deuxième catégorie, 1^e partie : généralités
- o **NF C 13-200** (04.1987) : installations électriques à haute tension, règles, 1^e partie : généralités

n cahiers techniques Merlin Gerin

- o **protection des personnes et alimentations statiques sans coupure**, Cahier Technique n° 129, J.N. Fiorina
- o **distribution électrique à haute disponibilité**, Cahier Technique n° 148, A. Lonchamp, G. Gatine
- o **les réseaux MT publics dans le monde**, Cahier Technique n° 155, Ch. Puret
- o **permutation automatique des alimentations dans les réseaux HT et BT**, Cahier Technique 161, G. Thomasset
- o **la conception des réseaux industriels en HT**, Cahier Technique N° 169, G. Thomasset

n publications Merlin Gerin

- o **catalogue de la distribution HT / MT** (1991)
- o **guide de l'installation électrique** (07.1991), Editions France Impressions Conseils
- o **guide d'adaptation onduleurs**, réf. : DAM 10F0
- o **guide de conception onduleurs**, réf. : CG0035

n autres publications

- o **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- o **génie électrique - réseaux appareillage**, techniques de l'ingénieur : volume D4 II

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 2

■ normes

- **NF C 13-100** (06.1983) : postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique de deuxième catégorie, 3^e partie : caractéristiques générales des postes
- **NF C 13-200** (04.1987) : installations électriques à haute tension, règles, 3^e partie : caractéristiques générales des installations
- **NF C 15-100** (05.1991) : installations électriques à basse tension, 3^e partie : détermination des caractéristiques générales des installations

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **mise à la terre du neutre dans un réseau industriel haute tension**, Cahier Technique n° 62, F. Sautriau
- **les dispositifs différentiels résiduels**, Cahier Technique N° 114, R. Calvas
- **protection des personnes et alimentations statiques sans coupure**, Cahier Technique n° 129, J.N. Fiorina
- **les réseaux MT publics dans le monde**, Cahier Technique N° 155, Ch. Puret
- **la conception des réseaux industriels en haute tension**, Cahier Technique N° 169, G. Thomasset
- **les schémas des liaisons à la terre en BT (régime du neutre)**, Cahier Technique n° 172, B. Lacroix, R. Calvas
- **les schémas des liaisons à la terre dans le monde et évolutions**, Cahier Technique n° 173, B. Lacroix, R. Calvas
- **perturbations électriques dans les installations électriques BT et schémas des liaisons à la terre**, Cahier Technique n° 177, R. Calvas

■ publications Merlin Gerin

- **catalogue de la distribution HT / MT** (1996)
- **catalogue de la distribution BT** (1996)
- **guide de la protection moyenne tension** (05.1990), réf. : CG0021X
- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux surtensions en milieu industriel et tertiaire - 1^e partie : origines et effets des surtensions**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (03.1994)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux surtensions en milieu industriel et tertiaire - 2^e partie : diagnostic des surtensions et remèdes**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (03.1994)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 3

■ normes

- **CEI 34-1** (03.1994) : machines électriques tournantes. Partie 1 : caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement
- **CEI 146-1-1** (03.1991) : convertisseurs à semiconducteurs, spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau. Partie 1-1 : spécifications des clauses techniques de base
- **CEI 1000-1-1** (04.1992) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 1 : généralités. Section 1 : application et interprétation de définitions et termes fondamentaux
- **CEI 1000-2-1** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 1 : description de l'environnement - environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation
- **CEI 1000-2-2** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 2 : niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension
- **CEI 1000-2-3** (09.1992) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 3 : description de l'environnement - phénomènes rayonnés et phénomènes conduits à des fréquences autres que celles du réseau
- **CEI 1000-2-4** (1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 4 : niveaux de compatibilité dans les installations industrielles pour les perturbations conduites à basse fréquence
- **CEI 1000-3-2** (03.1995) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 2 : limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)
- **CEI 1000-3-3** (12.1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 3 : limitation des fluctuations de tension et du flicker dans les réseaux basse tension pour les équipements ayant un courant appelé ≤ 16 A
- **CEI 1000-3-5** (12.1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 5 : limitation des fluctuations de tension et du flicker dans les réseaux basse tension pour les équipements ayant un courant appelé supérieur à 16 A
- **EN 50160** (05.1995) : caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **les perturbations électriques en BT**, Cahier Technique n° 141, R. Calvas
- **disjoncteurs au SF6 Fluarc et protection des moteurs MT**, Cahier Technique n° 143, J. Hennebert, D. Gibbs
- **la compatibilité électromagnétique**, Cahier Technique n° 149, F. Vaillant
- **contrôle-commande et protection des moteurs HT**, Cahier Technique N° 165, JY. Blanc
- **flicker ou scintillement des sources lumineuses**, Cahier Technique N° 176, R. Wierda
- **perturbations des systèmes électroniques et schémas des liaisons à la terre**, Cahier Technique n° 177, R. Calvas

■ publications Merlin Gerin

- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **compatibilité électromagnétique**, "CEM" - Manuel didactique, Télémécanique
- **les fours industriels à résistances électriques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les plasmas dans l'industrie**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les chaudières électriques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **induction - conduction électrique**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les perturbations électriques et électromagnétiques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **environnement et électricité**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **génie électrique - machines**, techniques de l'ingénieur : volumes D3 I, D3 II, D3 III
- **moteurs asynchrones triphasés fermés**, catalogue technique LEROY-SOMER, Réf. : 1113-E32/b-2.92
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 1^e partie : principes généraux**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 2^e partie : études de cas**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 4

■ normes

- **EN 50160** (05.1995) : caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **réseaux industriels avec centrales de process**, Cahier Technique N° 99, P. Bibollet
- **gestion de l'énergie dans les processus industriels**, Cahier Technique n° 133, C.G. Pouzols
- **flicker ou scintillement des sources lumineuses**, Cahier Technique N° 176, R. Wierda

■ publications Merlin Gerin

- **guide de conception des onduleurs**, réf. : CG 0035

■ autres publications

- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **B 61.4 : protection des sources autonomes**, EDF guide technique de la distribution
- **génie électrique - machines**, techniques de l'ingénieur : volume D3 II
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 1^e partie : principes généraux**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 2^e partie : études de cas**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 5

■ normes

- **CEI 60-1** (1989) : techniques des essais à haute tension. Partie 1 : définitions et prescriptions générales relatives aux essais
- **CEI 71-1** (12.1993) : coordination de l'isolement. Partie 1 : définitions, principes et règles
- **CEI 71-2** (1976) : coordination de l'isolement. Partie 2 : guide d'application
- **CEI 76-3** (1980) : transformateurs de puissance. Partie 3 : niveaux d'isolement et essais diélectriques
- **CEI 99-1** (05.1991) : parafoudres. Partie 1 : parafoudres à résistance variable avec éclateur pour réseau à courant alternatif
- **CEI 99-4** (11.1991) : parafoudres. Partie 4 : parafoudres à oxyde métallique sans éclateur pour réseaux à courant alternatif
- **CEI 99-5** (02.1996) : parafoudres. Partie 5 : recommandations pour le choix et l'utilisation
- **CEI 364** : installations électriques des bâtiments
- **CEI 831-1** (1988) : condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation
- **CEI 871-1** (1987) : condensateurs shunt destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée supérieure à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **calcul des tensions transitoires de rétablissement inhérentes aux circuits d'essais des disjoncteurs**, Cahier Technique n° 32, G. Perrissin, J.P. Robert
- **les disjoncteurs à autosoufflage de SF6 sous contraintes sévères**, Cahier Technique N° 101, J.C. Henry - G. Perrissin - C. Rollier
- **les perturbations électriques en BT**, Cahier Technique n° 141, R. Calvas
- **disjoncteurs au SF6 Fluarc et protection des moteurs MT**, Cahier Technique n° 143, J. Hennebert, D. Gibbs

- **surtensions et coordination de l'isolement**, Cahier Technique N° 151, D. Fulchiron
- **contrôle-commande et protection des moteurs HT**, Cahier Technique N° 165, JY. Blanc
- **la foudre et les installations électriques haute tension**, Cahier Technique N° 168, B. de Metz-Noblat
- **la coupure par auto-expansion**, Cahier Technique N° 171, G. Bernard
- **surtensions et parafoudres en basse tension - coordination de l'isolement basse tension**, Cahier Technique N° 179, C. Seraudie

■ publications Merlin Gerin

- **la protection des installations électriques contre la foudre**, Collection Guides Pratiques n° 1, Réf. : CG0059 (09.1995)

■ autres publications

- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **les perturbations électriques et électromagnétiques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux surtensions en milieu industriel et tertiaire - 1^e partie : origines et effets des surtensions**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (03.1994)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux surtensions en milieu industriel et tertiaire - 2^e partie : diagnostic des surtensions et remèdes**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (03.1994)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 6

■ normes

- **CEI 38** (1983) : tensions normales de la CEI
- **CEI 287** (1982) : calcul des courants admissibles dans les câbles en régime permanent (facteur de charge 100 %)
- **CEI 364** : installations électriques des bâtiments
- **NF C 15-100** : installations électriques à basse tension
- **NF C 61-410** (04.1992) : disjoncteurs de protection contre les surintensités pour installations domestiques et analogues
- **NF C 61-201** (03.1968) : coupe-circuit à cartouches du type B
- **NF C 63-120** (02.1993) : appareillage à basse tension. Partie 2 : disjoncteurs
- **NF C 63-210** (12.1980) : coupe-circuit à fusibles à basse tension - règles supplémentaires pour coupe-circuit pour usages industriels
- **UTE C 13-205** (07.1994) : installations électriques à haute tension, détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection
- **UTE C 15-105** (06.1991) : installations électriques à basse tension - guide pratique, détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection

■ publications Merlin Gerin

- **catalogue de la distribution HT / MT** (1996)
- **catalogue de la distribution BT** (1996)
- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **catalogue général - renseignements techniques**, SILEC - Division câbles
- **fiches de calcul pour la conception des équipements électriques**, JEEE*, 5^{ème} édition (06.1991)

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 7

■ normes

- **CEI 831-1** (1988) : condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation
- **CEI 871-1** (1987) : condensateurs shunt destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée supérieure à 660 V. Partie 1 : généralités, caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées, règles de sécurité, guide d'installation et d'exploitation

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **appareillage de manoeuvre pour batteries de condensateur MT**, Cahier Technique N° 142, D. Koch

■ publications Merlin Gerin

- **guide de la compensation d'énergie réactive BT, Rectiphase**, réf. : CG0031/1
- **condensateurs et batteries BT**, Rectiphase, réf. : AC0373/3
- **catalogue des condensateurs et équipements moyenne tension Rectiphase**, réf. : AC0303/2
- **catalogue de la distribution HT / MT** (1996)
- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **compensation de l'énergie réactive**, Les cahiers de l'ingénierie, Electricité de France (10.1988)
- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **génie électrique-réseaux appareillage**, techniques de l'ingénieur, Volume D4 I
- **bien connaître le facteur de puissance de votre entreprise**, EDF - GDF SERVICES (05.1994)

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 8

■ normes

- **CEI 34-1** (03.1994) : machines électriques tournantes. Partie 1 : caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement
- **CEI 146-1-1** (03.1991) : convertisseurs à semiconducteurs, spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau. Partie 1-1 : spécifications des clauses techniques de base
- **CEI 146-1-2** (03.1991) : convertisseurs à semiconducteurs, spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau. Partie 1-2 : guide d'application
- **CEI 146-4** (1986) : convertisseurs à semiconducteurs. Partie 4 : méthode de spécification des performances et procédures d'essais des alimentations sans interruption
- **CEI 831-1** (1988) : condensateurs shunt de puissance autorégénérateurs destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée inférieure ou égale à 660 V. 1^e partie : généralités ; caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées ; règles de sécurité ; guide d'installation et d'exploitation
- **CEI 871-1** (1987) : condensateurs shunt destinés à être installés sur des réseaux à courant alternatif de tension assignée supérieure à 660 V. Partie 1 : généralités ; caractéristiques fonctionnelles, essais et valeurs assignées ; règles de sécurité ; guide d'installation et d'exploitation
- **CEI 1000-1-1** (04.1992) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 1 : généralités. Section 1 : application et interprétation de définitions et termes fondamentaux
- **CEI 1000-2-1** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 1 : description de l'environnement - environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation
- **CEI 1000-2-2** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 2 : niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension
- **CEI 1000-2-4** (02.1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 4 : niveaux de compatibilité dans les installations industrielles pour les perturbations conduites à basse fréquence
- **CEI 1000-3-2** (03.1995) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 2 : limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **les perturbations harmoniques dans les réseaux industriels et leur traitement**, Cahier Technique N° 152, P. Roccia, N. Quillon
- **onduleurs et harmoniques** (cas des charges non linéaires), Cahier Technique N° 159, J.N. Fiorina
- **harmoniques en amont des redresseurs des ASI**, Cahier Technique N° 160, J.N. Fiorina
- **les disjoncteurs BT face aux courants harmoniques, impulsionnels et cycliques**, Cahier Technique N° 182, M. Collombet, B. Lacroix
- **harmoniques : convertisseurs propres et compensateurs actifs**, Cahier Technique N° 183, E. Bettega, J.N. Fiorina

■ autres publications

- **la compensation de l'énergie réactive**, Les cahiers de l'ingénieur, Electricité de France
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 1^e partie : principes généraux**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 2^e partie : études de cas**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 9

■ normes

- **EN 50160** (05.1995) : caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composants symétriques**, Cahier Technique N° 18, B. De Metz Noblat
- **les réseaux MT publics dans le monde**, Cahier Technique N° 155, Ch. Puret
- **permutation automatique des alimentations dans les réseaux HT et BT**, Cahier Technique N° 161, G. Thomasset
- **contrôle-commande et protection des moteurs HT**, Cahier Technique N° 165, JY. Blanc
- **conception des réseaux industriels en haute tension**, Cahier Technique N° 169, G. Thomasset
- **protection des réseaux HTA industriels et tertiaires**, Cahier Technique N° 174, A. Sastre
- **stabilité dynamique des réseaux électriques industriels**, Cahier Technique N° 185, B. de Metz-Noblat, G. Jeanjean

■ autres publications

- **régimes transitoires des machines tournantes électriques**, Collection de la Direction des Etudes et Recherches d'Electricité de France, Editions Eyrolles, 1987, Philippe Barret
- **génie électrique - machines**, techniques de l'ingénieur : volume D3 II

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 10

n normes

- o **CEI 50 (191)** (1990) : vocabulaire électrotechnique international. Chapitre 191 : sûreté de fonctionnement et qualité de service
- o **CEI 812** (1985) : technique d'analyse de la fiabilité des systèmes - procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)
- o **CEI 863** (1986) : présentation des résultats de la prévision des caractéristiques de fiabilité, maintenabilité et disponibilité

n cahiers techniques Merlin Gerin

- o **introduction à la conception de la sûreté**, Cahier Technique n° 144, P. Bonnefoi
- o **distribution électrique à haute disponibilité**, Cahier Technique n° 148, A. Lonchamp, G. Gatine
- o **sûreté de fonctionnement et tableaux électriques BT**, Cahier Technique N° 156, O. Bouju
- o **sûreté des protections en MT et HT**, Cahier Technique N° 175, M. Lemaire
- o **études de sûreté des installations électriques**, Cahier Technique N° 184, S. Logiaco

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 11

■ publications Merlin Gerin

- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection Technique et Documentation, Lavoisier, 1985
- **génie électrique - utilisations de l'électricité**, techniques de l'ingénieur : volume D5 I
- **bien connaître la tarification de l'électricité**, EDF - GDF SERVICES (11.1994)
- **bien connaître le tarif jaune**, EDF - GDF SERVICES (05.1995)
- **bien connaître le tarif vert**, EDF - GDF SERVICES (02.1994)

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 12

■ normes

CEI 354 (09.1991) : guide de charge pour transformateurs de puissance immergés dans l'huile

■ cahiers techniques Merlin Gerin

la distribution automatisée pour l'utilisation rationnelle de l'énergie,
Cahier Technique n° 132, M. Mégret

la gestion d'énergie électrique dans le bâtiment, Cahier Technique n° 138, C. Matinal

initiation aux réseaux de communications numériques, Cahier Technique n° 147,
E. Koenig

permutation automatique des alimentations dans les réseaux HT et BT,
Cahier Technique N° 161, G. Thomasset

■ publications Merlin Gerin

Isis 1000, système de contrôle commande de distribution électrique, réf. : AC0471

■ autres publications

programmation et délestage des équipements électriques dans l'industrie et le tertiaire, le cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1991)

1. Les architectures de réseaux

1. LES ARCHITECTURES DE RESEAUX

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT.

A la fin du chapitre, six exemples typiques de schémas de réseaux industriels sont montrés.

■ définition

La nouvelle norme en vigueur en France UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB \Rightarrow pour une tension composée supérieure à 50 kV
- HTA \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV
- BTB \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV
- BTA \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V
- TBT \Rightarrow pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

Les notations de la norme CEI 38 seront parfois utilisées dans ce document avec les définitions suivantes :

- HT \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V
Les valeurs normalisées sont : 45 kV - 66 kV - 110 kV - 132 kV - 150 kV - 220 kV
- MT \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 1000 V et 35 kV
Les valeurs normalisées sont : 3,3 kV - 6,6 kV - 11 kV - 22 kV - 33 kV
- BT \Rightarrow pour une tension composée comprise entre 100 V et 1000 V
Les valeurs normalisées sont : 400 V - 690 V - 1000 V (à 50 Hz)

1.1. Structure générale d'un réseau privé de distribution

Dans le cas général avec une alimentation en HTB, un réseau privé de distribution comporte (voir fig. 1-1) :

- un poste de livraison HTB alimenté par une ou plusieurs sources, il est composé d'un ou plusieurs jeux de barres et de disjoncteurs de protection
- une source de production interne
- un ou plusieurs transformateurs HTB / HTA
- un tableau principal HTA composé d'un ou plusieurs jeux de barres
- un réseau de distribution interne en HTA alimentant des tableaux secondaires ou des postes HTA / BT
- des récepteurs HTA
- des transformateurs HTA / BT
- des tableaux et des réseaux basse tension
- des récepteurs basse tension.

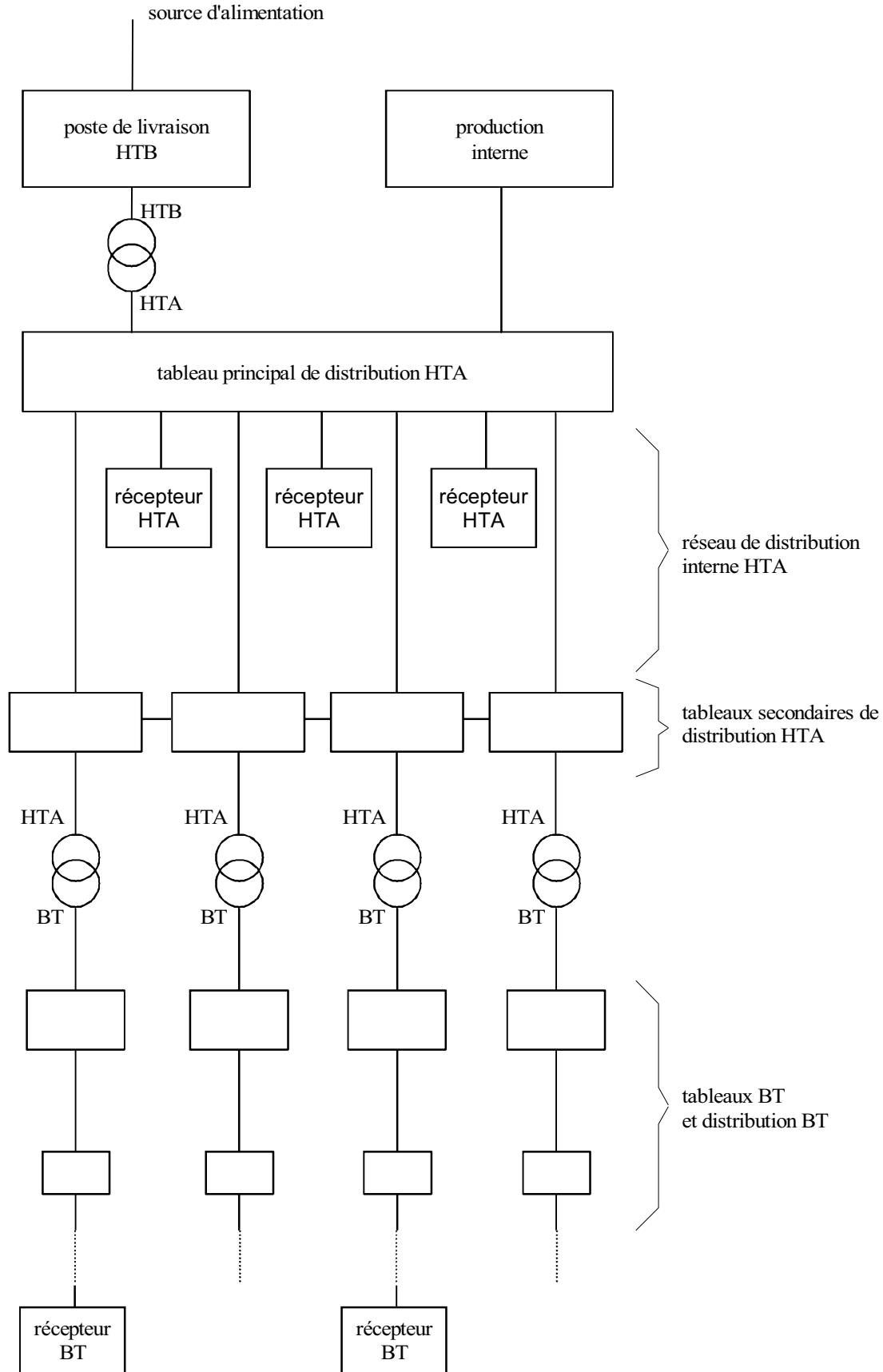


Figure 1-1 : structure générale d'un réseau privé de distribution

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

1.2. La source d'alimentation

En France, l'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- en HTB, ce qui signifie que la tension est supérieure à 50 kV, en général 63 kV, 90 kV ou 225 kV.
- en HTA, ce qui signifie que la tension est comprise entre 1 kV et 50 kV, en général 5,5 kV, 10 kV, 15 kV, 20 kV ou 33 kV.
- en BTA, ce qui signifie que la tension est inférieure à 1 kV, en général 400 V.

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison. Le tableau 1-1 indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en France en fonction de la puissance souscrite.





tension d'alimentation	puissance de livraison			
	0	250 kVA	10000 kVA	40000 kVA
BTA				
HTA				
HTB 63 kV ou 90 kV				
HTB 225 kV				

Tableau 1-1 : niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite

Nota : les puissances associées aux différentes tensions résultent d'études technico-économiques globales qui prennent en compte l'intérêt du client et du distributeur. Les caractéristiques locales du réseau de distribution ou les particularités de l'installation électrique du client peuvent entraîner des modifications à ces choix de niveau de tension.

1.3. Les postes de livraison HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 MVA. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- d'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB
- d'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

■ **simple antenne** (voir fig. 1-2)

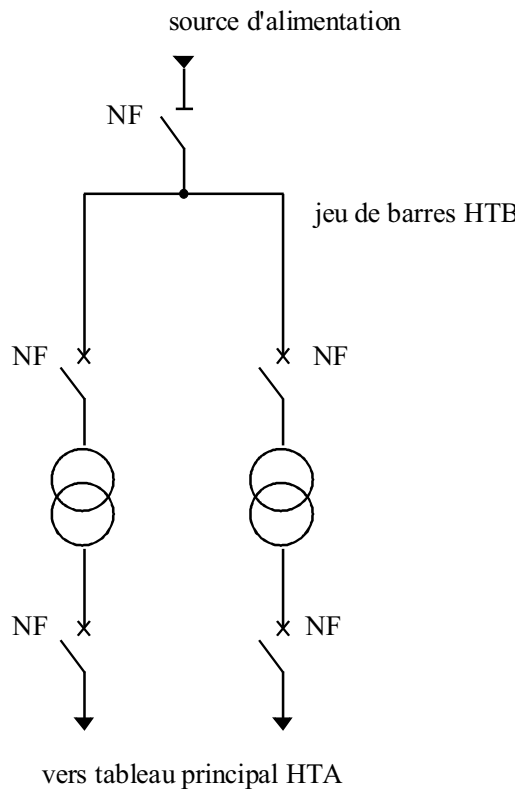


Figure 1-2 : alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

avantage : Coût minimal

inconvénient : Disponibilité faible

Nota : les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

■ **double antenne** (voir fig. 1-3)

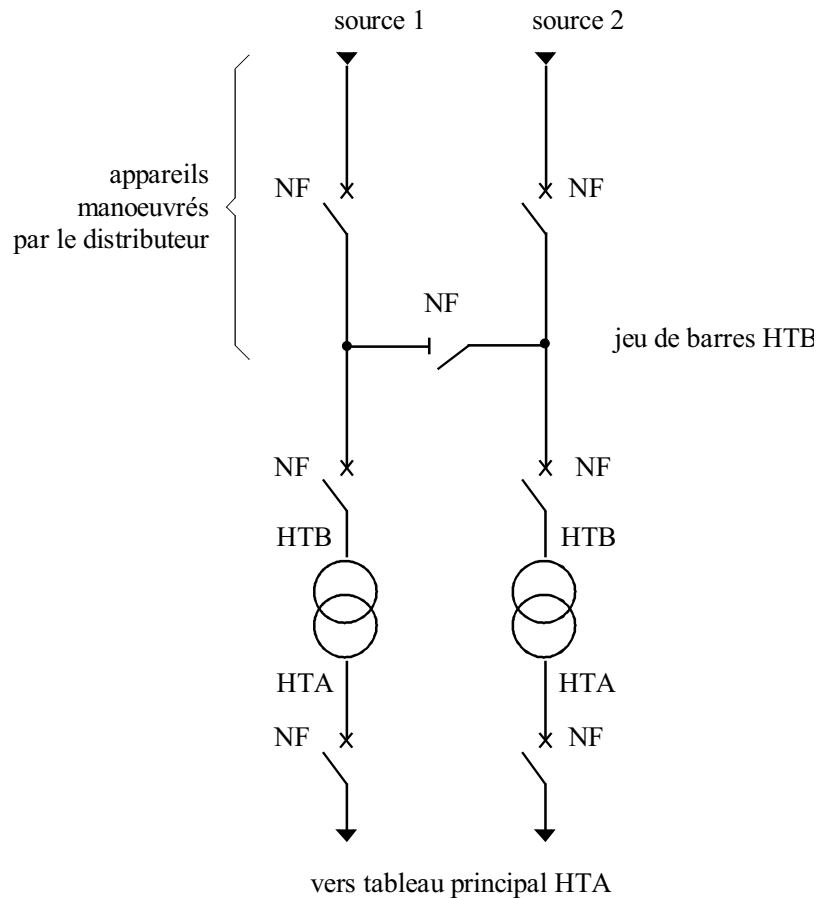


Figure 1-3 : alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB

mode d'exploitation :

- normal : Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage. Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.
- perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

avantages :

- bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau
- maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci

inconvénients :

- solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne
- ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci

Nota : les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ **double antenne - double jeu de barres** (voir fig. 1-4)

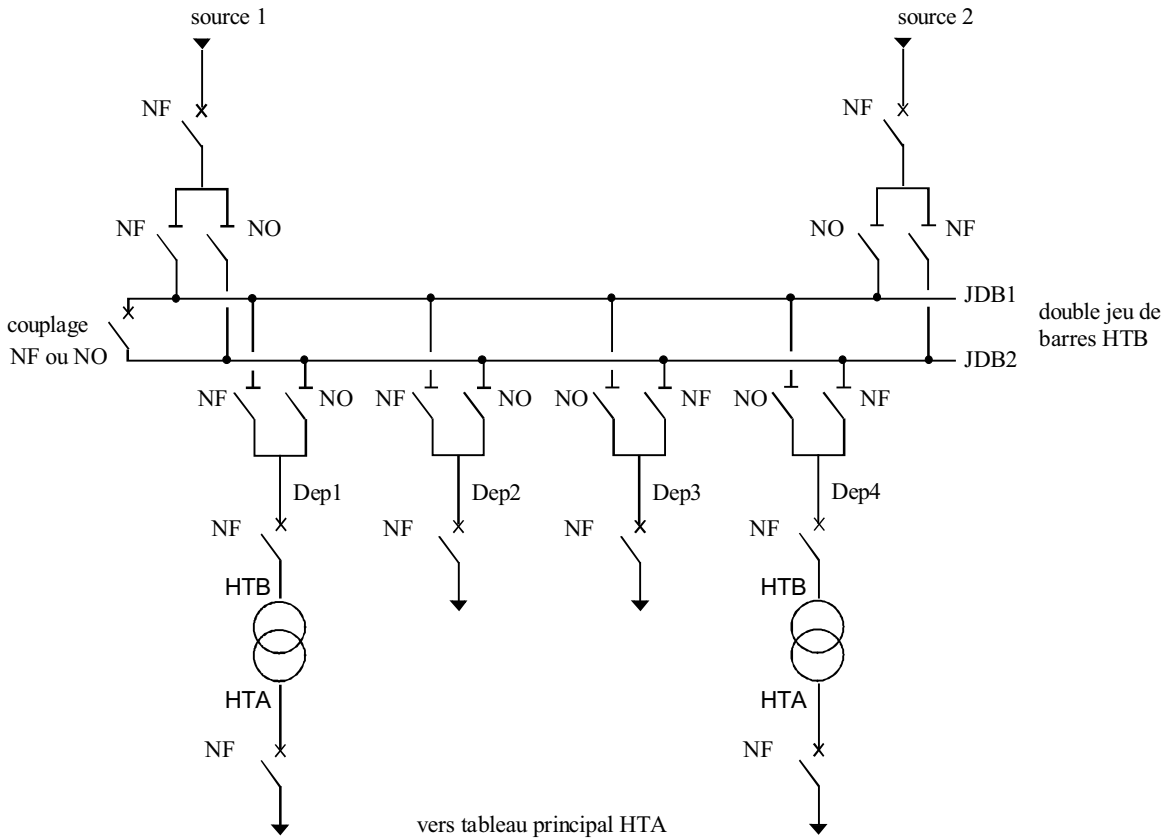


Figure 1-4 : alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

mode d'exploitation :

- normal : La source 1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
La source 2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.
- perturbé : En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

avantages :

- bonne disponibilité d'alimentation
- très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres
- possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manoeuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

inconvenient :

- surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres

Nota : les sectionneurs d'isolement associés aux disjoncteurs HTB ne sont pas représentés.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

1.4. Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA.

En France, deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA.

1.4.1. Les postes de livraison HTA à comptage BT

En France, ils sont régis par la norme NF C 13-100, ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V.

■ simple dérivation (voir fig. 1-5)

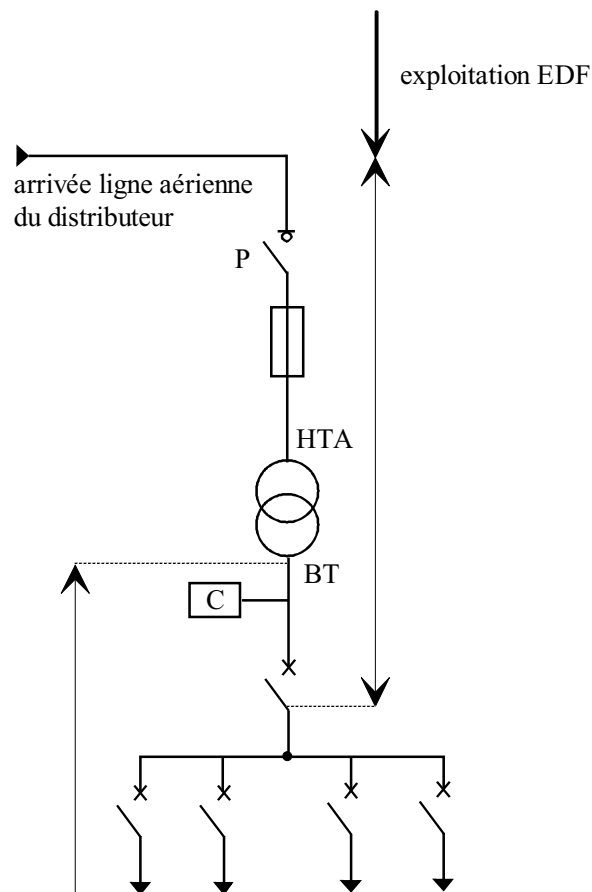


Figure 1-5 : alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Ce type de poste est utilisé en général pour la distribution publique HTA en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur.

■ **coupure d'artère** (voir fig. 1-6)

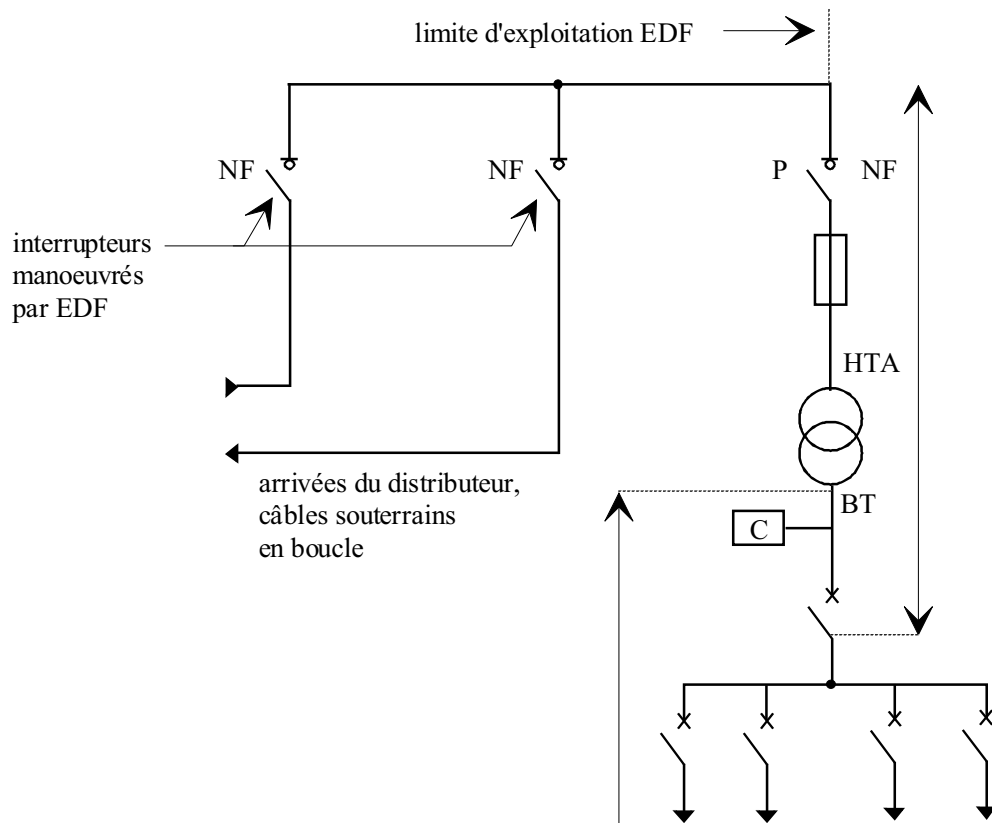


Figure 1-6 : alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale *P* doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne.

■ **double dérivation** (voir fig. 1-7)

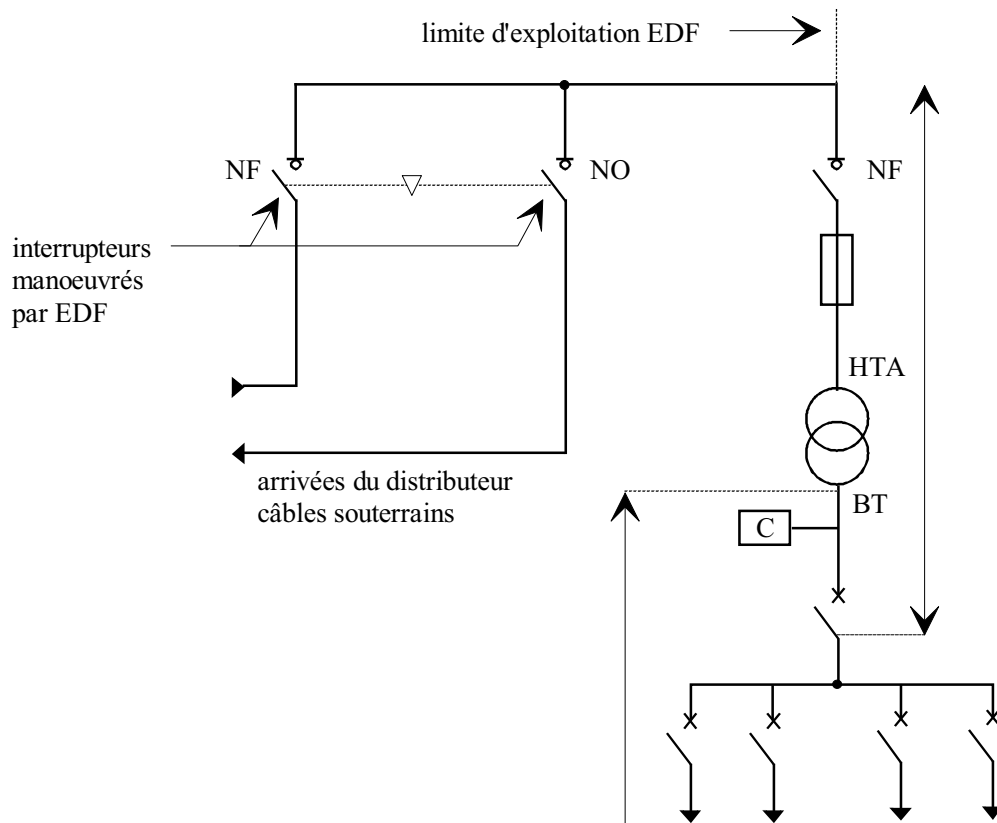


Figure 1-7 : alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivation.

La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

Ce schéma, très coûteux pour le distributeur, est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes (le surcoût est généralement payé par l'utilisateur).

1.4.2. Les postes de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2 000 A (puissance supérieure à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA.

La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200.

De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.

■ **exemple de schéma** (voir fig. 1-8)

Poste de livraison avec une alimentation en coupure d'artère comportant 2 transformateurs et 2 départs HTA.

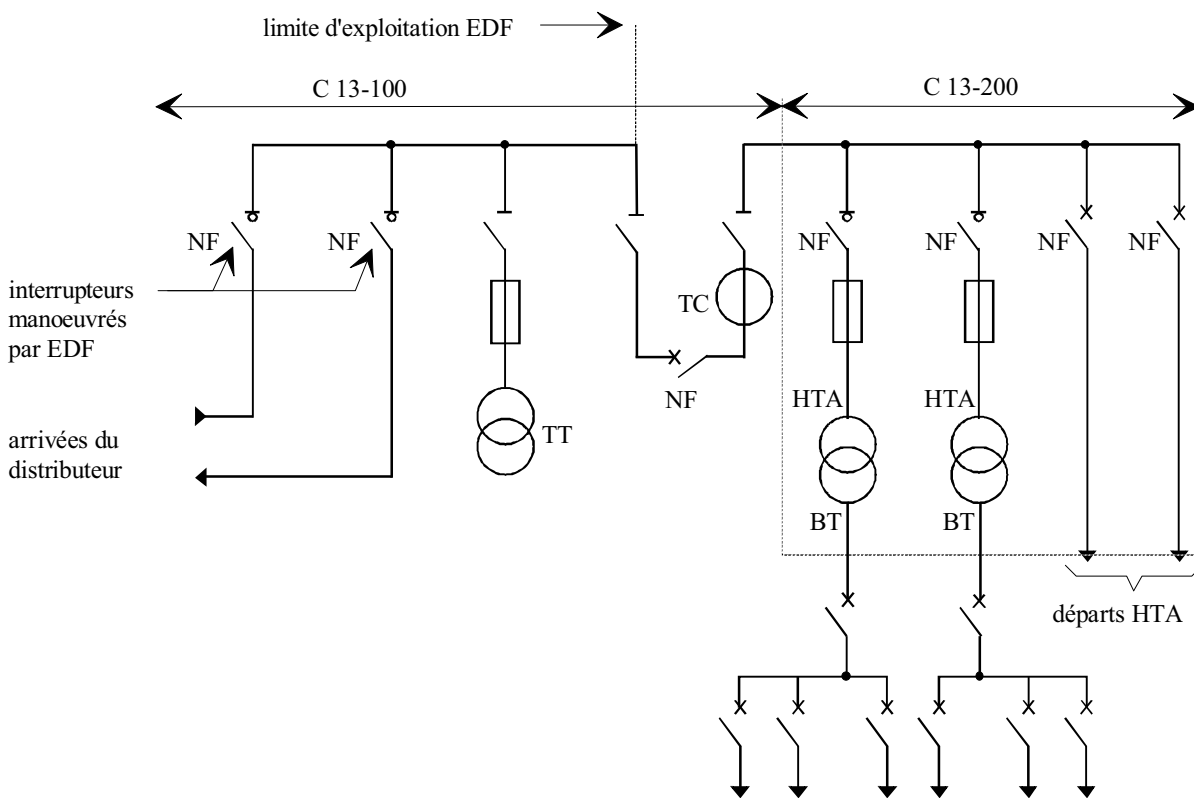


Figure 1-8 : exemple de poste de livraison HTA à comptage HT

Le comptage HT est réalisé grâce au TT (transformateur de tension) et au TC (transformateur de courant).

Le transformateur de courant possède généralement un deuxième secondaire utilisé pour la protection contre les surintensités.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

1.5. Les réseaux HTA à l'intérieur du site

Les réseaux HTA sont composés de tableaux et de liaisons alimentant ces tableaux. Nous allons d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux, puis les différentes structures des réseaux permettant d'alimenter ces tableaux.

Nota : les sectionneurs d'isolement et les systèmes de débrogage permettant d'effectuer la maintenance de l'installation ne sont pas représentés sur les schémas.

1.5.1. Modes d'alimentation des tableaux HTA

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau HTA, indépendamment de son emplacement dans le réseau.

Le nombre de sources et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas sont classés dans un ordre tel que la sûreté de fonctionnement s'améliore tandis que le coût d'installation augmente.

■ 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation (voir fig. 1-9)

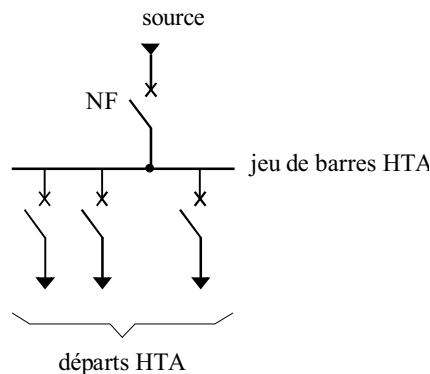


Figure 1-9 : 1 jeu de barres, 1 source d'alimentation

fonctionnement : en cas de perte de la source d'alimentation, le jeu de barres est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

■ 1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation (voir fig. 1-10)

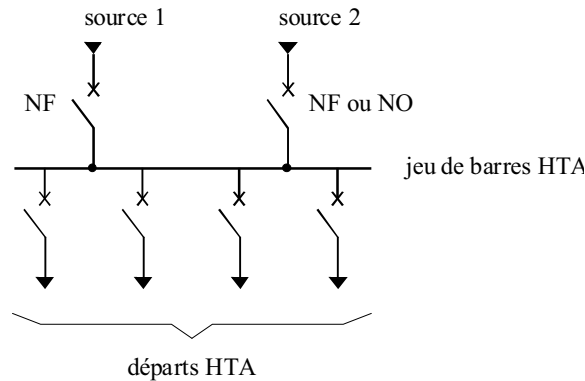


Figure 1-10 : 1 jeu de barres sans couplage, 2 sources d'alimentation

fonctionnement : les deux sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours de l'autre. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

■ 2 demi jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentations (voir fig. 1-11)

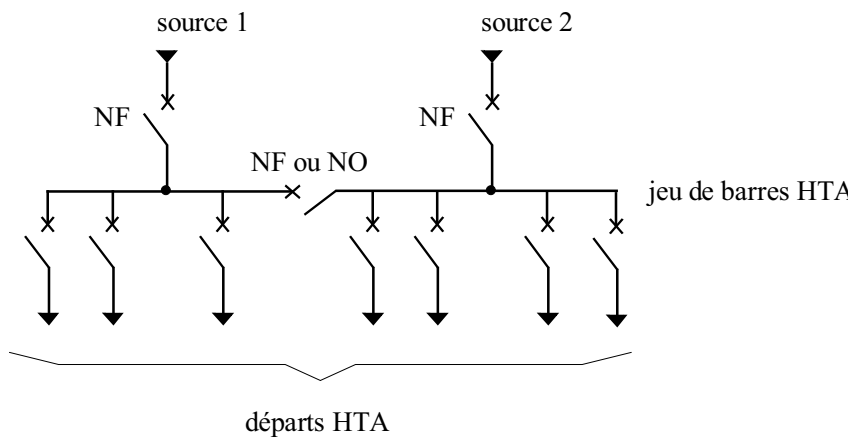


Figure 1-11 : 2 demi-jeux de barres avec couplage, 2 sources d'alimentation

fonctionnement : le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert. S'il est ouvert, chaque source alimente un demi - jeu de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé et l'autre source alimente les 2 demi jeux de barres. En cas de défaut sur un demi jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

■ 1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation (voir fig. 1-12)

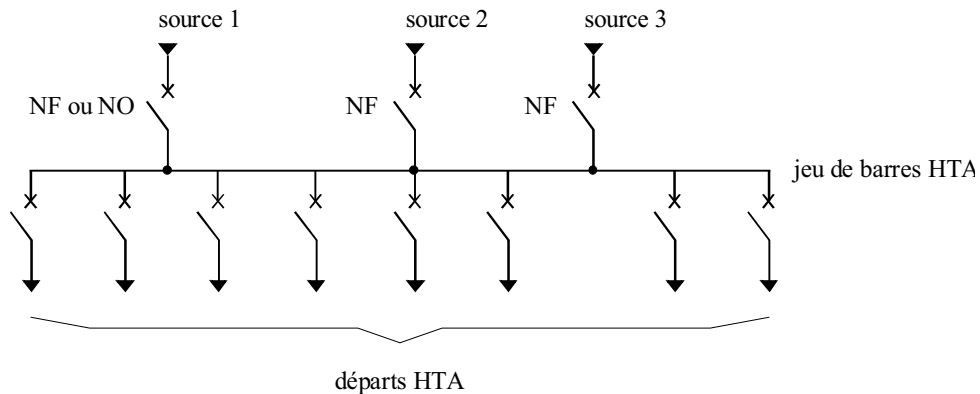


Figure 1-12 : 1 jeu de barres sans couplage, 3 sources d'alimentation

fonctionnement : les 3 sources peuvent fonctionner en parallèle ou l'une en secours des deux autres. En cas de défaut sur le jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), les départs ne sont plus alimentés.

■ 3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation (voir fig. 1-13)

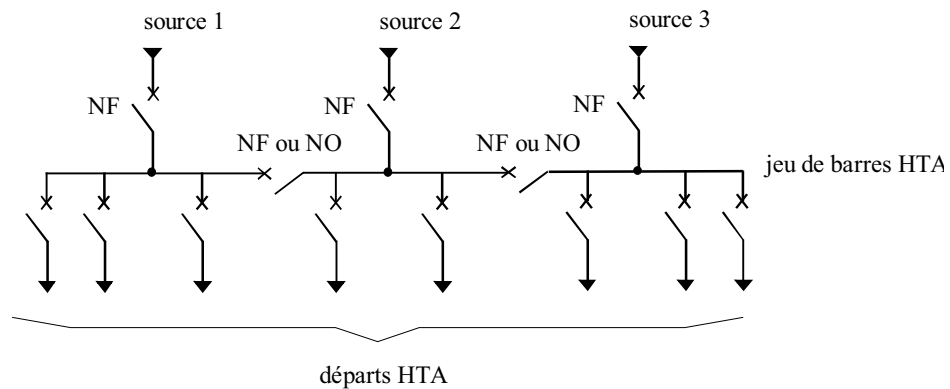


Figure 1-13: 3 sections de barres avec couplages, 3 sources d'alimentation

fonctionnement : les 2 disjoncteurs de couplage peuvent être maintenus ouverts ou fermés. S'ils sont ouverts, chaque source alimente sa section de barres. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage associé est fermée, une source alimente 2 sections de barres et l'autre 1 section de barres.

En cas de défaut sur une section de barres (ou maintenance de celle-ci), une partie seulement des départs n'est plus alimentée.

■ sources et départs en "duplex" (voir fig. 1-14)

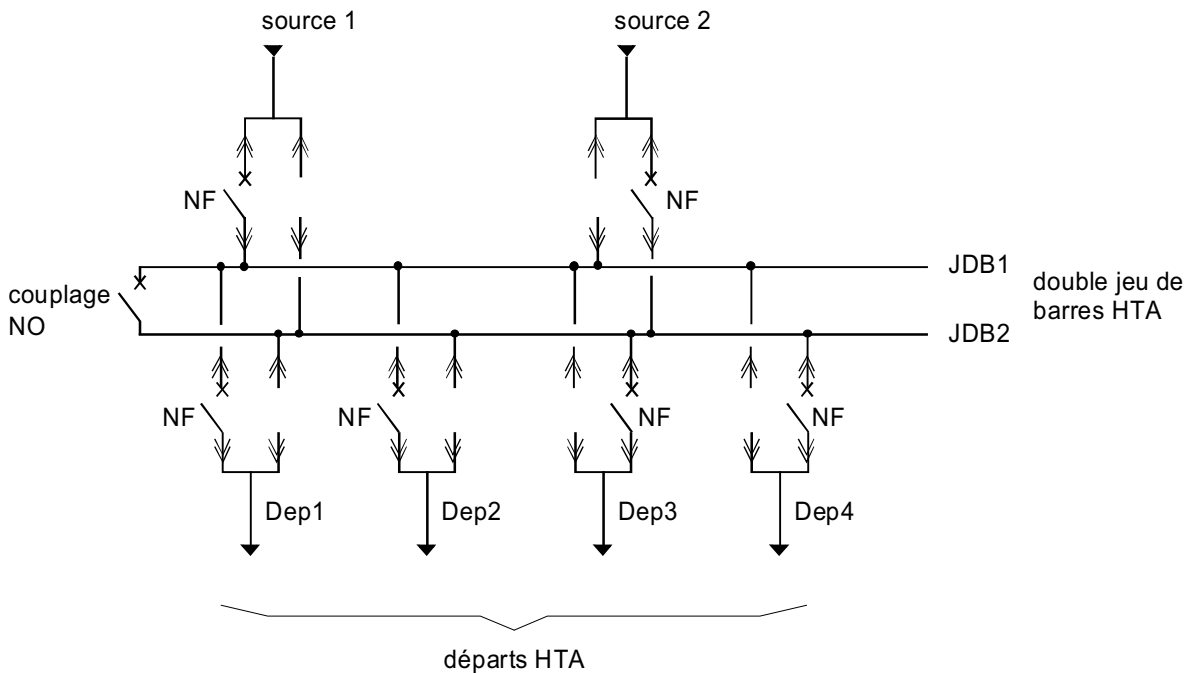


Figure 1-14 : sources et départs en "duplex"

fonctionnement : le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque source peut alimenter l'un ou l'autre des jeux de barres par ses deux cellules disjoncteur débouchables. Par souci d'économie, il n'y a qu'un seul disjoncteur pour les 2 cellules débouchables qui sont installées tête-bêche. On peut ainsi facilement déplacer le disjoncteur d'une cellule à l'autre. Ainsi, si l'on veut que la source 1 alimente le jeu de barres JDB2, on déplace le disjoncteur dans l'autre cellule associée à la source 1.

Le même principe est mis en place pour les départs. Ainsi, à chaque départ sont associées deux cellules débouchables et un seul disjoncteur. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'emplacement du disjoncteur. Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dép1 et Dép2. La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les départs Dép3 et Dép4.

En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et chaque disjoncteur est placé sur le jeu de barres en service, afin que tous les départs soient alimentés.

L'inconvénient du système "duplex" est qu'il ne permet pas les permutations automatiques. En cas de défaut, chaque permutation à effectuer dure plusieurs minutes et nécessite la mise hors tension des jeux de barres.

■ 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation (voir fig. 1-15)

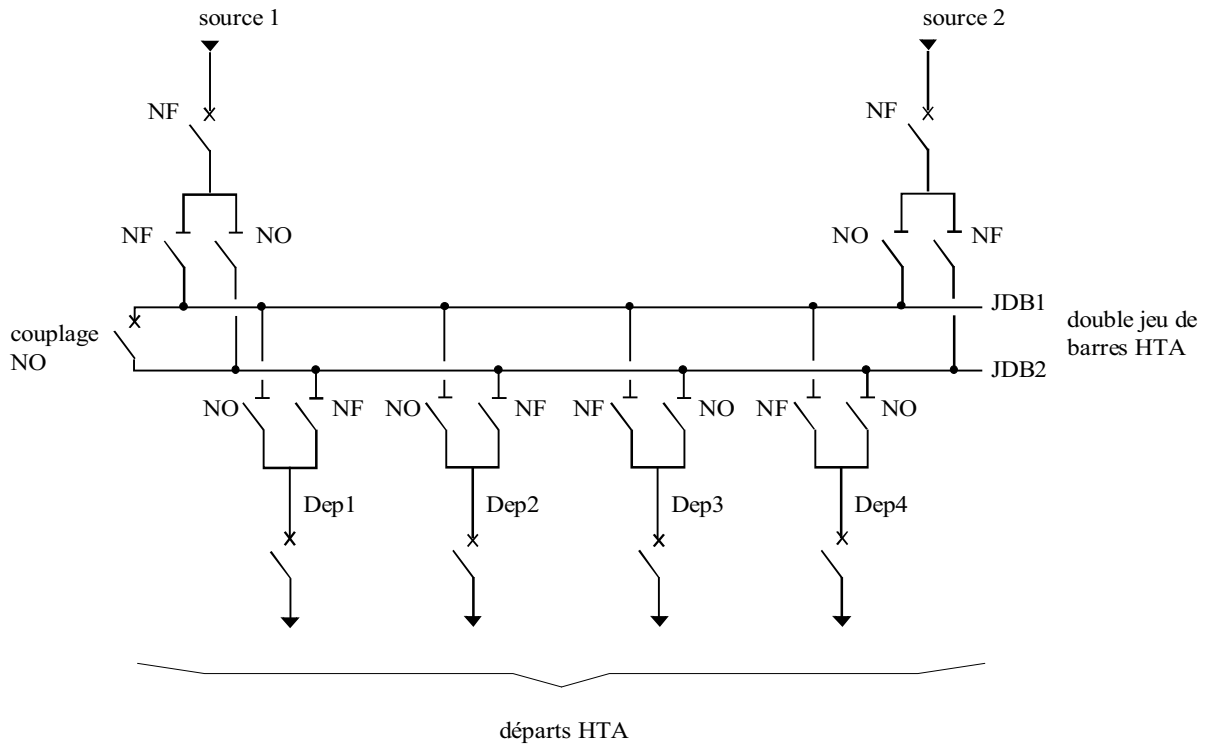


Figure 1-15 : 2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation

fonctionnement : le disjoncteur de couplage est maintenu ouvert en fonctionnement normal. Chaque départ peut être alimenté par l'un ou l'autre des jeux de barres suivant l'état des sectionneurs qui lui sont associés, un seul sectionneur par départ doit être fermé.

Par exemple, la source 1 alimente le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.

La source 2 alimente le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.

En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.

En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

■ 2 doubles jeux de barres couplés entre eux (voir fig. 1-16)

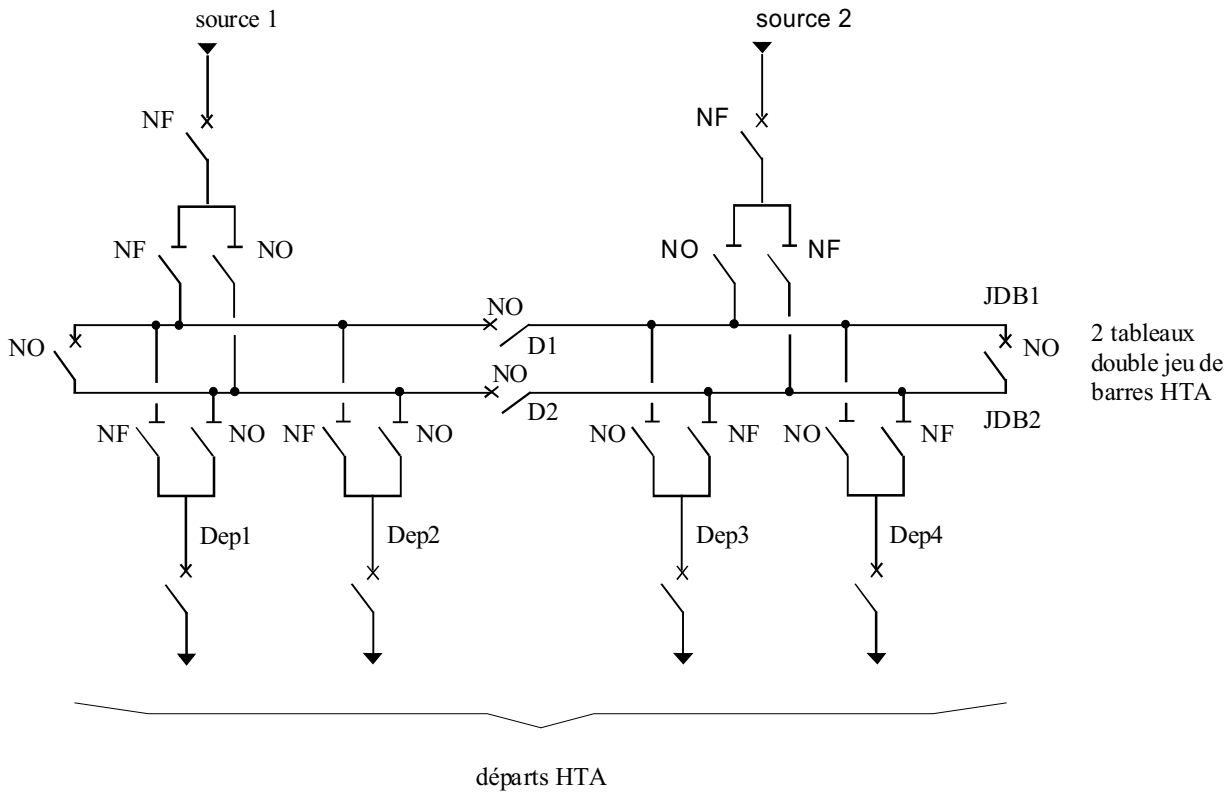


Figure 1-16 : 2 doubles jeux de barres couplés entre eux

fonctionnement : il est presque identique au schéma précédent (2 jeux de barres, 2 attaches par départ, 2 sources d'alimentation). La décomposition du double jeux de barres en 2 tableaux avec couplage (par D1 et D2) permet une plus grande souplesse d'exploitation. Chaque jeu de barres alimente un nombre de départs moins important en fonctionnement normal.

1.5.2. Structure des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

Les schémas électriques des réseaux HTA les plus souvent rencontrés sont les suivants :

■ **radial en simple antenne** (voir fig. 1-17)

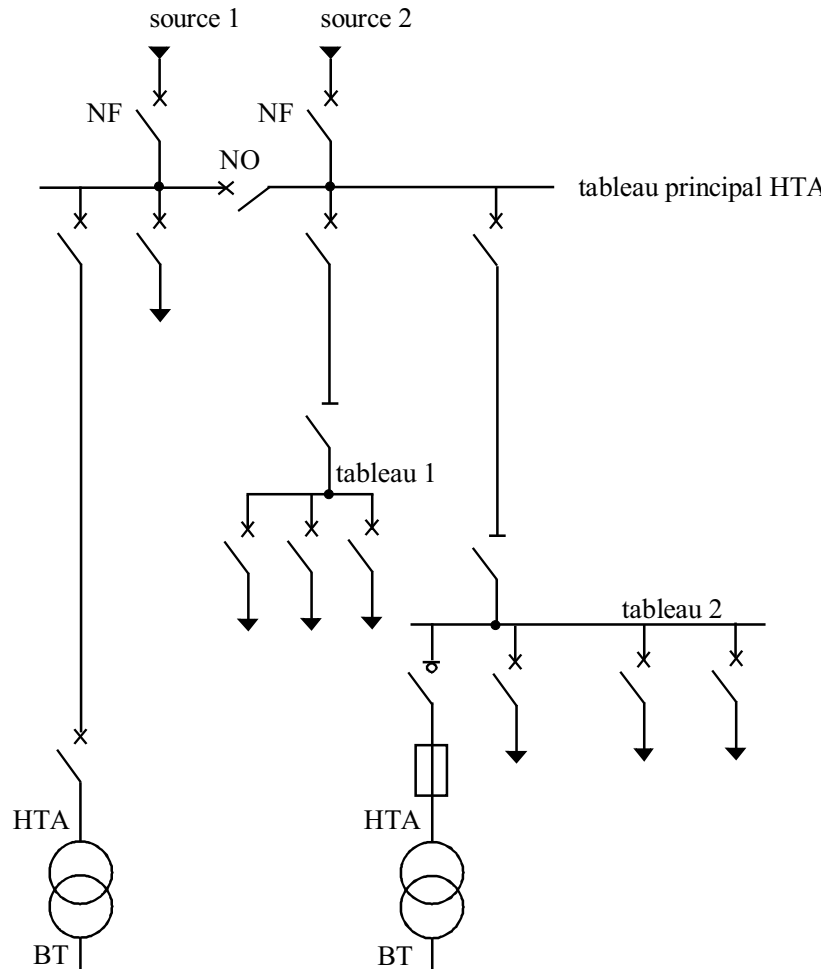


Figure 1-17 : réseau HTA radial en simple antenne

- les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage
- cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

■ radial en double antenne sans couplage (voir fig. 1-18)

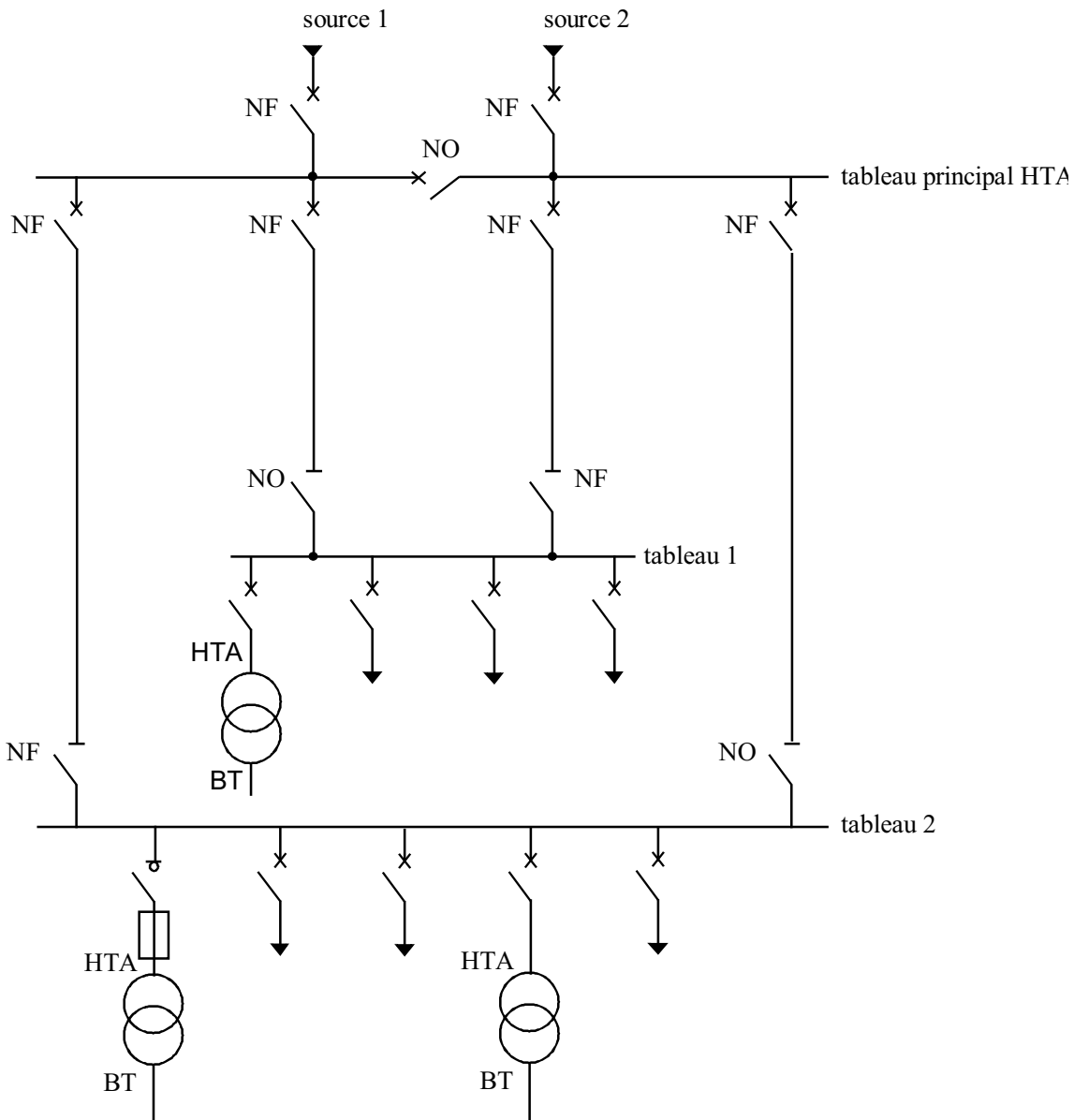


Figure 1-18 : réseau HTA radial en double antenne sans couplage

- les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- la disponibilité est bonne
- l'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.

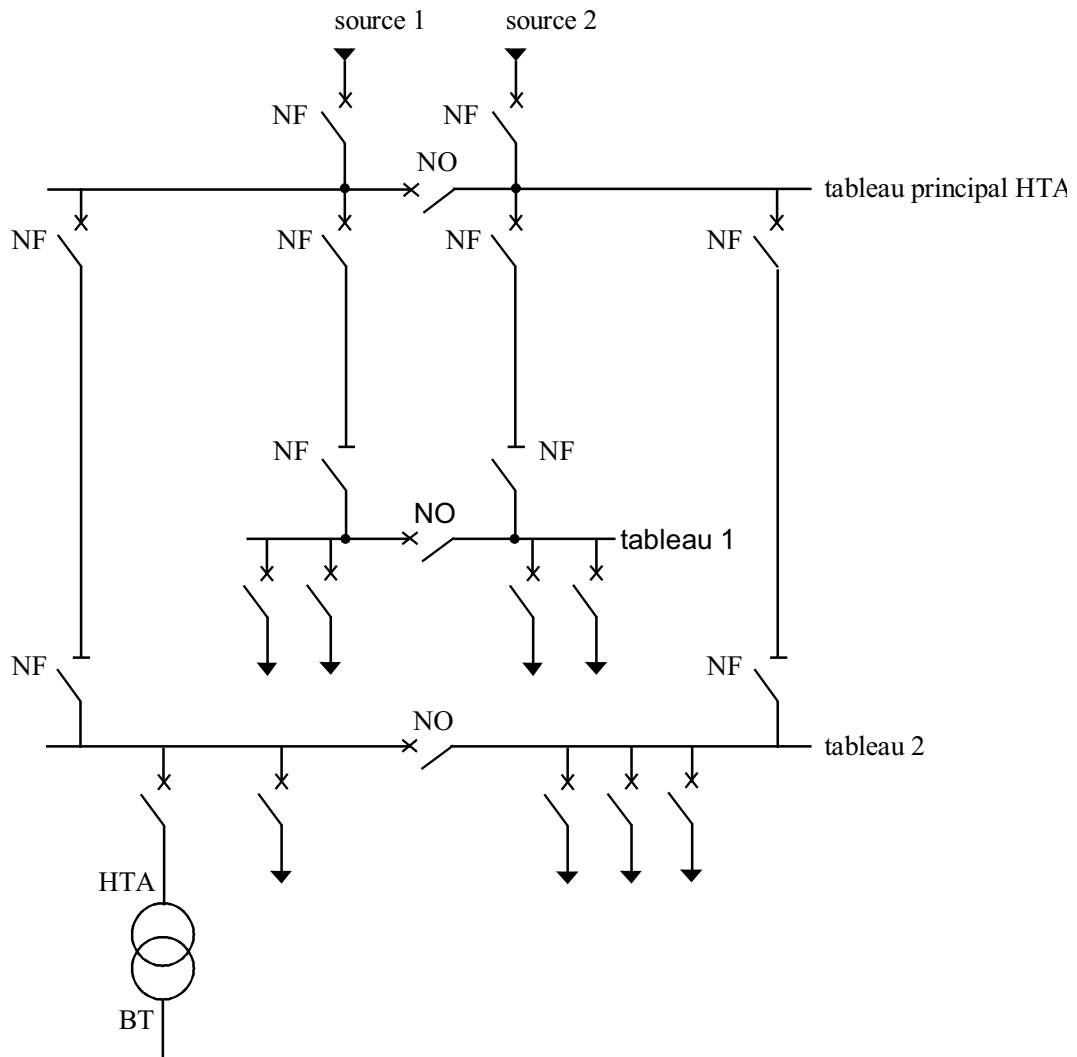
■ radial en double antenne avec couplage (voir fig. 1-19)

Figure 1-19 : réseau HTA radial en double antenne avec couplage

Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.

- chaque demi jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie

■ en boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes.

Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

boucle ouverte (voir fig. 1-20 a)

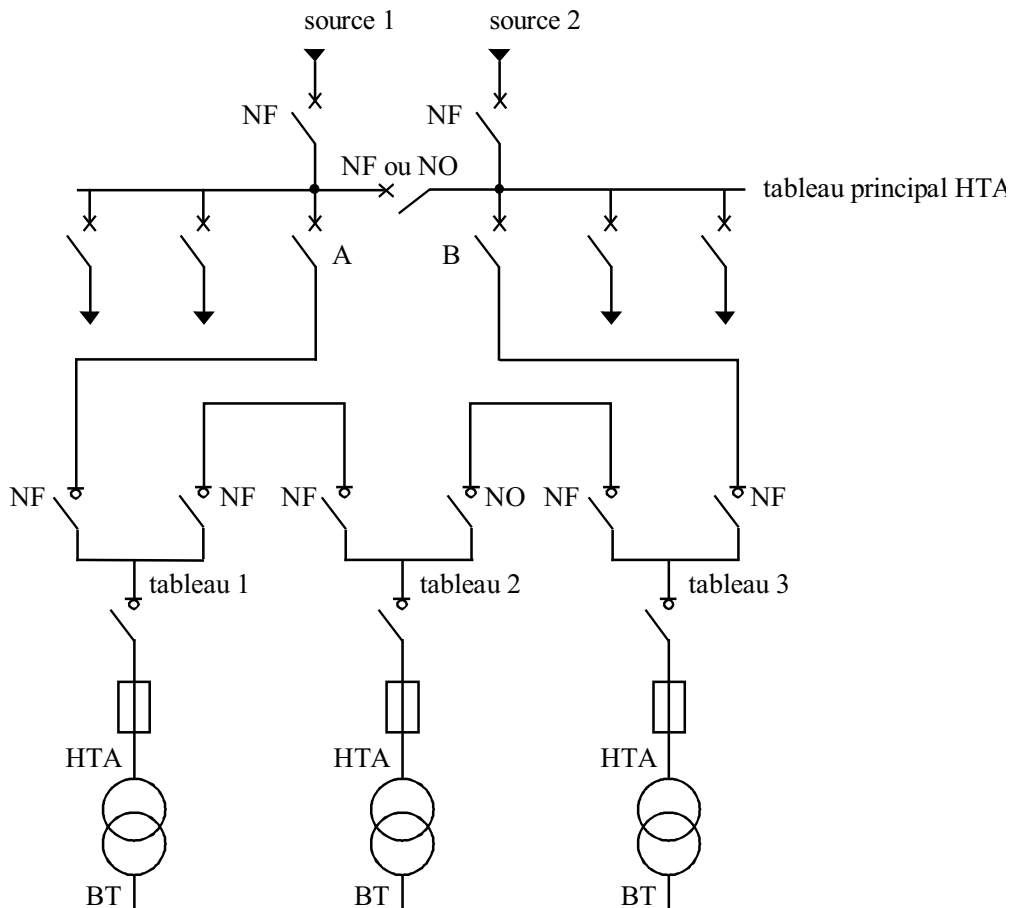


Figure 1-20 a : réseau HTA en boucle ouverte

- les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est **ouverte** (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- un défaut sur un câble ou la perte d'une source est pallié par une reconfiguration de la boucle (voir § 10.1.7.1 du *Guide des protections*).
- cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automate de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

boucle fermée (voir fig. 1-20 b)

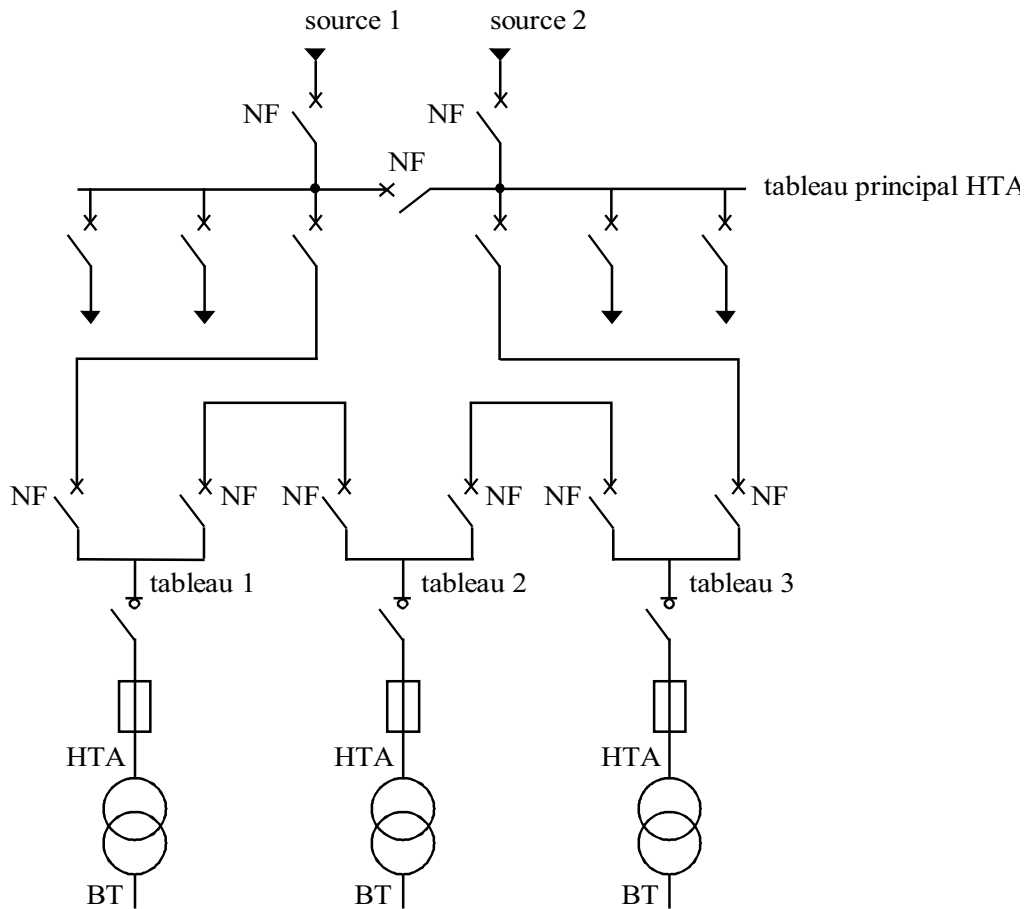


Figure 1-20 b : réseau HTA en boucle fermée

- tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- en fonctionnement normal, la boucle est **fermée**.
- le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut (voir § 10.1.8 du *Guide des protections*).

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation.

Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

■ en double dérivation (voir fig. 1-21)

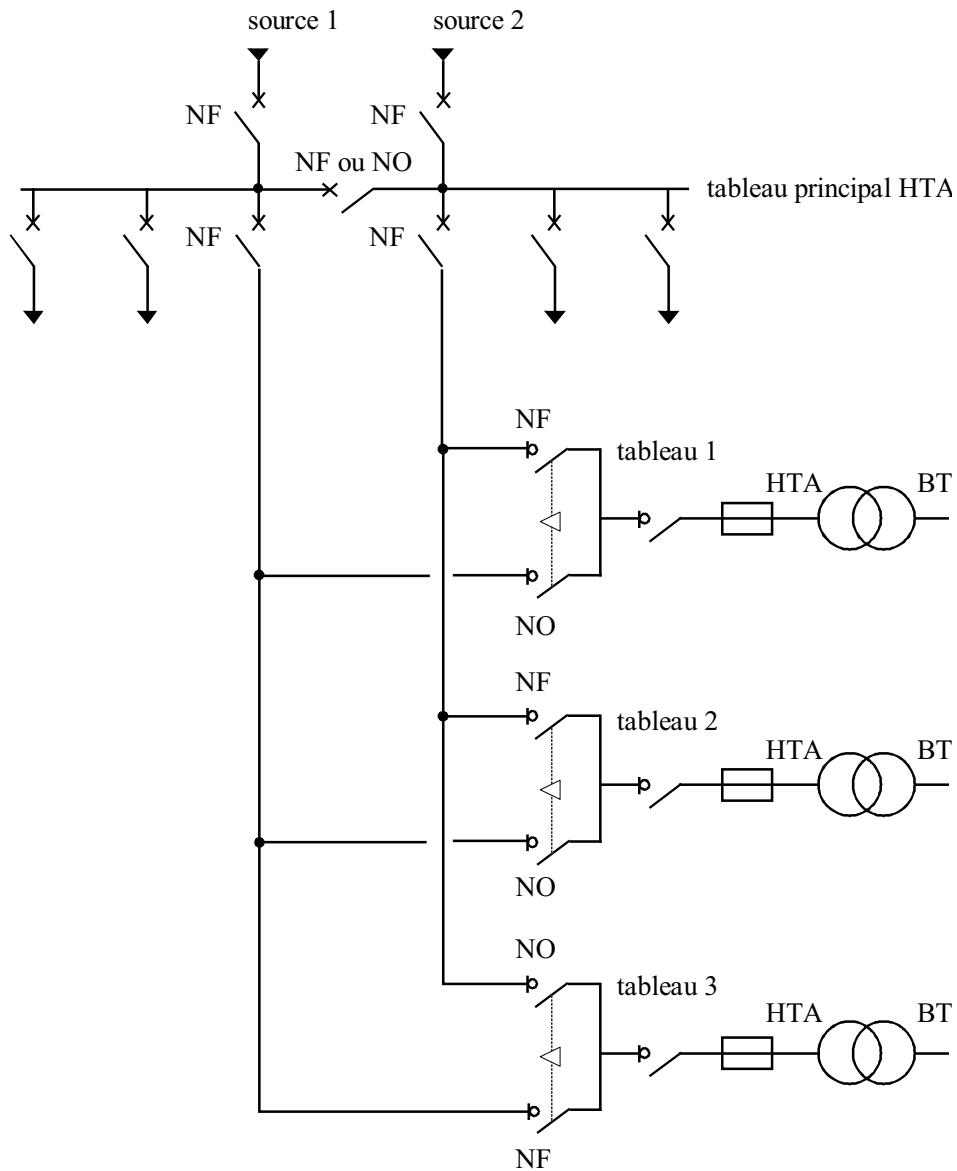


Figure 1-21 : réseau HTA en double dérivation

- les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment
- cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

1.6. Les réseaux BT à l'intérieur du site

Nous allons d'abord étudier les différents modes d'alimentation des tableaux basse tension. Ensuite, nous étudierons les schémas d'alimentation des tableaux secourus par des groupes électrogènes ou par une alimentation sans interruption.

1.6.1. Modes d'alimentation des tableaux BT

Nous allons identifier les principales solutions d'alimentation d'un tableau BT, indépendamment de son emplacement dans le réseau. Le nombre de sources d'alimentation possibles et la complexité du tableau diffèrent suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

■ l'alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation (voir fig. 1-22)

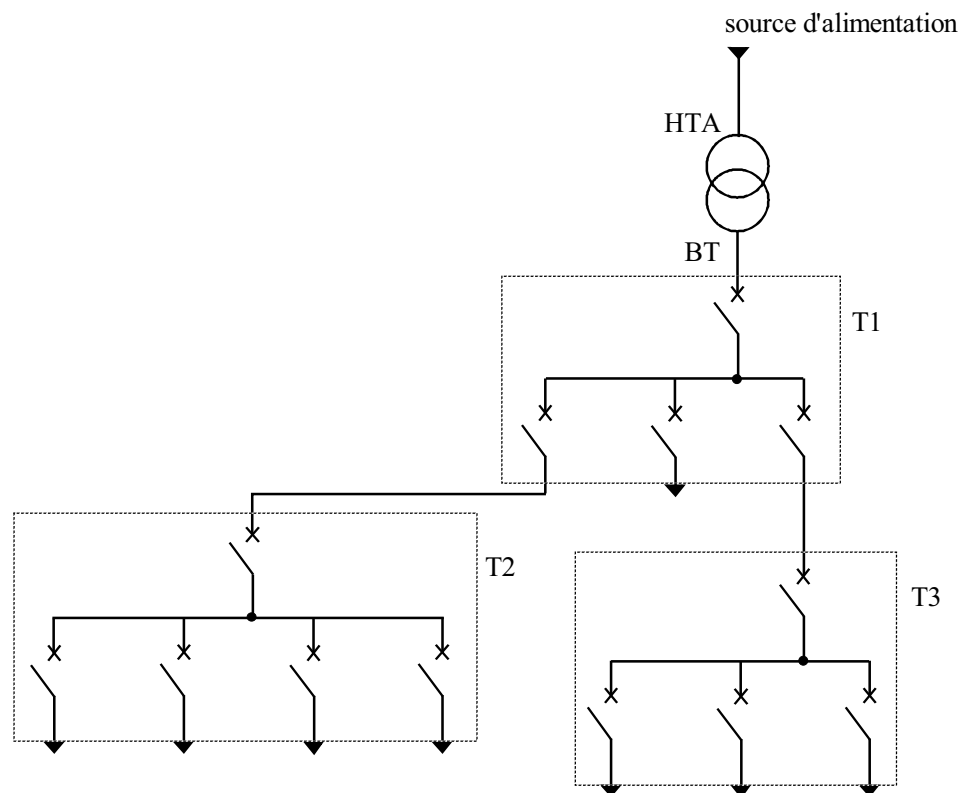


Figure 1-22 : alimentation des tableaux BT avec une seule source d'alimentation

Les tableaux T1, T2, T3 bénéficient d'une seule source d'alimentation. Le réseau est dit de type radial arborescent.

En cas de perte de la source d'alimentation d'un tableau, celui-ci est hors service jusqu'à l'opération de réparation.

■ l'alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage (voir fig. 1-23)

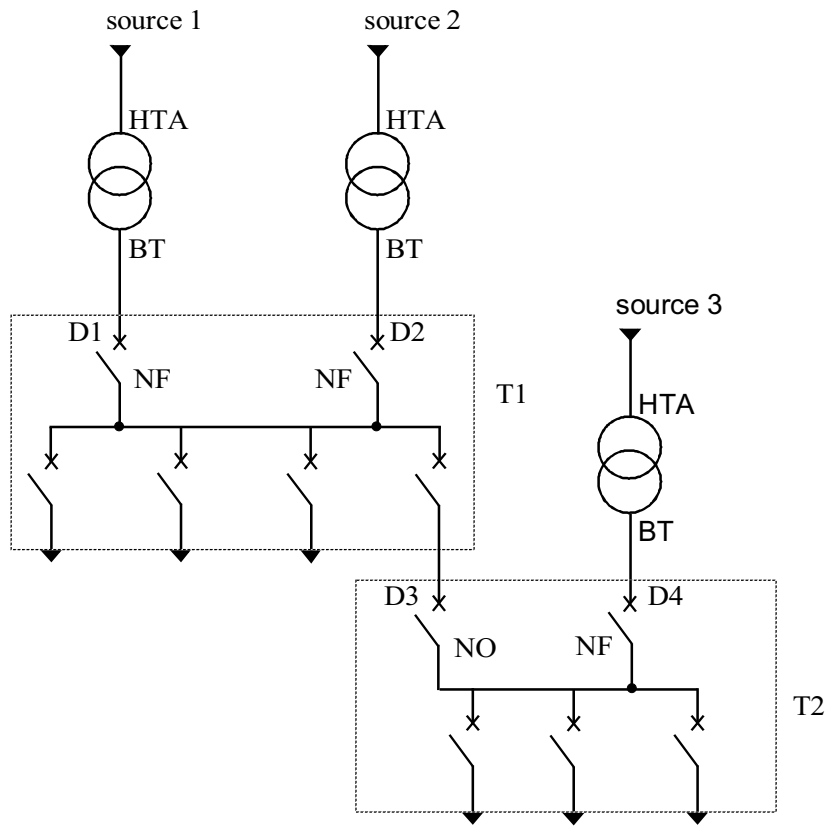


Figure 1-23 : alimentation des tableaux BT par une double alimentation sans couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T1 :

- les deux sources alimentent T1 en parallèle
- en fonctionnement normal, les deux disjoncteurs sont fermés (D1 et D2).

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation sans couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T2 :

- une source alimente le tableau T2, la seconde assure le secours.
- en fonctionnement normal, un seul disjoncteur est fermé (D3 ou D4).

■ l'alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage (voir fig. 1-24)

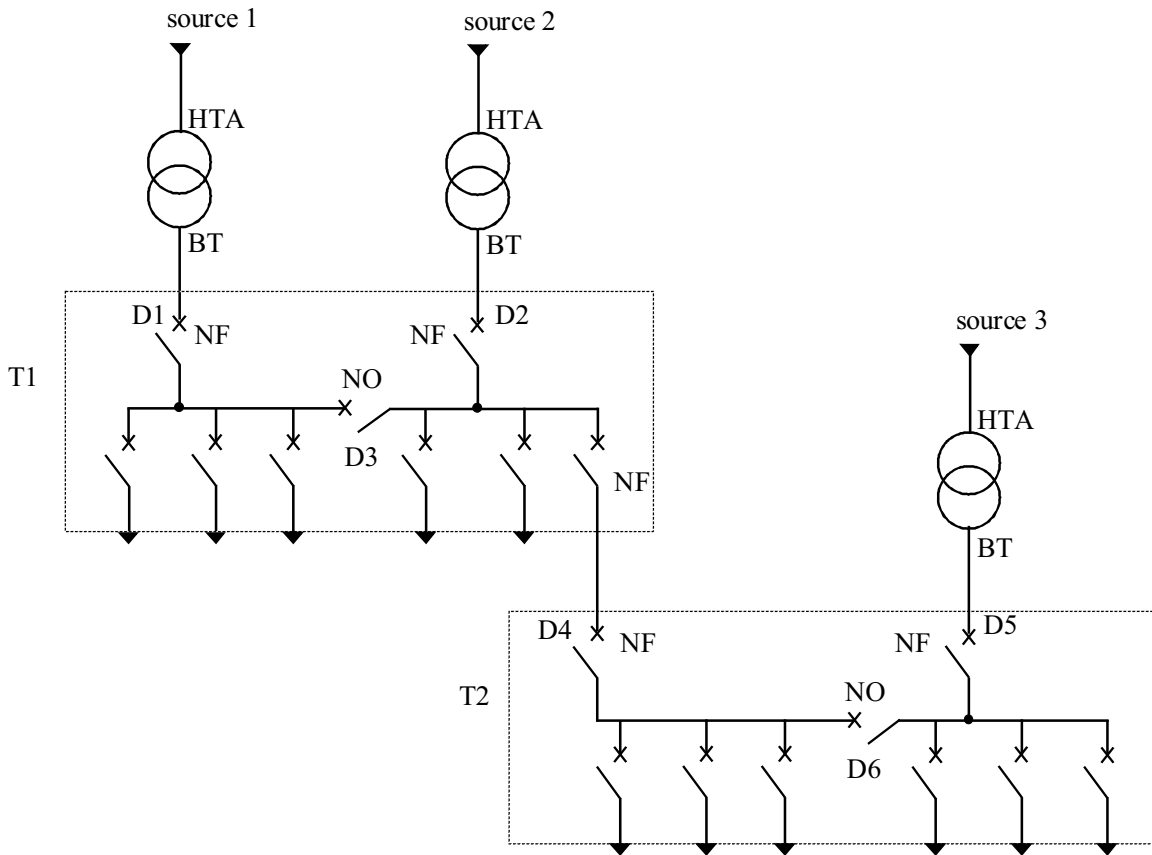


Figure 1-24 : alimentation des tableaux BT par une double alimentation avec couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T1 : en fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D3 est ouvert. Chaque transformateur alimente une partie de T1. En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage D3 est fermé et un seul transformateur alimente la totalité de T1.

Le tableau T2 bénéficie d'une double alimentation avec couplage par un transformateur HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

Fonctionnement de l'alimentation de T2 : en fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D6 est ouvert. Chaque source alimente une partie de T2. En cas de perte d'une source, le disjoncteur de couplage D6 est fermé et l'autre source alimente la totalité de T2.

■ l'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation sans couplage (voir fig. 1-25)

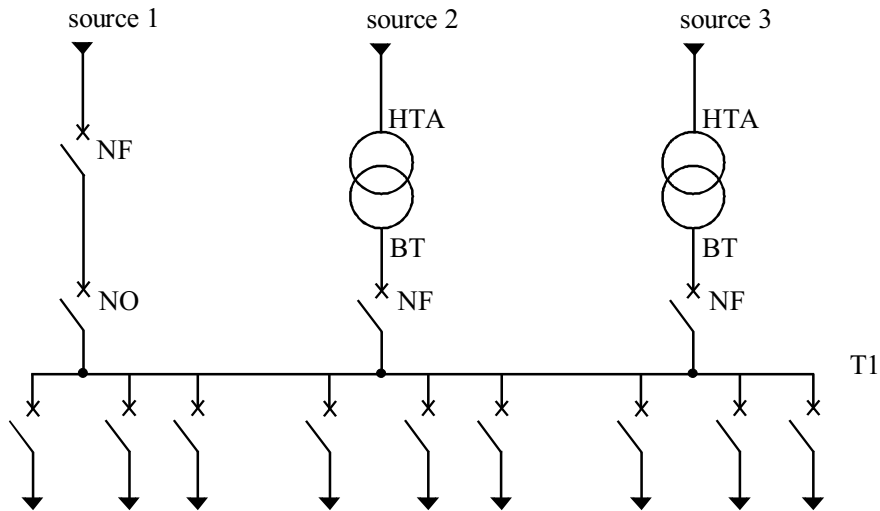


Figure 1-25 : alimentation des tableaux BT par une triple alimentation sans couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation sans couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

En fonctionnement normal, le tableau est alimenté par les 2 transformateurs en parallèle. En cas de défaillance d'un ou des deux transformateurs, le tableau T1 est alimenté par le départ issu d'un autre tableau.

■ l'alimentation des tableaux BT par une triple alimentation avec couplage (voir fig. 1-26)

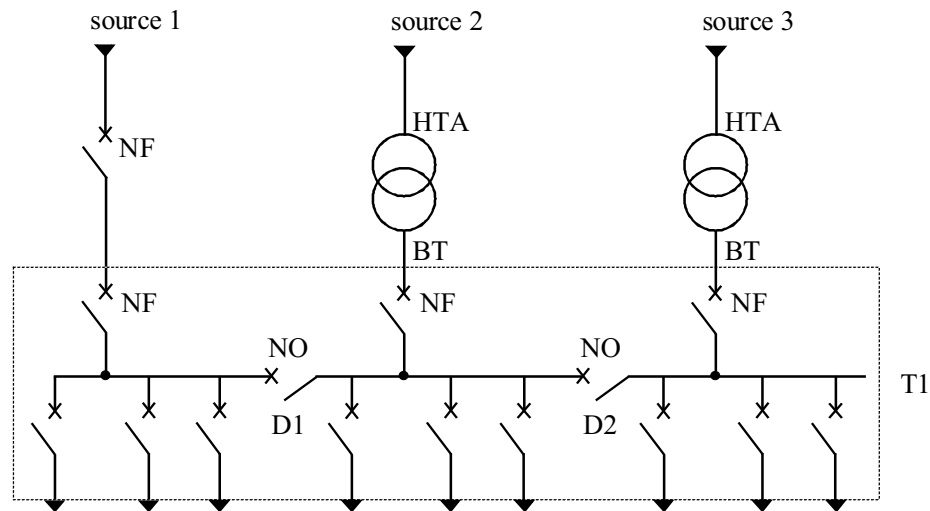


Figure 1-26 : alimentation des tableaux BT par une triple alimentation avec couplage

Le tableau T1 bénéficie d'une triple alimentation avec couplage par 2 transformateurs HTA/BT et par un départ issu d'un autre tableau BT.

En fonctionnement normal, les 2 disjoncteurs de couplage sont ouverts, le tableau T1 est alimenté par les 3 sources d'alimentation.

En cas de défaillance d'une source, le disjoncteur de couplage de la source associée est fermé, le disjoncteur arrivée de la source défaillante est ouvert.

1.6.2. Les tableaux BT secourus par des alternateurs

■ 1er exemple : 1 transformateur et 1 alternateur (voir fig. 1-27)

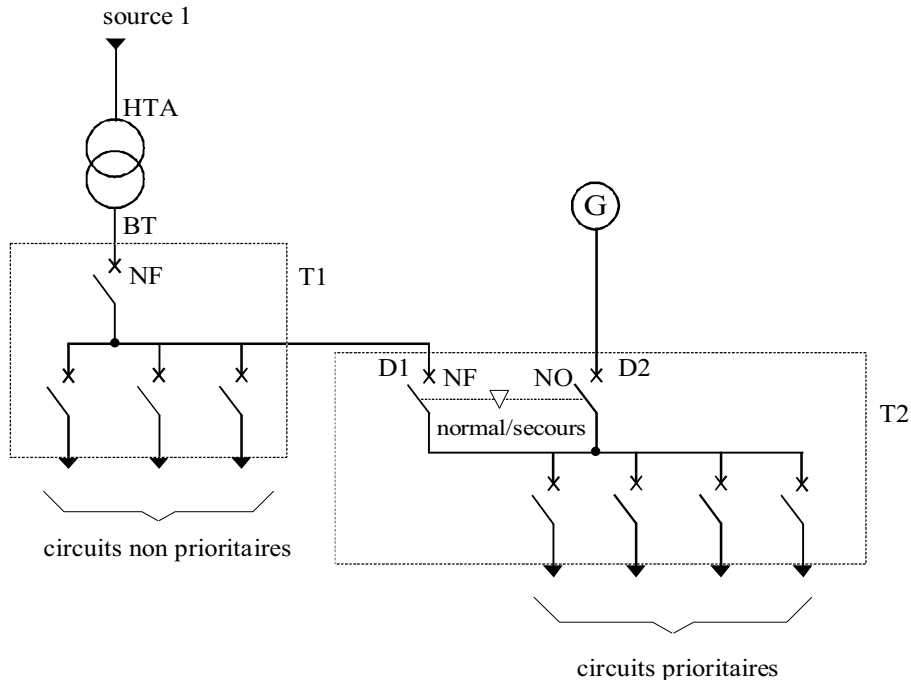


Figure 1-27 : 1 transformateur et 1 alternateur

En fonctionnement normal, D1 est fermé et D2 est ouvert. Le tableau T2 est alimenté par le transformateur. En cas de perte de la source normale, on réalise les étapes suivantes :

1. Fonctionnement du dispositif normal/secours, ouverture de D1.
2. Délestage éventuel d'une partie des récepteurs des circuits prioritaires, afin de limiter l'impact de charge subi par l'alternateur.
3. Démarrage de l'alternateur.
4. Fermeture de D2 lorsque la fréquence et la tension de l'alternateur sont à l'intérieur des plages requises.
5. Relestage des récepteurs éventuellement délestés à l'étape 2.

Lorsque la source normale est de nouveau en état de marche, le dispositif normal/secours bascule l'alimentation de T2 sur cette source et l'alternateur est arrêté.

■ 2ème exemple : 2 transformateurs et 2 alternateurs (voir fig. 1-28)

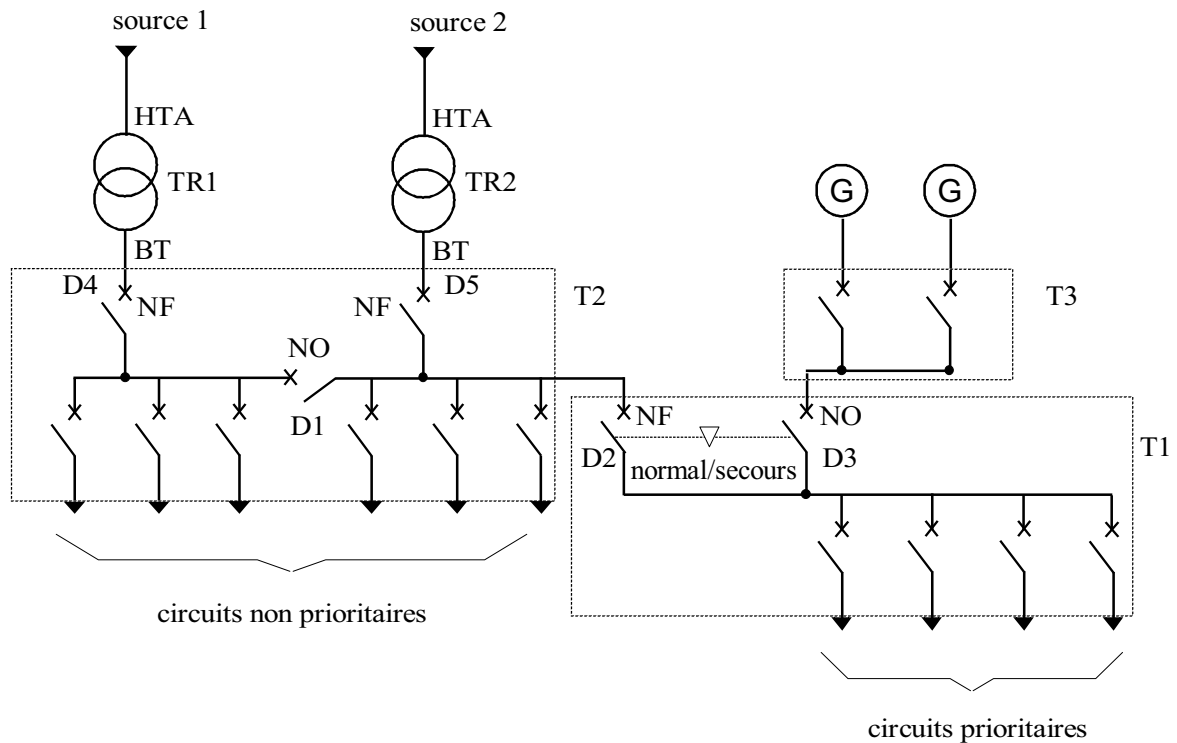


Figure 1-28 : 2 transformateurs et 2 alternateurs

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage D1 est ouvert et le dispositif normal/secours est sur la position D2 fermé et D3 ouvert. Le tableau T1 est alimenté par le transformateur TR2.

En cas de perte de la source 2 ou de panne sur TR2, le secours de T1 (et une partie de T2) est assuré prioritairement par le transformateur TR1, après fermeture du disjoncteur de couplage D1.

Les alternateurs ne sont mis en marche qu'après la perte des 2 sources principales d'alimentation ou du jeu de barres de T2.

Le déroulement des étapes de sauvegarde de l'alimentation des circuits prioritaires est identique au 1er exemple.

1.6.3. Les tableaux BT secourus par une alimentation sans interruption (ASI)

Les principaux éléments constituant une ASI sont indiqués sur la figure 1-29 et dans le tableau 1-2.

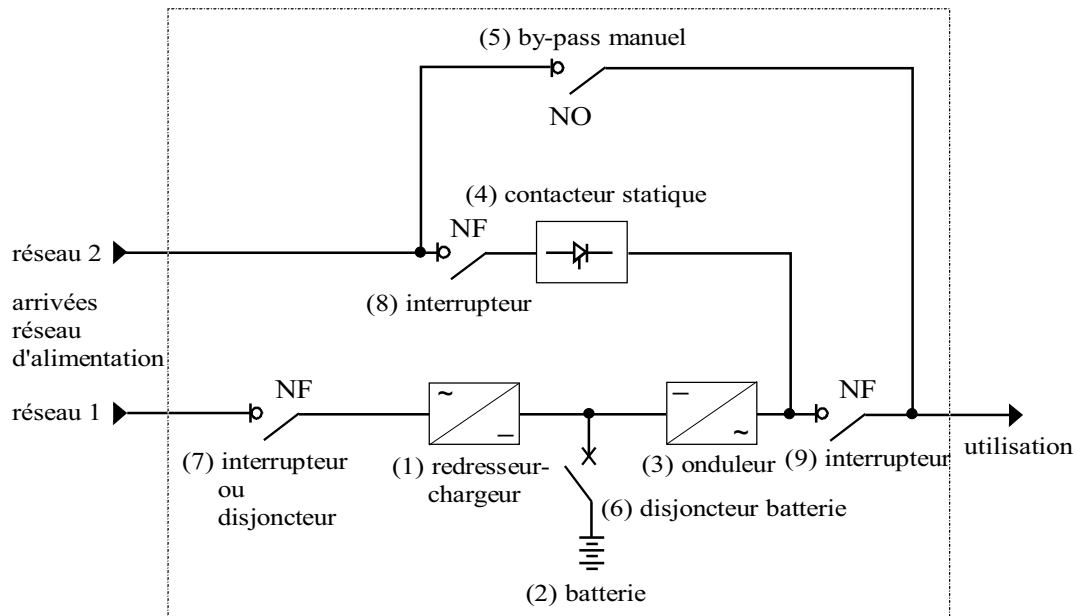


Figure 1-29 : constitution d'une alimentation sans interruption

Dénomination	Repères	Fonction
Redresseur- Chargeur	(1)	Transforme la tension alternative du réseau d'alimentation en tension continue destinée à : - alimenter l'onduleur d'une part, - assurer la charge et l'entretien de la batterie d'accumulateurs d'autre part.
Batterie d'accumulateurs	(2)	Assure une réserve d'énergie destinée à alimenter l'onduleur en cas de : - disparition du réseau d'alimentation, - réseau d'alimentation hors tolérance.
Onduleur	(3)	Transforme la tension continue issue du redresseur-chargeur ou de la batterie d'accumulateurs en tension alternative à tolérances plus sévères que celles du réseau (délivre un courant alternatif proche de la sinusoïde théorique).
Contacteur statique	(4)	Réalise le basculement de l'alimentation de l'utilisation, de l'onduleur vers le réseau 2 (secours) et réciproquement, sans interruption (pas de coupure due à un temps de permutation d'organes mécaniques - le basculement est réalisé à partir de composants électroniques en un temps < 1 ms). Ce basculement intervient en cas d'arrêt de l'onduleur, pour l'une des raisons suivantes : - arrêt volontaire, - surcharge sur l'utilisation dépassant les capacités de limitation de l'onduleur, - anomalie interne.
By-pass manuel	(5)	Interrupteur manuel qui permet d'alimenter l'utilisation par le réseau 2 (secours), pendant une intervention de maintenance.
Interrupteurs manuels disjoncteurs de batterie	(6) (7) (8) (9)	Permettent d'isoler les différents éléments lors d'une intervention de maintenance

Tableau 1-2 : fonctions des différents éléments d'une alimentation sans interruption

arrivée(s) réseau

Les appellations réseau 1 et réseau 2 désignent deux arrivées indépendantes du même réseau :

- réseau 1 (ou normal) désigne l'arrivée alimentant normalement le redresseur-chargeur,
- réseau 2 (ou secours) est une arrivée dite de secours.

L'onduleur est synchronisé en fréquence et en phase avec le réseau 2. Ainsi, le contacteur statique peut commuter instantanément l'alimentation vers le réseau 2 (en un temps inférieur à 1 ms).

Le raccordement de l'ASI à un réseau 2 indépendant est recommandé car il augmente la disponibilité de l'ensemble. Cependant, il est possible de n'avoir qu'une arrivée commune.

Le choix d'un type d'architecture d'alimentation sans interruption dépend de la qualité des réseaux 1 et 2, de l'utilisation et de la disponibilité requise. Le constructeur doit donner des éléments suffisants au concepteur pour qu'il puisse choisir l'architecture la mieux adaptée. Les exemples ci-après explicitent les architectures les plus courantes.

■ **1er exemple** : Tableau BT secouru par un onduleur, avec un alternateur pour pallier l'autonomie limitée de la batterie (généralement de l'ordre de 15 mn) (voir fig. 1-30)

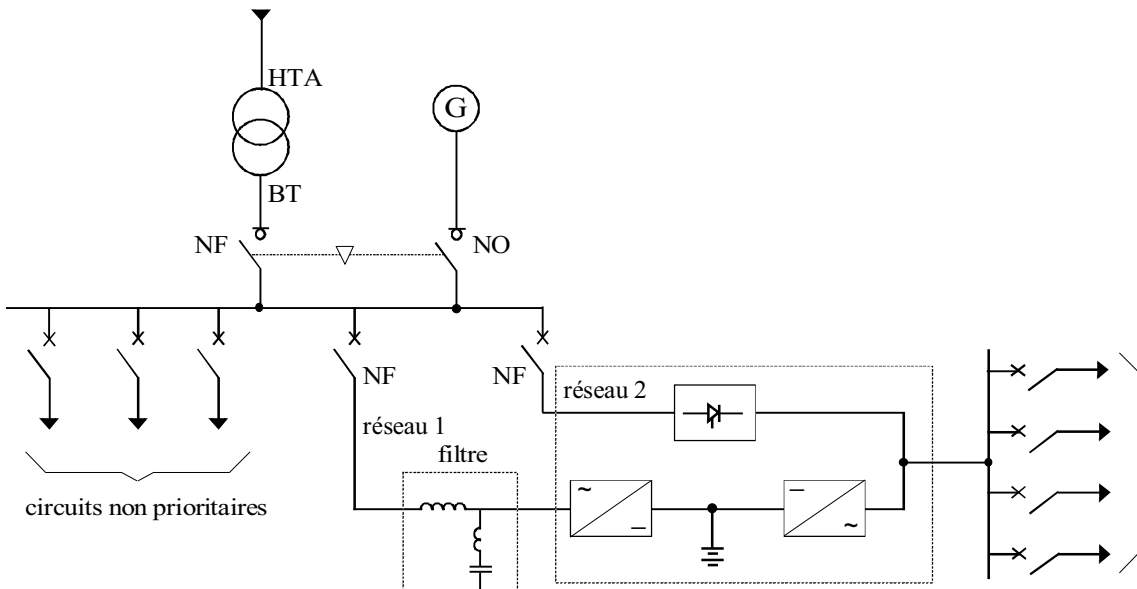


Figure 1-30 : tableau BT secouru par un onduleur

Le filtre permet de diminuer les courants harmoniques remontant dans le réseau d'alimentation.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

- **2ème exemple** : Tableau BT secouru par 2 onduleurs en parallèle sans redondance (voir fig. 1-31)

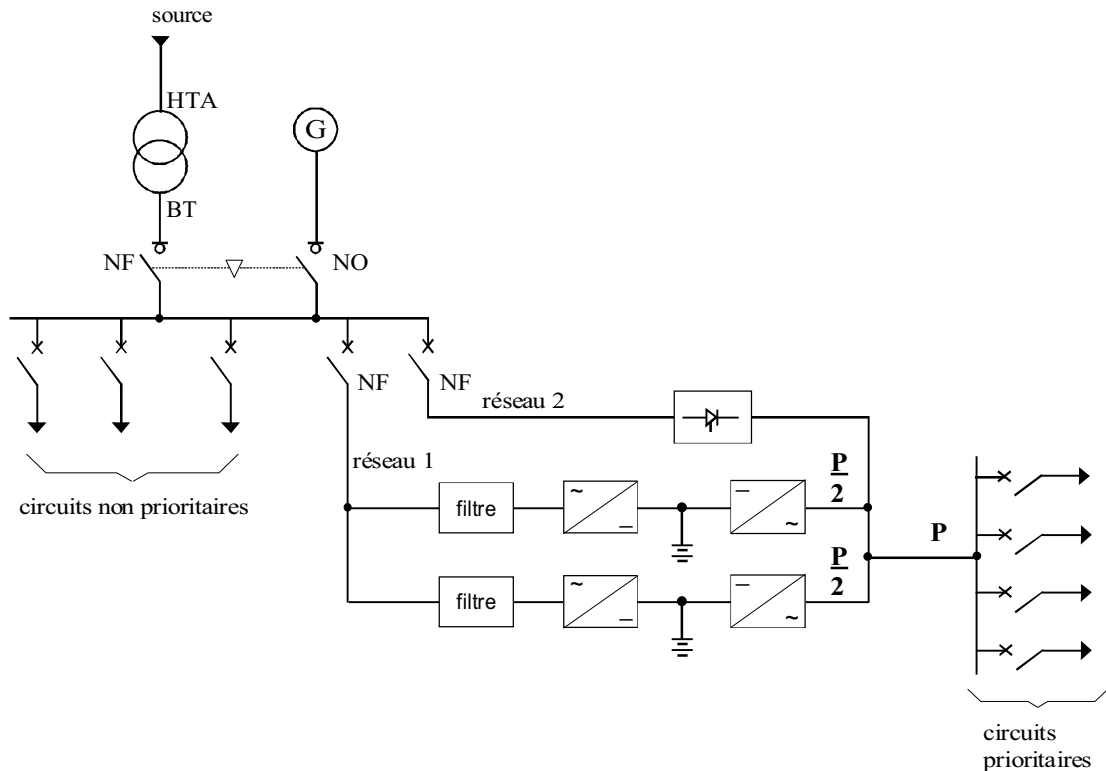


Figure 1-31 : tableau BT secouru par 2 onduleurs en parallèle sans redondance

Cette configuration permet seulement d'obtenir un ensemble de puissance supérieure à celle disponible en chaîne unitaire.

La puissance P à fournir est divisée également entre les 2 onduleurs.

Toute défaillance, de l'une des chaînes se traduit par un transfert sans coupure de l'utilisation sur le réseau 2, sauf si le réseau est hors tolérance.

n 3^{ème} exemple : Tableau BT secouru par 3 onduleurs dont 1 est en redondance active (voir fig. 1-32)

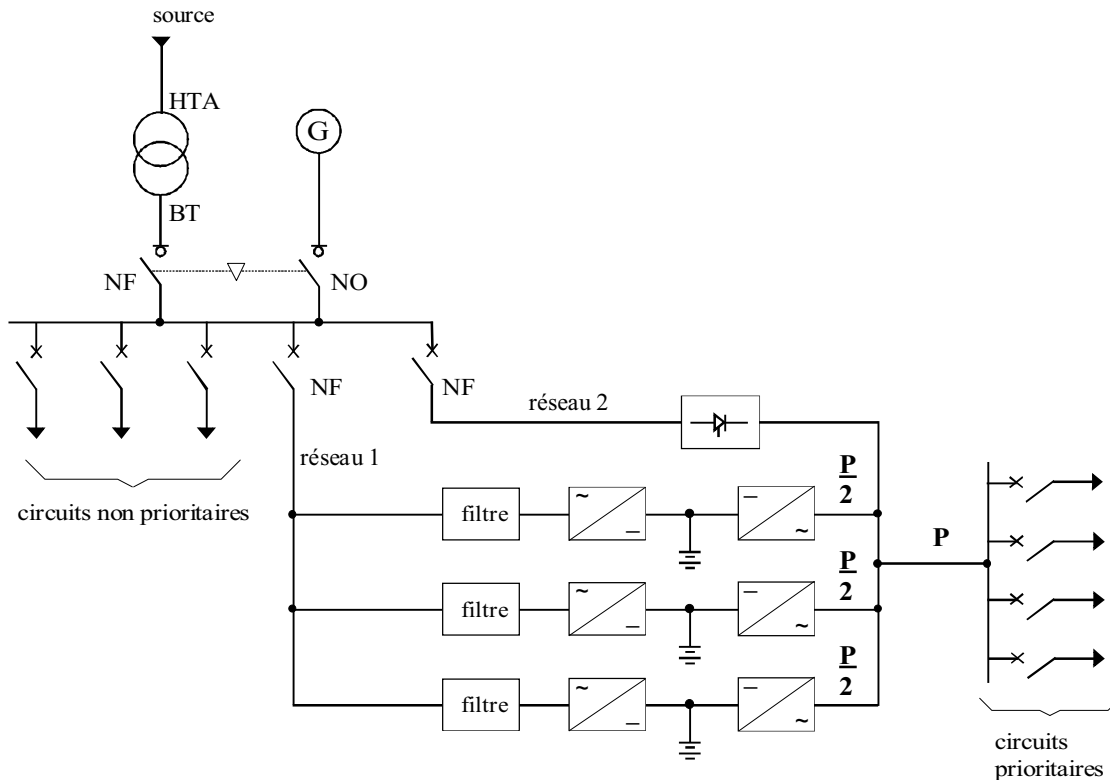


Figure 1-32 : tableau BT secouru par 3 onduleurs dont 1 est en redondance active

Soit P la puissance maximale d'utilisation des circuits prioritaires.

Chaque onduleur a une puissance nominale de $\frac{P}{2}$, ce qui signifie que lorsqu'un onduleur tombe en panne, les 2 autres onduleurs suffisent pour alimenter la totalité de la charge. On dit qu'il y a 3 chaînes en parallèle avec une redondance active 1/3.

n 4ème exemple : Tableau BT secouru par 3 onduleurs dont 1 est en redondance secours (voir fig. 1-33)

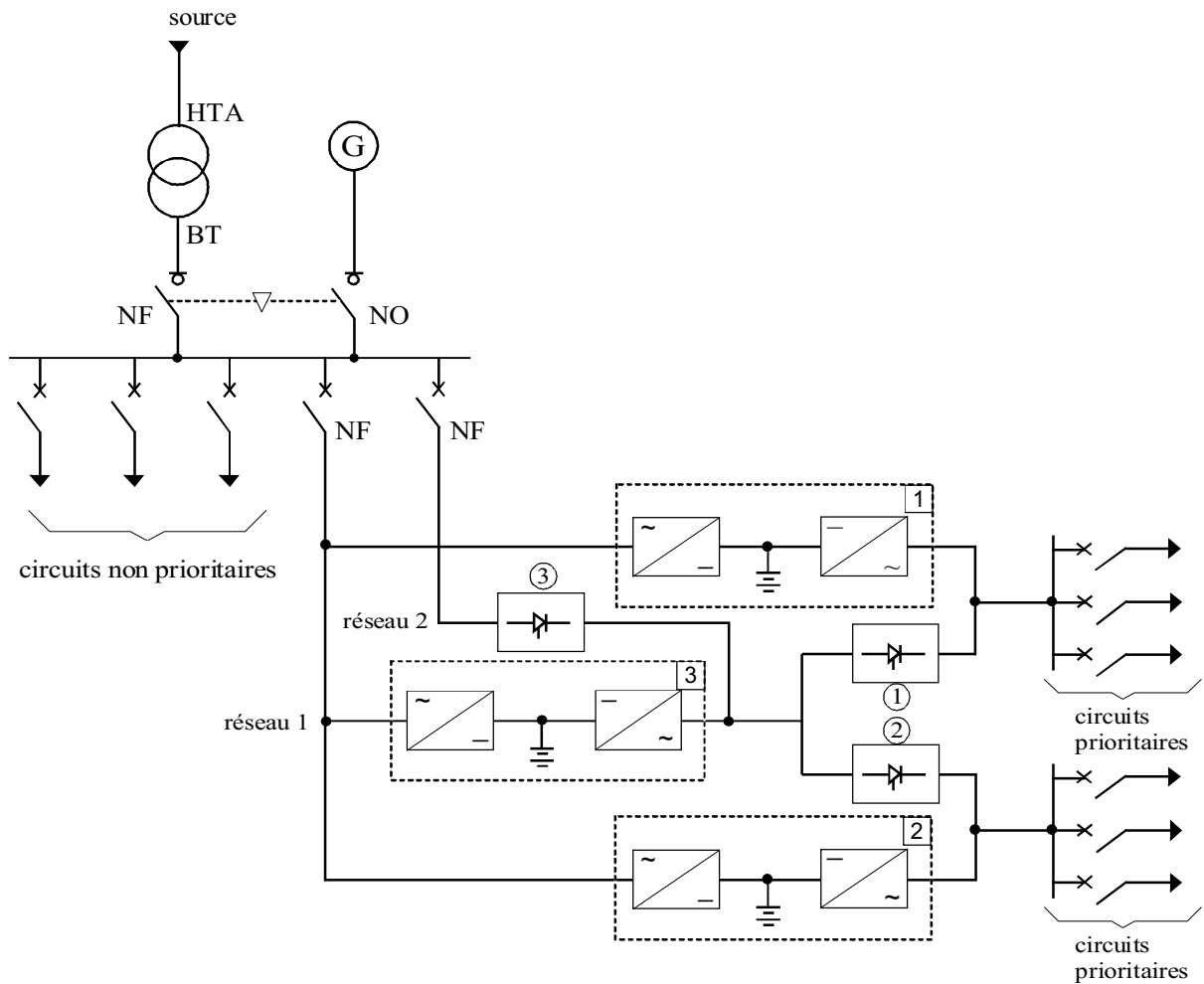


Figure 1-33 : tableau BT secouru par 3 onduleurs dont 1 est en redondance secours

L'onduleur 3 n'est pas chargé, il est en attente pour venir en secours des onduleurs 1 ou 2. La permutation est sans coupure grâce aux contacteurs statiques f et g . Le contacteur statique f assure le secours par le réseau 2 en cas de défaillance du réseau 1, ou défaillance des 2 onduleurs.

On dit qu'il y a 3 chaînes en parallèle, avec une redondance secours.

n 5ème exemple : 3 charges indépendantes alimentées par un montage "isolated redundant" (voir fig. 1-34)

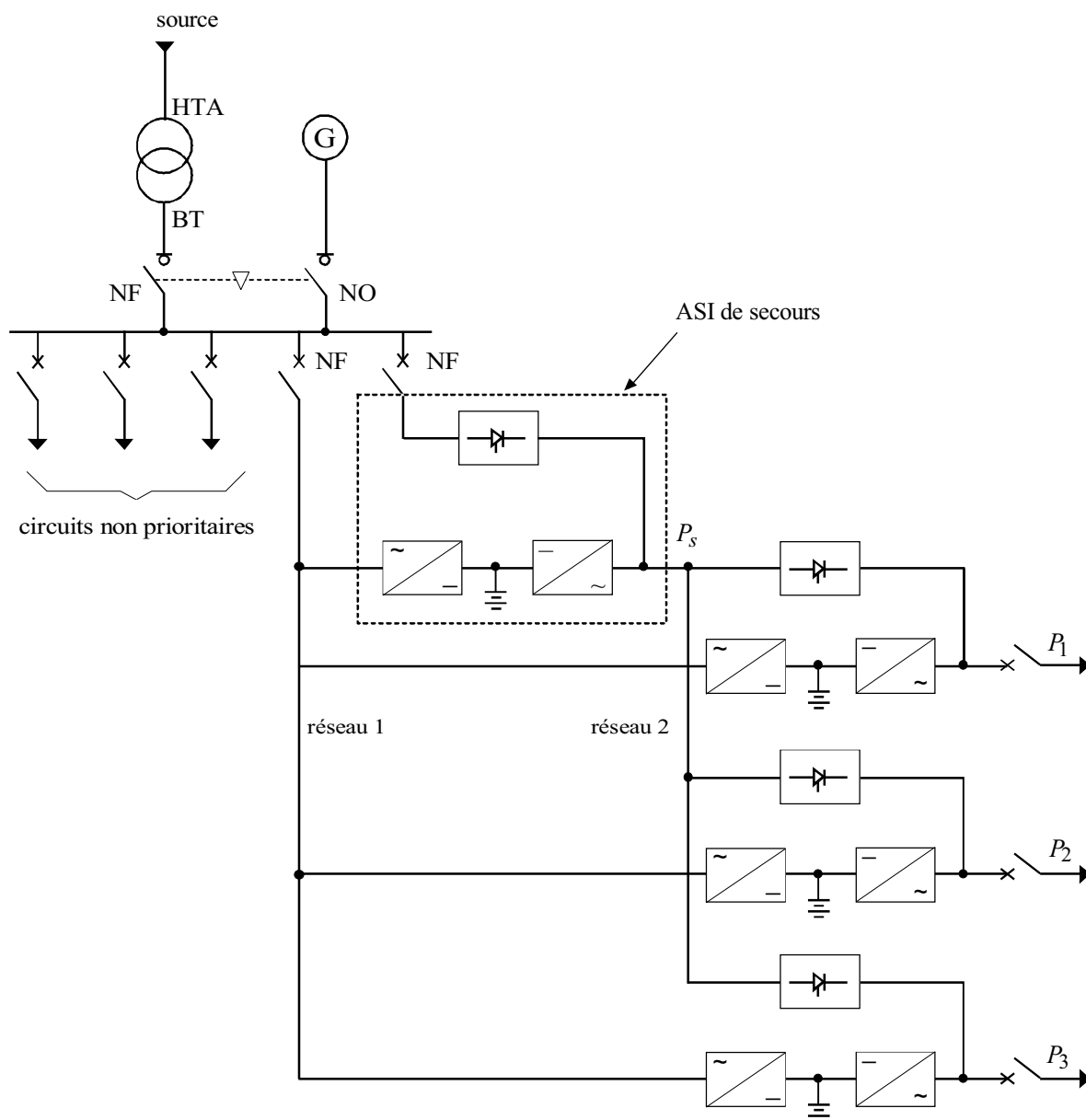


Figure 1-34 : 3 charges indépendantes alimentées par un montage "isolated redundant"

L'alimentation de chaque charge P_1, P_2 et P_3 est indépendante.

En cas de panne d'un onduleur, le secours par le contacteur statique s'effectue au travers de l'ASI de secours, donc par une alimentation non perturbée.

Si l'on veut se prémunir contre un défaut simultané des 3 onduleurs, il faut que la puissance de l'ASI de secours soit $P_s = P_1 + P_2 + P_3$.

Si l'on veut se prémunir contre un seul onduleur en défaut, il faut que la puissance de l'ASI de secours soit $P_s = \max(P_1, P_2, P_3)$.

n **6ème exemple** : Tableau BT alimenté par un montage double normal / secours - double jeu de barres (voir fig. 1-35)

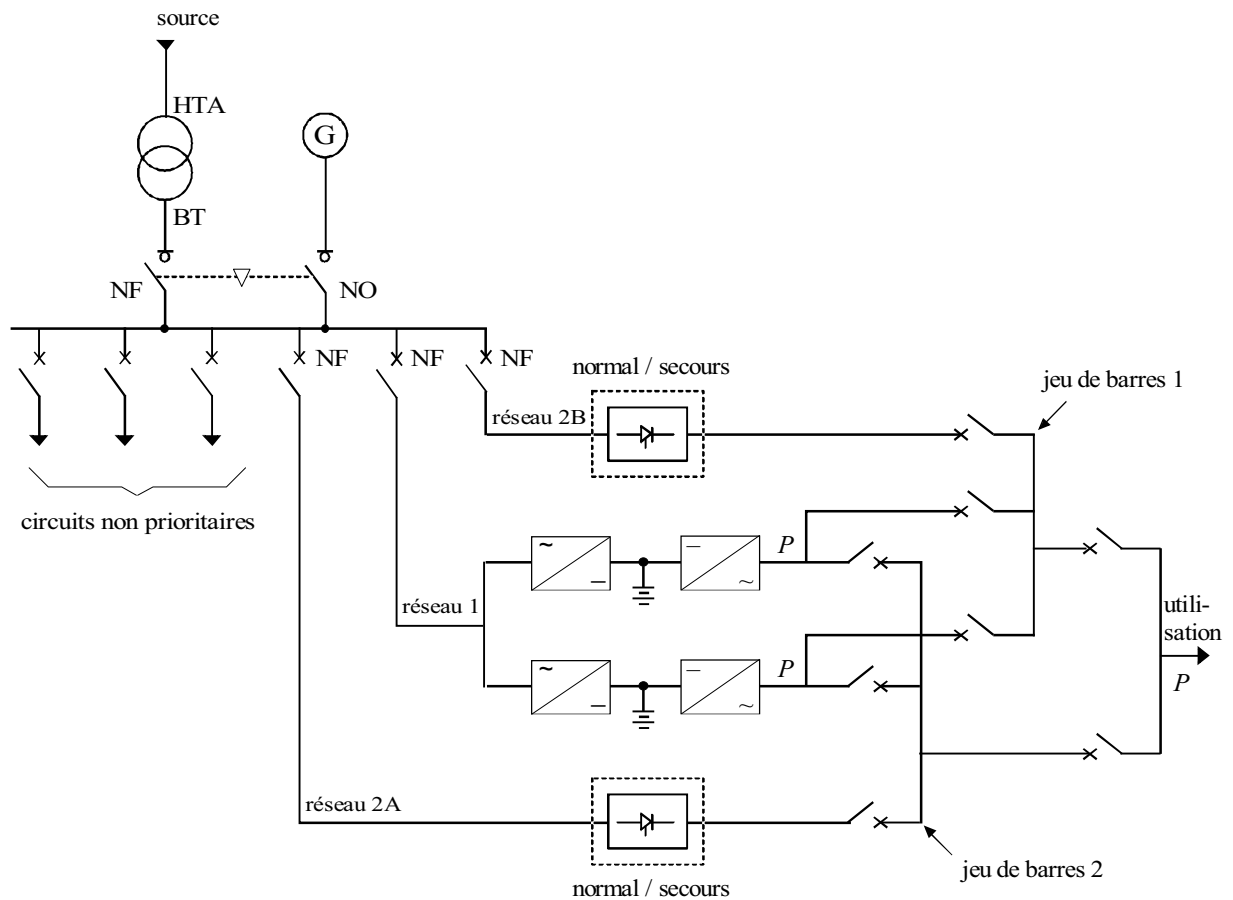


Figure 1-35 : tableau BT alimenté par un montage double normal / secours - double jeu de barres

Chaque onduleur peut alimenter la totalité de l'utilisation.

En cas de maintenance d'un des deux normal / secours, l'autre assure le secours.

La maintenance d'un jeu de barres avec les disjoncteurs associés peut être effectuée sans coupure, en alimentant l'utilisation par l'autre jeu de barres.

1.7. Les réseaux industriels avec production interne

un **exemple** (voir fig. 1-36) :

Constitution du réseau :

- un poste de livraison HTA
- un tableau principal HTA alimenté par les groupes de production interne
- des départs HTA alimentés par le distributeur qui ne peuvent pas être secourus par les groupes de production interne
- un réseau HTA en boucle et certains départs alimentés en fonctionnement normal par les groupes de production interne. En cas de défaillance de la production interne, cette boucle réseau et ces départs peuvent être alimentés par le distributeur.

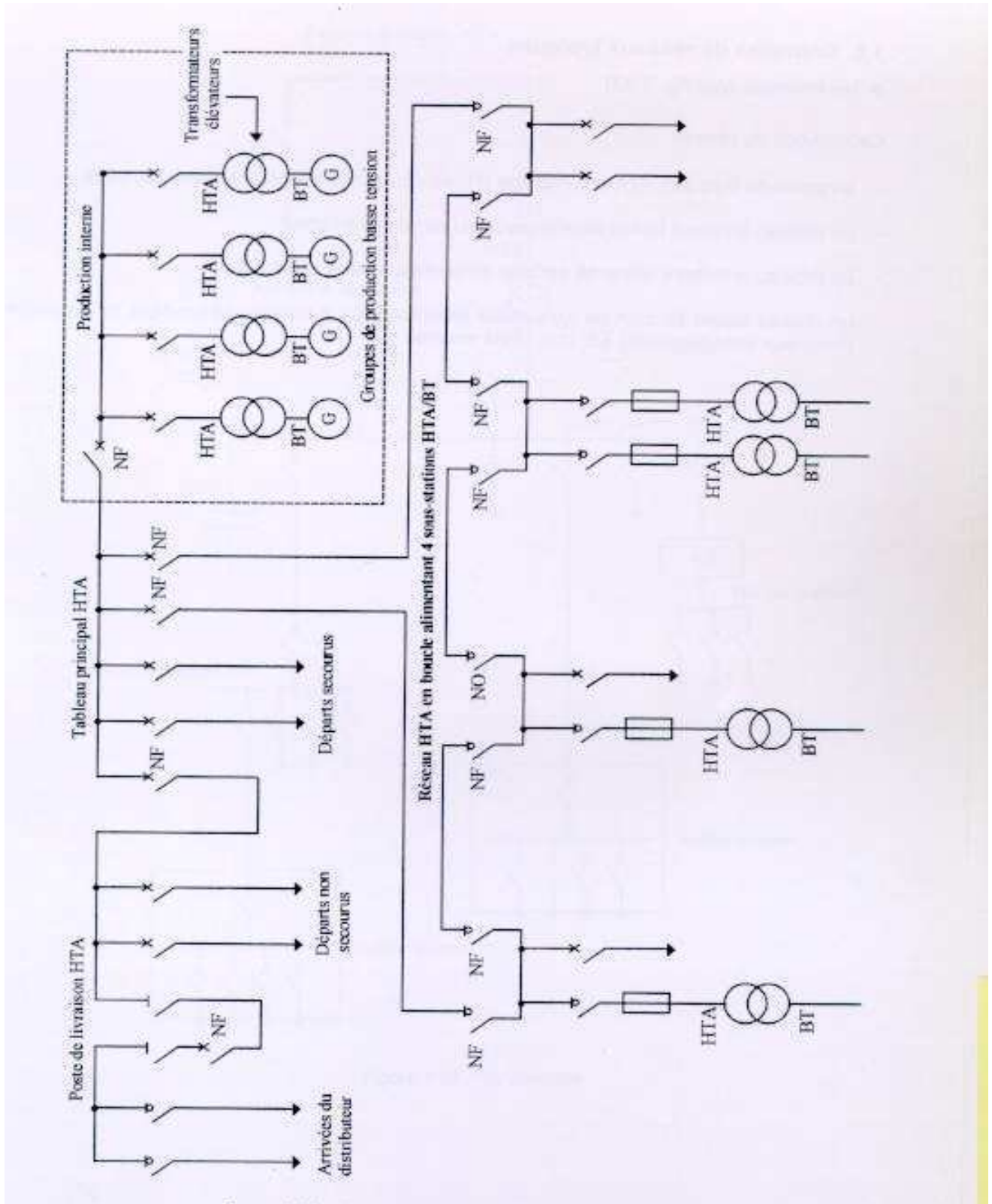


Figure 1-36 : réseau industriel avec production autonome

1.8. Exemples de réseaux typiques

n 1er exemple (voir fig. 1-37)

Constitution du réseau :

- un poste de livraison HTA à comptage BT, en coupure d'artère avec deux arrivées
- un tableau principal basse tension secouru par un alternateur
- un tableau prioritaire alimenté par une alimentation sans interruption
- un réseau basse tension de type radial arborescent. Le tableau secondaire et les coffrets terminaux sont alimentés par une seule source.

Poste de livraison HTA

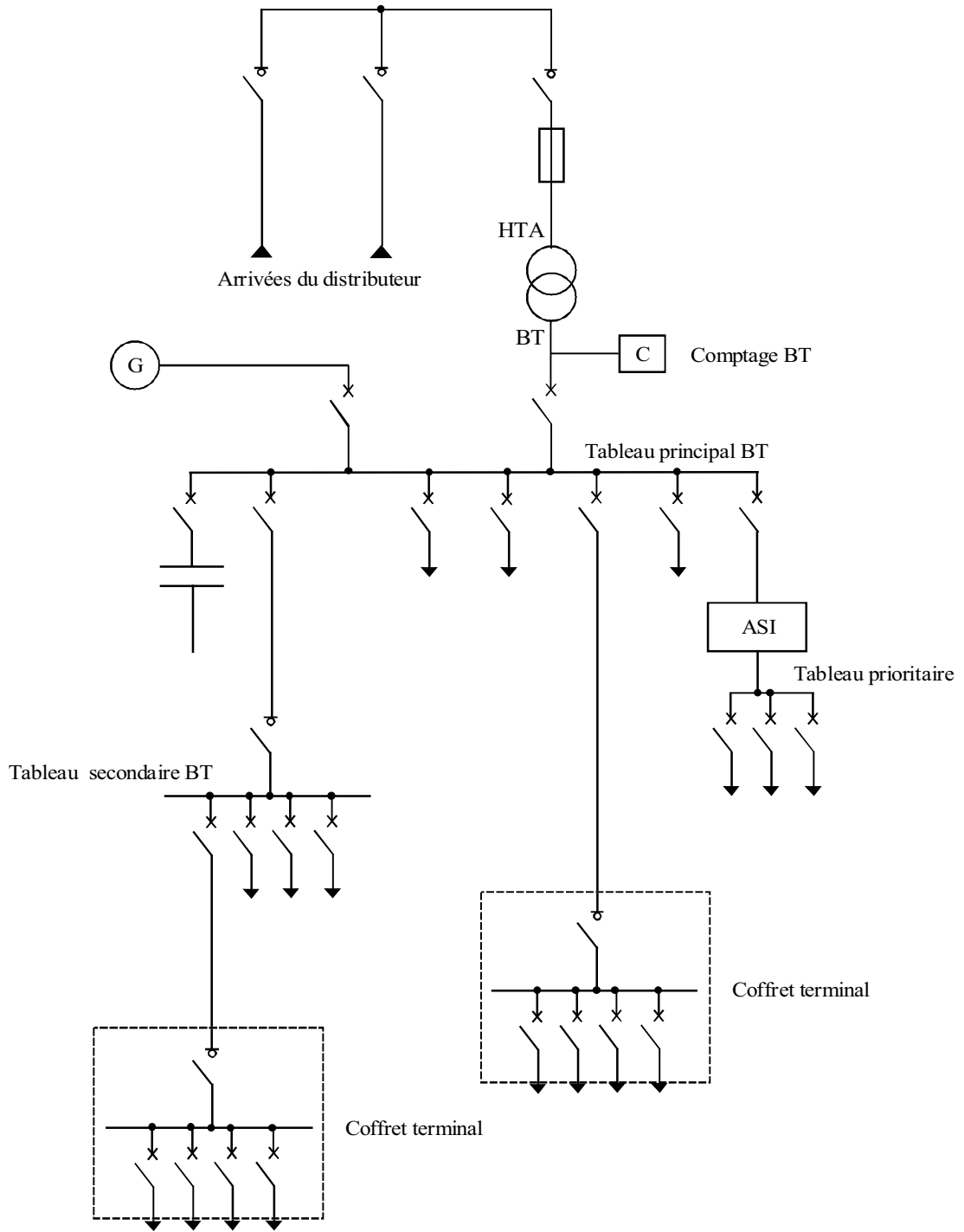


Figure 1-37 : 1er exemple

n **2ème exemple** (voir fig. 1-38)

Constitution du réseau :

- un poste de livraison HTA à comptage HT
- un tableau principal HTA qui peut être secouru par un groupe d'alternateurs, il alimente 3 transformateurs
- un générateur homopolaire permettant de réaliser une mise à la terre du neutre par impédance lorsque le réseau est alimenté par les alternateurs
- des tableaux généraux basse tension TGBT1, TGBT2, TGBT3 indépendants, ils possèdent chacun un départ vers une ASI alimentant un circuit prioritaire
- un réseau basse tension de type radial arborescent. Les tableaux commande moteurs et les coffrets terminaux sont alimentés par une seule source.

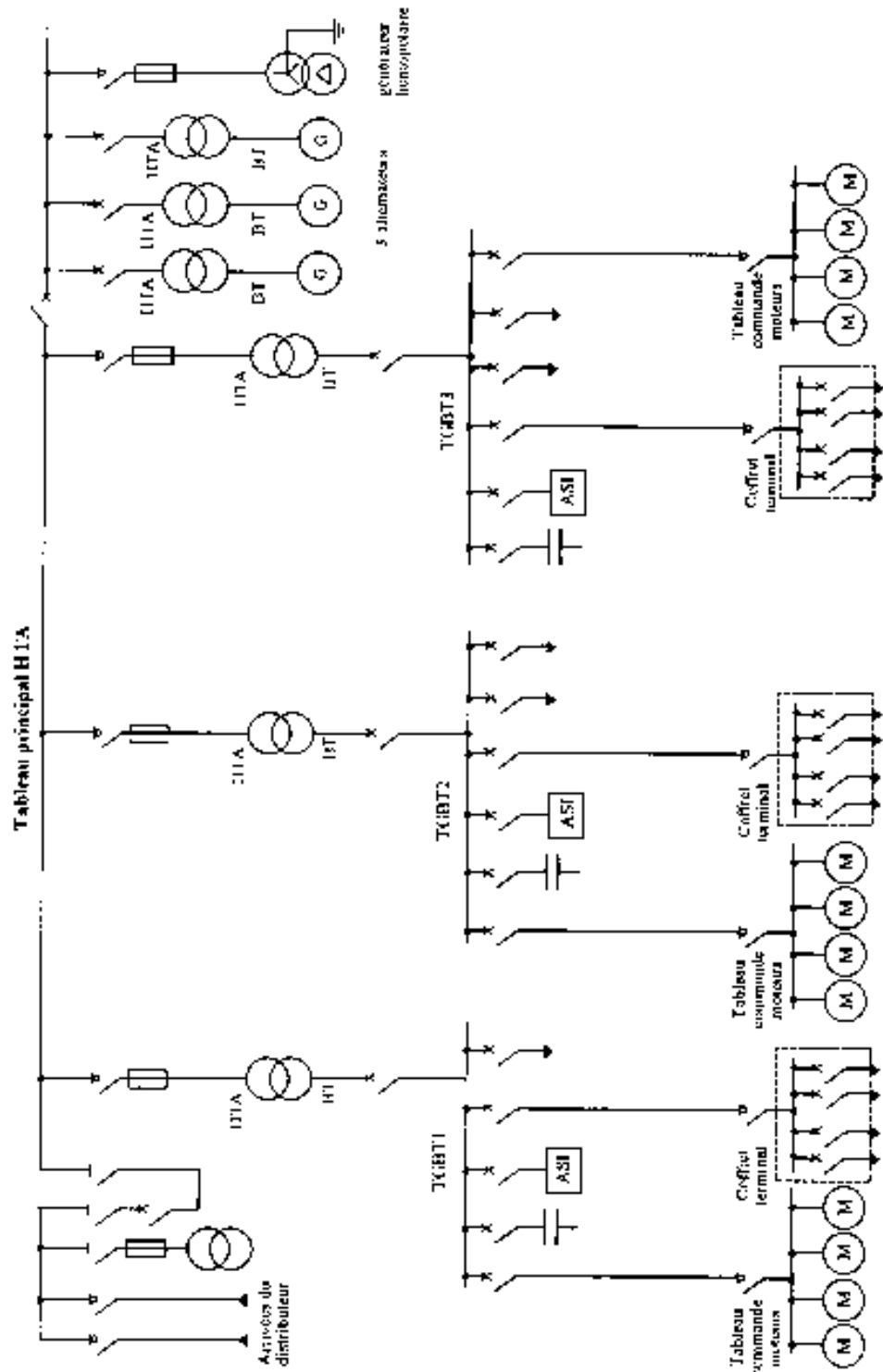


Figure 1-38 : 2ème exemple

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

n **3ème exemple** (voir fig. 1-39)

Constitution du réseau :

- un poste de livraison HTA à comptage HT
- un tableau principal HTA qui peut être secouru par un groupe d'alternateurs, il alimente 2 transformateurs HTA/BT
- un générateur homopolaire permettant de réaliser une mise à la terre du neutre par impédance lorsque le réseau est alimenté par les alternateurs
- un tableau principal basse tension qui bénéficie d'une double alimentation avec couplage
- chaque demi jeu de barres du tableau général basse tension possède une ASI alimentant un circuit prioritaire
- les tableaux secondaires, les coffrets terminaux et les tableaux commande moteurs sont alimentés par une seule source.

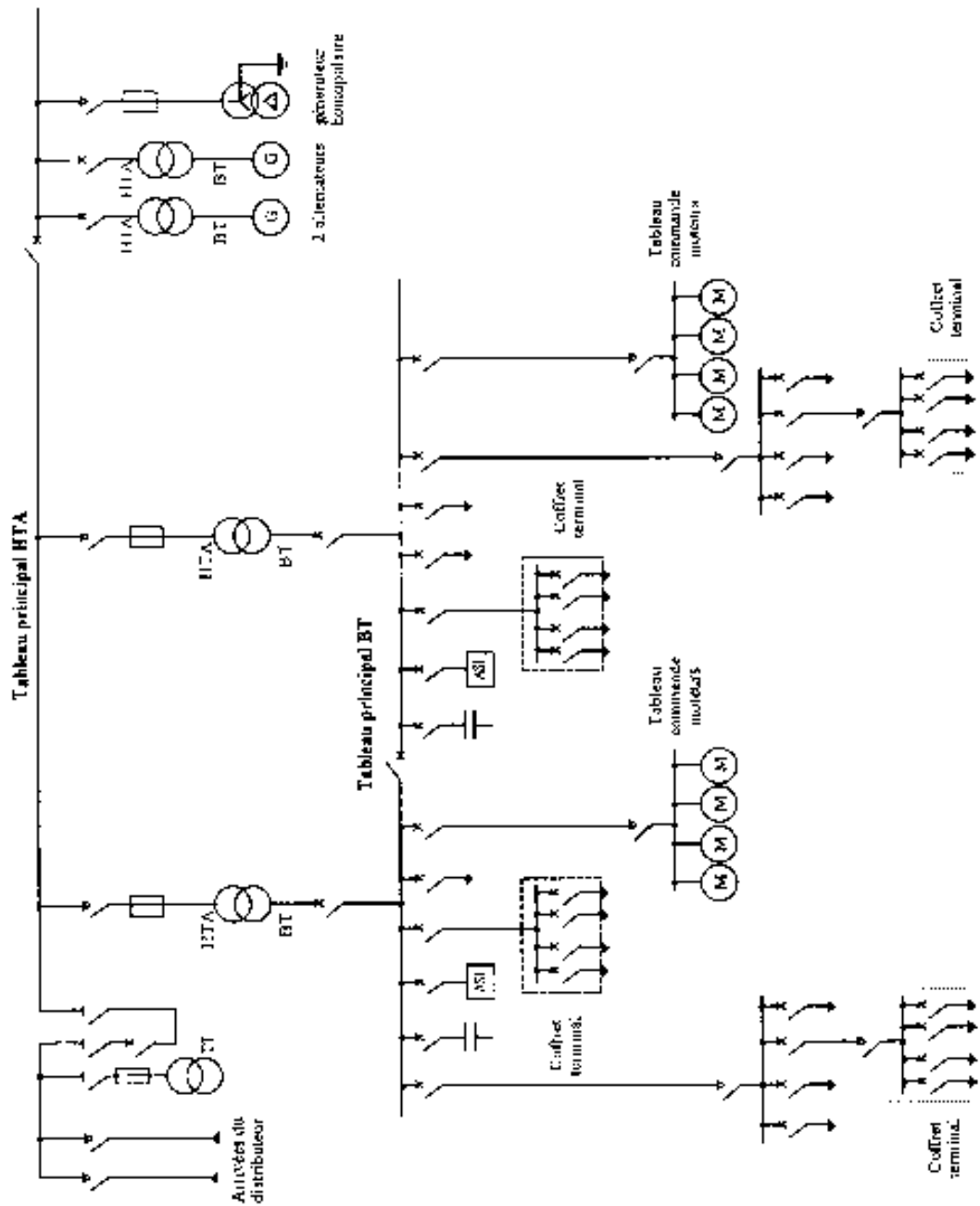


Figure 1-39 . 3ème exemple

4ème exemple (fig. 1-40)

- un poste de livraison HTA à comptage HT

un tableau principal HTA qui peut être secouru par un groupe d'alternateurs. Il alimente
2 et un
tableau secondaire HTA en antenne

un réseau basse tension de type radial arborescent

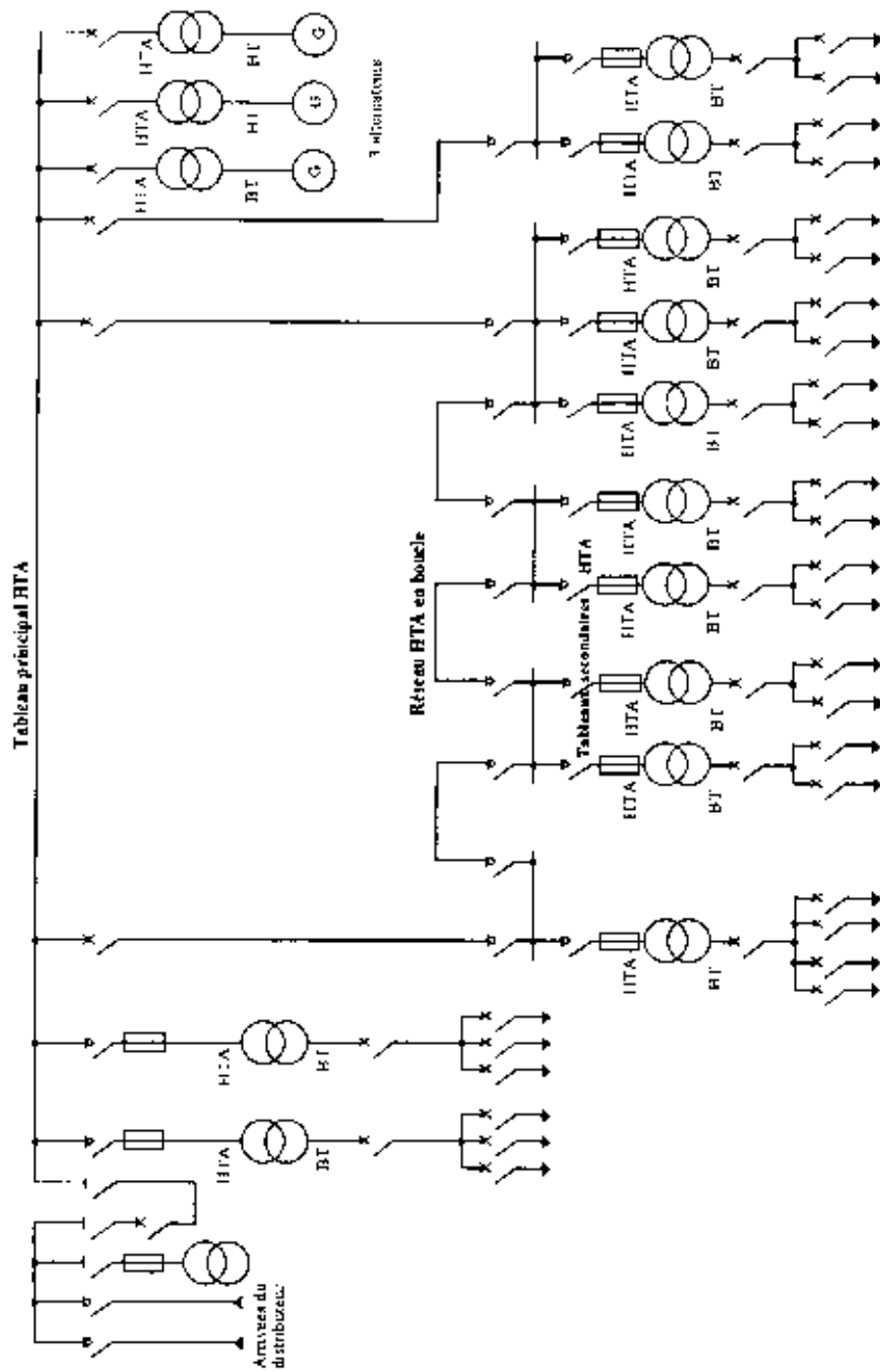
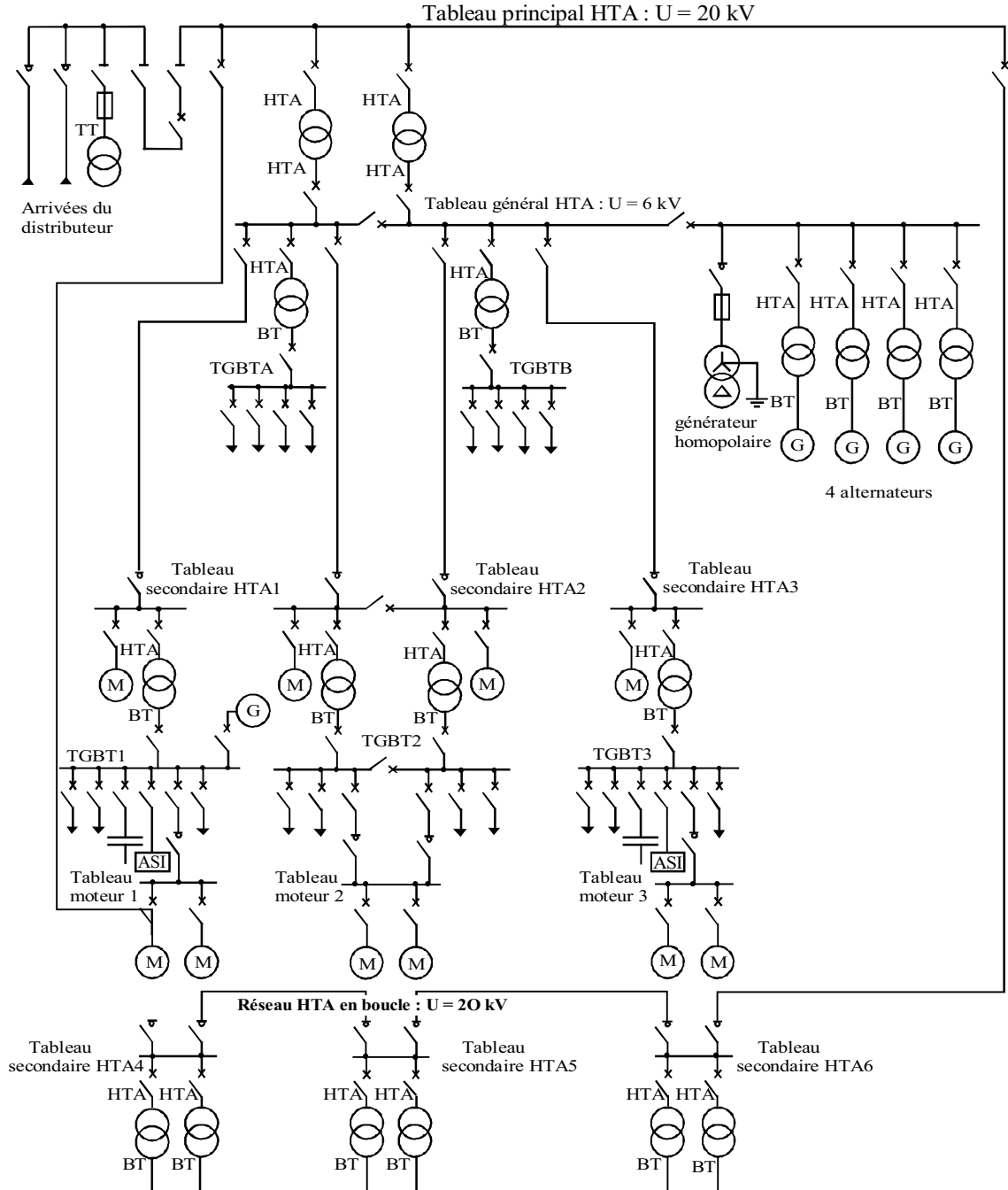


Figure 1-40 : 4ème exemple

n 5ème exemple (voir 1-41)

Constitution du réseau :

- un poste de livraison HTA à comptage HT
-
- un
4 alternateurs
- un réseau HTA en 20 kV en boucle composé de 3 tableaux secondaires HTA4, HTA5, HTA6
2 transformateurs 20 kV / 6 kV en antenne
- un homo polaire permettant de réaliser une mise à la terre du neutre par impédance lorsque le réseau est alimenté par les alternateurs.
- un tableau général HTA composé de 2 demi jeux de barres alimenté en 6 kV par 2 sources
Il alimente 3 tableaux secondaires HTA et 2 transformateurs 6 kV / BT en antenne.
- un tableau secondaire HTA2 alimenté par 2 sources avec couplage, composé de 2 demi
Il alimente 2 moteurs 6 kV et 2 transformateurs 6 kV / BT en antenne.
- tableaux secondaires HTA1 et HTA3 alimentés par une seule source.
Ils alimentent chacun un transformateur 6 kV / BT et un moteur 6 kV.
- un tableau général basse tension TGBT1 qui peut être secouru par un alternateur
- TGBT2 alimenté par 2 sources avec couplage
-
- deux tableaux moteur 1 et 3 alimentés par une seule source
un tableau moteur 2 alimenté par 2 sources sans couplage



Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

n (voir fig.

Constitution du réseau :

- sectionneurs
SEC1 et SEC2 ne peuvent pas fonctionner en charge, ils sont en position fermée en
- un transformateur HTB/HTA central utilisé en secours. Le couplage des transformateurs
l'équilibre des courants fournis par chaque transformateur)
- veaux de tension HTA : 20 kV et 6 kV
- 3 sections de barres
- (transformateurs) avec couplage issus de 2 jeux de barres différents
- sources avec couplage
-

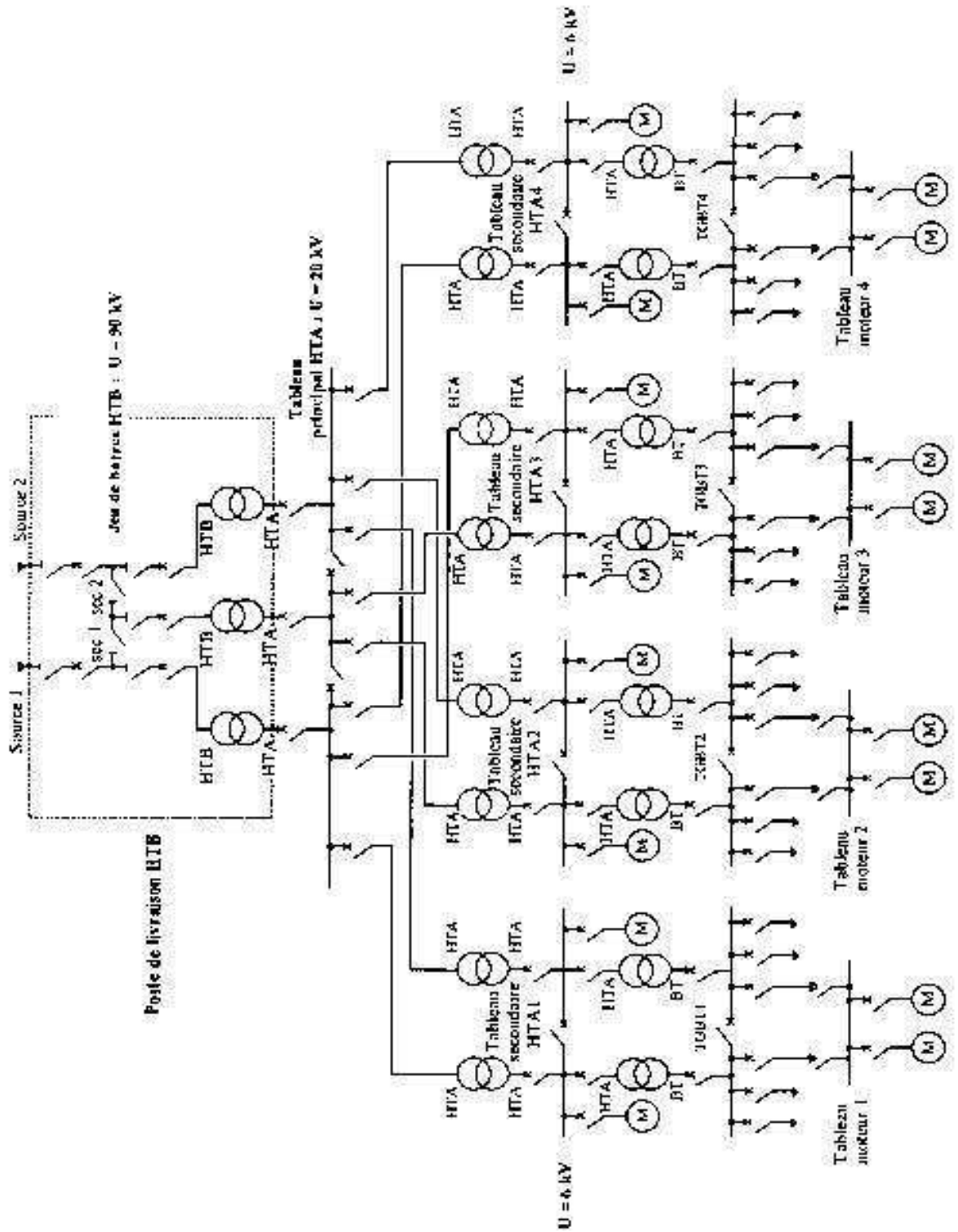


Figure 1-42 : 6ème exemple

2. Les régimes de neutre

2. LES REGIMES DE NEUTRE

2.1. Introduction

Dans tout système triphasé haute ou basse tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé "point neutre". En régime équilibré ces trois tensions sont déphasées de 120 ° et ont pour valeur :

$$U / \sqrt{3}$$

U étant la tension composée mesurée entre phases (voir fig. 2-1).

Physiquement, le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Il peut être sorti ou non, distribué ou non. En moyenne tension, la distribution du neutre est exceptionnelle en France (1) ; par contre, elle est très fréquente aux U.S.A. En basse tension, la distribution du neutre est utilisée dans tous les pays.

Dans une installation haute ou basse tension, le neutre peut ou non être relié à la terre. On parle alors de **régime du neutre**.

La connexion du neutre à la terre peut être réalisée directement, ou par l'intermédiaire d'une résistance ou d'une réactance. Dans le premier cas, on dit que l'on a un neutre direct à la terre et dans le second cas, que le neutre est impédant.

Lorsqu'il n'existe aucune liaison intentionnelle entre le point neutre et la terre, on dit que le neutre est isolé.

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important. Lors d'un défaut d'isolement, ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre, les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre.

Un neutre direct à la terre contribue à limiter les surtensions; par contre, il engendre des courants de défaut très importants. Au contraire, un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

Dans toute installation, la continuité de service en présence d'un défaut d'isolement est également liée au régime du neutre. Un neutre isolé permet la continuité de service en basse tension et même en haute tension, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs. Un neutre direct à la terre, ou faiblement impédant, impose au contraire un déclenchement dès l'apparition du premier défaut d'isolement.

L'importance des dommages que subissent certains équipements tels que les moteurs et les alternateurs présentant un défaut d'isolement interne, est également lié au régime du neutre.

(1) En France, la distribution du neutre n'est utilisée en moyenne tension que pour les installations d'éclairage public norme NFC 17-200.

Dans un réseau à neutre direct à la terre, une machine affectée d'un défaut d'isolement est fortement endommagée en raison de la valeur élevée des courants de défaut.

Dans un réseau à neutre isolé ou fortement impédant, les dommages sont au contraire réduits, mais il est nécessaire que les équipements aient un niveau d'isolement compatible avec le niveau des surtensions pouvant se développer dans ce type de réseau.

Le régime du neutre a également une influence importante sur la nature et le niveau des perturbations électromagnétiques générées dans une installation électrique.

Les schémas favorisant des courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments sont très perturbateurs.

Au contraire, les schémas qui tendent à réduire ces courants et qui garantissent une bonne équipotentialité des masses sont peu perturbateurs.

Le choix du régime du neutre, tant en basse tension qu'en haute tension, dépend à la fois de la nature de l'installation et de celle du réseau. Il est également influencé par la nature des récepteurs, la recherche de la continuité de service et la limitation du niveau de perturbation imposé aux équipements sensibles.

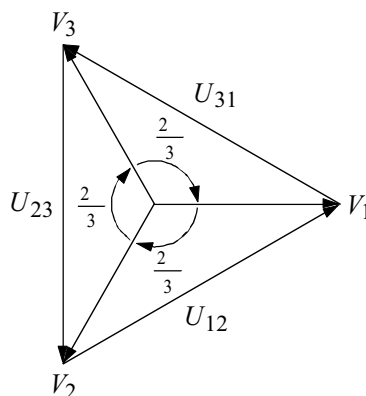
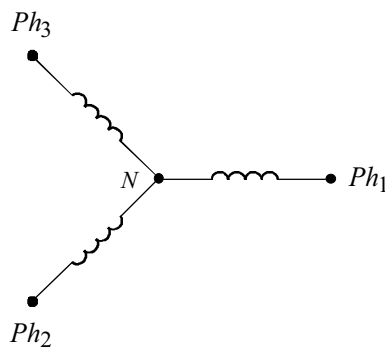


Figure 2-1 : schéma triphasé

V_i : tension phase-neutre

U_{iJ} : tension entre phase

2.2. Les différents régimes de neutre

Les différents modes de raccordement du point neutre à la terre sont indiqués sur le tableau 2-1.

On distingue :

- le neutre directement mis à la terre
- le neutre isolé, ou fortement impédant
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une résistance
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance
- le neutre mis à la terre par l'intermédiaire d'une réactance accordée (bobine de Petersen).

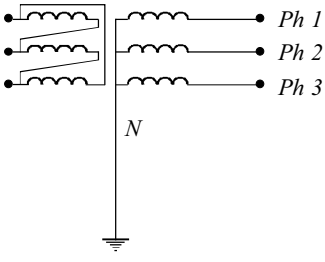
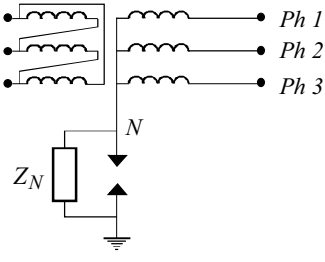
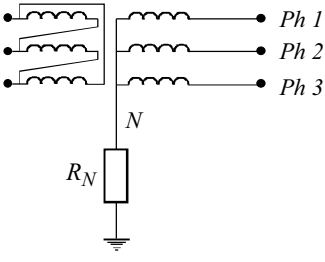
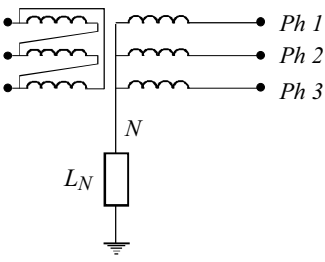
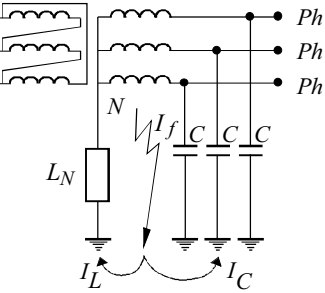
<p>Neutre mis directement à la terre</p> <p>Une liaison électrique est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre isolé</p> <p>Il n'existe aucune liaison électrique entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.</p> <p>Neutre fortement impédant</p> <p>Une impédance de valeur élevée est intercalée entre le point neutre et la terre.</p>	
<p>Neutre mis à la terre par résistance</p> <p>Une résistance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par réactance</p> <p>Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre</p>	
<p>Neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen</p> <p>Une réactance accordée sur les capacités du réseau est volontairement intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est nul.</p>	 <p> $\vec{I}_f = \vec{I}_L + \vec{I}_C = \vec{0}$ I_f : courant de défaut I_L : courant dans la réactance de mise à la terre du neutre I_C : courant dans les capacités phase-terre </p>

Tableau 2-1 : modes de raccordement du point neutre

2.3. Influence du régime du neutre

2.3.1. Schéma équivalent d'un réseau (voir fig. 2-3)

■ résistances d'isolement et capacités par rapport à la terre

En basse tension, comme en haute tension, un réseau présente toujours une résistance de fuite entre chacune de ses phases et la terre. En basse tension, pour une tension inférieure à 500 volts, on admet qu'un réseau est correctement isolé quand les résistances de fuite des phases par rapport à la terre (R_1, R_2, R_3) sont au moins égales à 500k Ω (norme C15-100 - § 6.12.3 - tableau 61A).

Sur un réseau correctement isolé, on admet toujours que :

$$R_1 = R_2 = R_3 = R$$

En plus des résistances de fuite, il convient de tenir compte de la capacité que présente chaque phase par rapport à la terre. Soient C_1, C_2, C_3 , ces capacités ; on admet toujours $C_1 = C_2 = C_3 = C$. La valeur de C est proportionnelle à la longueur des câbles constituant le réseau.

En basse tension, C est de l'ordre de 0,25 μF par kilomètre de câble.

Lorsque le réseau alimente des récepteurs équipés de filtres d'entrée branchés entre phase et terre, il y a lieu de prendre en compte la capacité de ces filtres qui contribuent largement à la génération des courants capacitifs, c'est notamment le cas des équipements informatiques.

En haute tension, la valeur de ces capacités dépend de la nature des câbles employés et de celle des isolants entrant dans leur composition.

Dans les câbles à champ radial, chaque conducteur est entouré d'un écran (voir fig. 2-2-a). Les capacités à prendre en compte sont celles mesurées entre chaque conducteur et son écran mis à la terre.

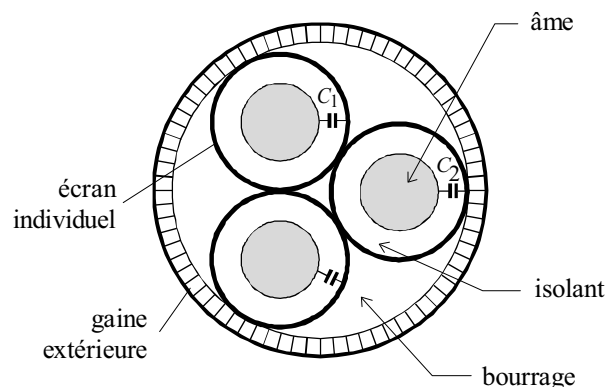


Figure 2-2-a : câble à champ radial

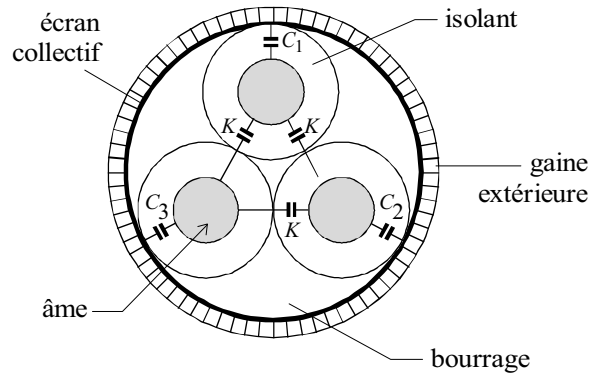


Figure 2-2-b : câble tripolaire à ceinture

Pour les câbles à ceinture, un écran unique entoure les trois conducteurs (voir fig. 2-2-b) ; il existe une capacité K entre les conducteurs pris deux à deux et une capacité C entre chaque conducteur et l'écran mis à la terre. Ce sont les capacités C , mesurées entre chaque conducteur et l'écran, qu'il y a lieu de prendre en considération. Pour ce type de câble, les constructeurs disposent généralement de la capacité C_0 mesurée entre l'écran et les trois âmes conductrices réunies entre elles. La valeur de la capacité existant entre chaque conducteur et l'écran est égale à $\frac{C_0}{3}$.

A titre indicatif, on pourra retenir les valeurs suivantes des capacités phase-terre des câbles.

■ câble à champ radial HT isolé à l'EPR

□ tension 5,5 kV

câble 35 mm ²	0,29 µF/km
câble 70 mm ²	0,35 µF/km
câble 120 mm ²	0,44 µF/km
câble 240 mm ²	0,58 µF/km

□ tension 10 kV

câble 35 mm ²	0,21 µF/km
câble 70 mm ²	0,26 µF/km
câble 120 mm ²	0,31 µF/km
câble 240 mm ²	0,41 µF/km

□ tension 20 kV

câble 70 mm ²	0,17 µF/km
câble 120 mm ²	0,20 µF/km
câble 240 mm ²	0,26 µF/km

■ câble à champ radial HT isolé au PE

□ tension 5,5 kV

câble 35 mm ²	0,27 µF/km
câble 70 mm ²	0,34 µF/km
câble 120 mm ²	0,42 µF/km
câble 240 mm ²	0,54 µF/km

□ tension 10 kV

câble 35 mm ²	0,17 µF/km
câble 70 mm ²	0,21 µF/km
câble 120 mm ²	0,26 µF/km
câble 240 mm ²	0,34 µF/km

□ tension 20 kV

câble 70 mm ²	0,14 µF/km
câble 120 mm ²	0,17 µF/km
câble 240 mm ²	0,21 µF/km

■ câbles à ceinture HT isolés au PVC

□ tension 3,2 kV

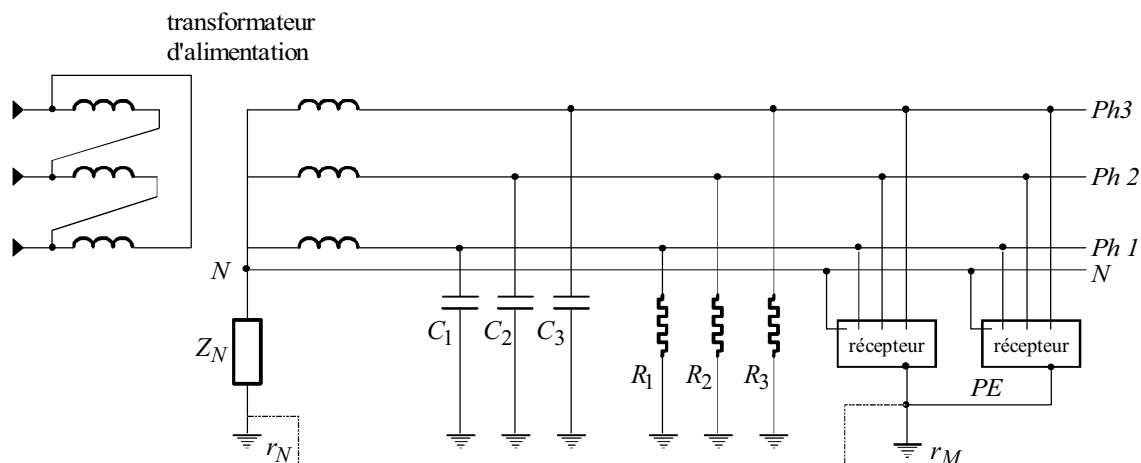
câble 10 mm ²	0,16 µF/km
câble 25 mm ²	0,18 µF/km
câble 35 mm ²	0,17 µF/km

□ tension 6 kV

câble 16 mm ²	0,14 µF/km
câble 50 mm ²	0,21 µF/km
câble 95 mm ²	0,30 µF/km

■ câbles basse tension isolés au PVC

câble 16 mm ²	0,2 µF/km
câble 35 mm ²	0,16 µF/km



- PE : conducteur de protection
 C_1, C_2, C_3 : capacités des conducteurs de phase par rapport à la terre
 R_1, R_2, R_3 : résistances d'isolement, leur influence est toujours négligeable
 Z_N : impédance de mise à la terre du neutre
 r_N : résistance de la prise de terre du neutre
 r_M : résistance de la prise de terre des masses
 N : neutre

Figure 2-3 : schéma équivalent d'un réseau

■ prise de terre et résistance de terre

Lorsque le neutre d'un réseau est mis à la terre, que ce soit directement ou par l'intermédiaire d'une impédance, il est relié à une prise de terre, appelée prise de terre du neutre, présentant une résistance r_N non nulle.

Dans toute installation électrique, basse ou haute tension, les masses métalliques des récepteurs sont généralement interconnectées. L'interconnexion peut être totale ou réalisée par groupes de récepteurs. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre de valeur r_M . Il est également possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées individuellement à la terre. Les prises de terre des masses et du neutre peuvent ou non être interconnectées et sont parfois communes. Le conducteur d'interconnexion des masses est appelé conducteur de protection et est noté PE ou PEN .

Un réseau basse ou haute tension est donc toujours caractérisé par :

- une résistance d'isolement R
- une capacité C entre chaque phase et la terre
- une prise de terre du neutre de valeur r_N
- une ou plusieurs prises de terre des masses de valeur r_M .

2.3.2. Influence du régime du neutre

2.3.2.1. Régime du neutre et courant de défaut

Considérons un réseau triphasé basse ou haute tension (voir fig. 2-4). Le neutre peut être ou non mis à la terre. Le régime du neutre dépend de la valeur et de la nature de l'impédance Z_N .

Si Z_N est nulle, le neutre est directement mis à la terre.

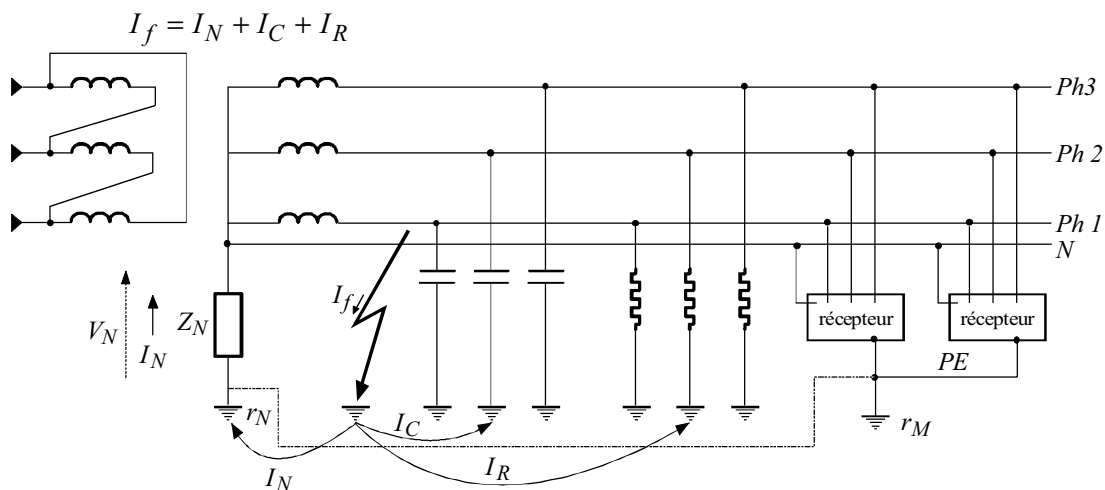
Si Z_N est de valeur très élevée, le neutre est isolé ou fortement impédant.

Si Z_N est différent de zéro, mais de faible valeur (de quelques dizaines à quelques centaines d'ohms en haute tension, suivant le niveau de tension et la nature du réseau), le réseau est dit à neutre impédant. L'impédance Z_N peut être une résistance ou une réactance.

En l'absence de défaut, des courants circulent dans les résistances et les capacités de fuite du réseau. Ces courants étant équilibrés, aucun ne circule dans l'impédance Z_N et le point neutre est au potentiel de la terre :

$$V_N = -Z_N I_N = 0$$

Lorsqu'une phase est mise en contact avec la terre, un courant I_f s'établit entre la phase en défaut et la terre, et se referme par l'impédance Z_N ainsi que par les capacités et résistances de fuite des phases saines :



I_f : courant de défaut

I_N : courant se refermant par l'impédance de mise à la terre du neutre

I_C : courant se refermant par les capacités phase-terre du réseau

I_R : courant se refermant par les résistances d'isolement du réseau, ce courant est toujours négligeable

V_N : montée en potentiel du point neutre

Z_N : impédance de mise à la terre du neutre

Figure 2-4 : montée en potentiel du point neutre

Le point neutre est alors porté à un potentiel:

$$V_N = -Z_N I_N$$

Le courant de fuite I_R , toujours très faible, peut être négligé.

Si le neutre est mis directement à la terre, le courant I_N est très important et le courant I_C peut également être négligé :

- si le neutre est isolé, on a :

$$I_f = I_C$$

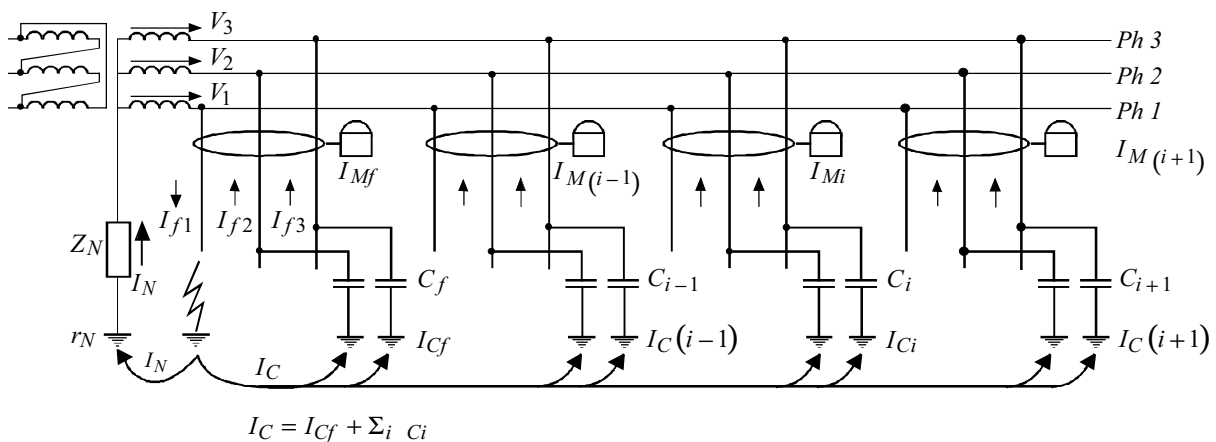
- si le neutre est impédant, on a :

$$I_f = I_N + I_C$$

La figure 2-5 donne les répartitions des courants dans le cas général.

Le tableau 2-2 donne les valeurs des courants dans le cas d'un défaut franc (résistance du défaut = 0).

Pour plus de détails sur les courants de défaut, on se reportera au chapitre 4.3. du *Guide des protections des réseaux industriels*.

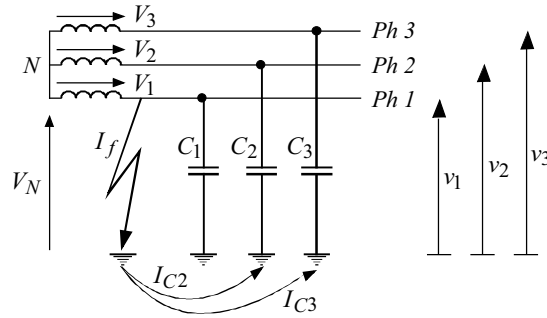


- I_{f1} : courant circulant dans le défaut
- I_N : courant circulant dans l'impédance de mise à la terre du neutre
- I_C : courant capacitif se refermant par les capacités phase-terre du réseau
- I_{Cf} : courant capacitif se refermant par les phases saines du départ en défaut
- I_{Ci} : courant capacitif se refermant par les phases saines des départs sains
- I_{Mf} : courant résiduel mesuré sur le départ en défaut
- I_{Mi} : courants résiduels mesurés sur les départs sains
- V_1, V_2, V_3 : tensions simples du réseau

Figure 2-5 : répartition des courants lors d'un défaut phase-terre

Neutre isolé

$$I_f = I_C = I_{C2} + I_{C3}$$



$$I_f = I_C = I_{C2} + I_{C3}$$

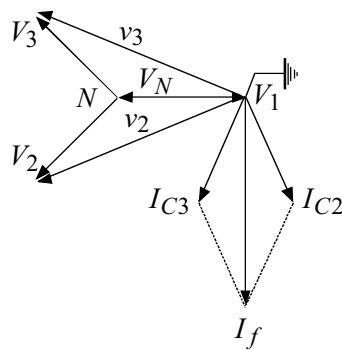
$$I_{C2} = j C \omega v_2$$

$$I_{C3} = j C \omega v_3$$

$$I_C = 3 j C \omega V_1$$

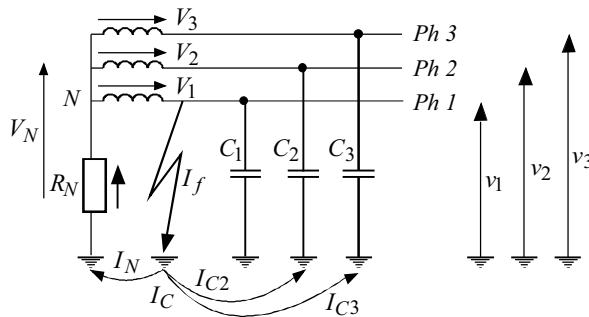
$$|I_f| = 3 C \omega |V_1|$$

$$I_f = I_C = I_{C2} + I_{C3}$$



Neutre mis à la terre par résistance

$$I_C = I_{C2} + I_{C3}$$



$$I_f = I_N + I_{C2} + I_{C3}$$

$$I_N = -\frac{V_1}{R_N}$$

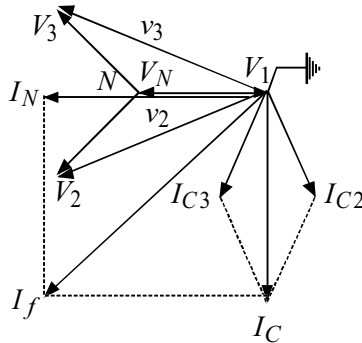
$$I_{C2} = j C \omega v_2$$

$$I_{C3} = j C \omega v_3$$

$$I_C = 3 j C \omega V_1$$

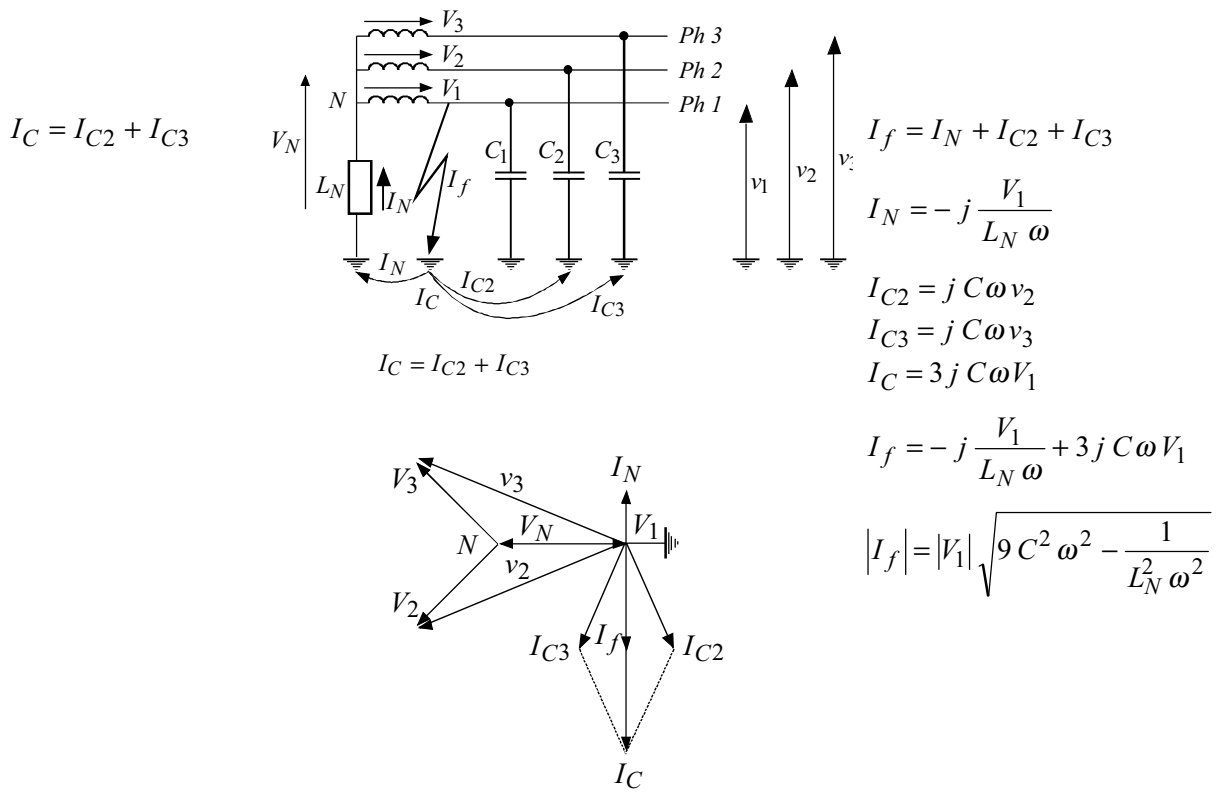
$$I_C = I_{C2} + I_{C3}$$

$$I_f = -\frac{V_1}{R_N} + 3 j C \omega V_1$$



$$|I_f| = |V_1| \sqrt{\left(\frac{1}{R_N}\right)^2 + 9 C^2 \omega^2}$$

Neutre mis à la terre par réactance



Neutre mis à la terre par bobine de Petersen

C'est le cas précédent, pour lequel :

$$3 C \omega = \frac{1}{L_N \omega}$$

ou : $3 L_N C \omega^2 = 1$

Le courant dans le défaut est nul, lorsque l'accord est parfait.

Tableau 2-2 : diagrammes vectoriels dans le cas d'un défaut franc à la terre

2.3.2.2. Tensions de contact

■ tension de contact - tension limite non dangereuse

Toute personne entrant en contact avec une pièce sous tension est soumise à une différence de potentiel : il y a donc pour elle un risque d'électrisation (on entend par électrisation, le fait de recevoir un choc électrique n'entraînant pas la mort). On distingue deux sortes de contacts : le contact direct et le contact indirect.

□ contact direct

C'est le contact d'une personne avec une partie active d'un matériel sous tension. Le contact peut avoir lieu avec une phase ou avec le neutre (voir fig. 2-6-a).

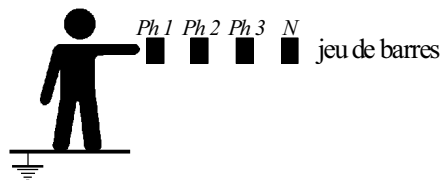
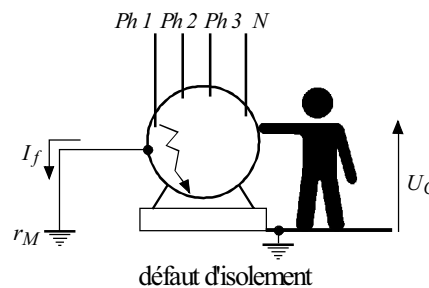


Figure 2-6-a : contact direct

□ contact indirect

C'est le contact d'une personne avec une masse d'un récepteur mise accidentellement sous tension à la suite d'un défaut d'isolement (voir fig. 2-6-b).



On a $U_C = r_M I_f$ car l'impédance de corps humain est très élevée devant r_M .

U_C : tension de contact

I_f : courant de défaut

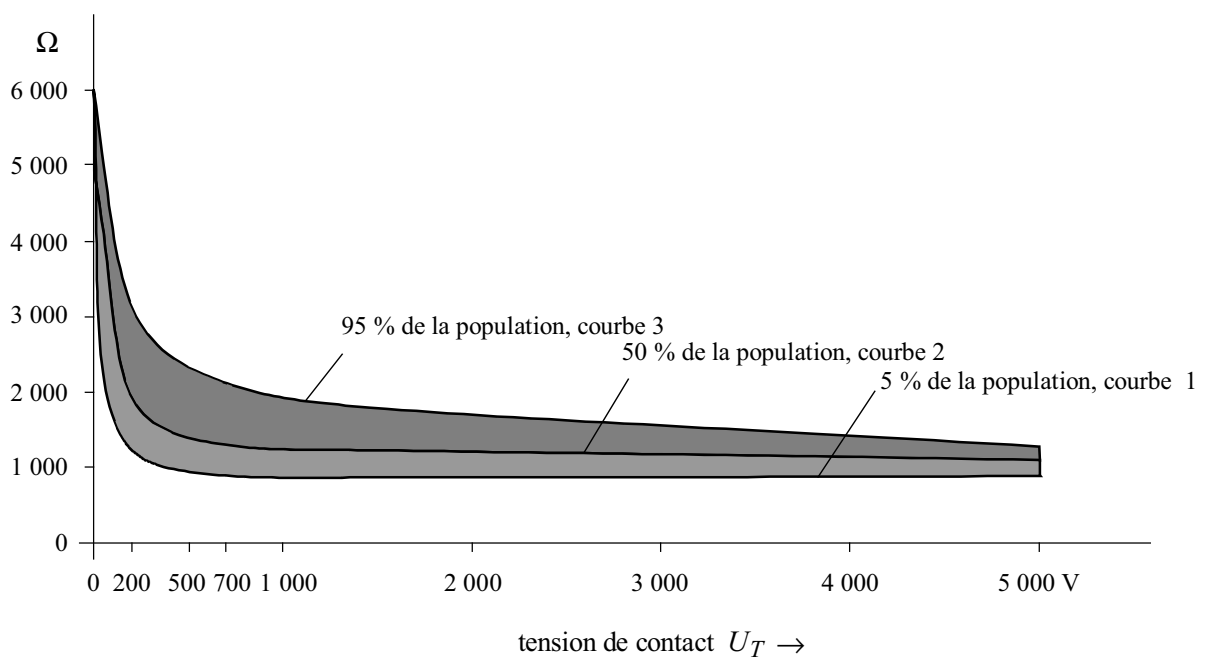
r_M : résistance de la prise de terre

Figure 2-6-b : contact indirect

Contrairement à une idée très répandue, le risque pour les personnes n'est pas lié uniquement à la valeur de la tension appliquée au corps humain, mais aussi à celle du courant susceptible de le traverser et à la durée du contact. Le courant et la tension sont liés par la loi d'Ohm $I = U / R$ où R est l'impédance du corps humain.

Cette impédance varie en fonction de la tension de contact, de l'état et de l'humidité de la peau, ainsi que du trajet du courant à l'intérieur du corps humain.

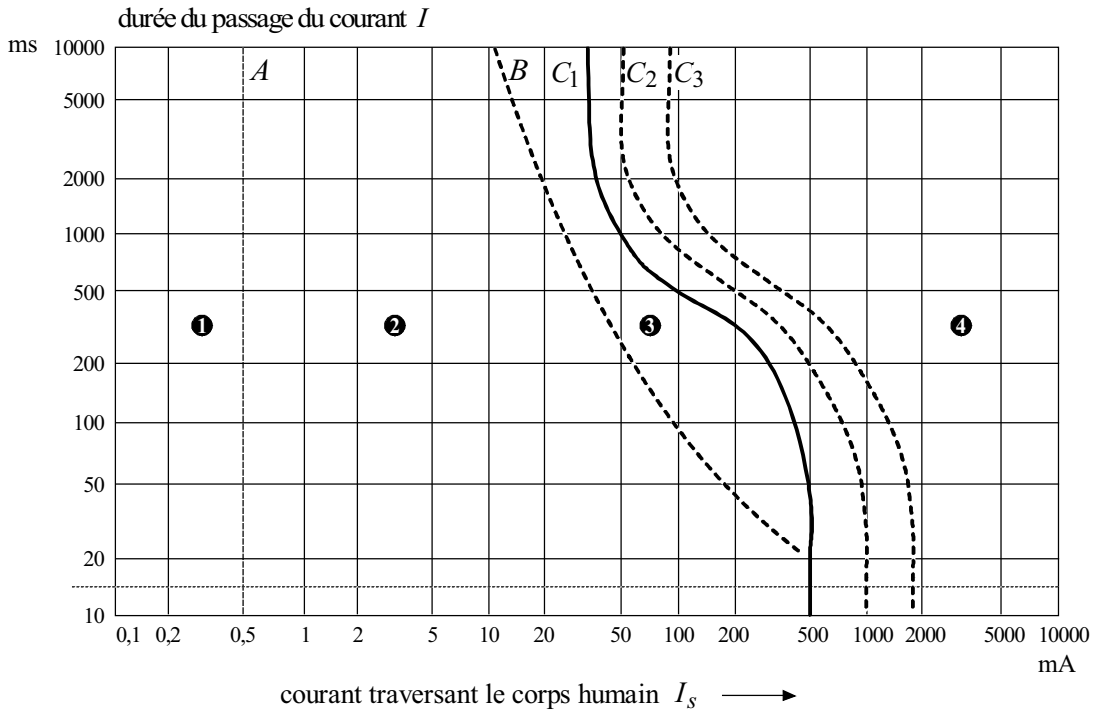
La publication CEI 479 indique les valeurs de l'impédance du corps humain en fonction de la tension de contact à laquelle il est soumis (voir fig. 2-7-a).



5 % de la population signifie que 5 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 1.
 50 % de la population signifie que 50 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 2.
 95 % de la population signifie que 95 % des personnes ont une impédance inférieure à la courbe 3.

Figure 2-7-a : valeurs statistiques des impédances totales du corps humain valables pour un trajet courant main à main ou main à pied

Cette même publication indique également les effets du courant électrique sur les personnes en fonction de sa valeur et de sa durée. Ces effets sont matérialisés sur la figure 2-7-b pour le courant alternatif à 50 ou 60 Hz.



- ❶ : non perception
- ❷ : perception
- ❸ : effets réversibles - crispation musculaire
- ❹ : possibilité d'effets irréversibles, danger de mort

Figure 2-7-b : effets du courant électrique 50/60 Hz

La courbe C1 définit la limite d'exposition temps-courant à un choc électrique, à ne pas franchir.

C'est sur ces données que l'on a établi les tableaux 2-3-a et 2-3-b fixant les temps théoriques maximum de coupure de l'alimentation en fonction de la tension de contact présumée, à laquelle est soumise une personne. Ils ont été construits à partir des graphiques 2-7-a et 2-7-b et en tenant compte d'une résistance additionnelle matérialisant le port de chaussures et le contact avec le sol. Ils permettent de définir, suivant la nature des locaux, les tensions limites conventionnelles U_L qui peuvent être maintenues sans danger pour les personnes : autrement dit, une tension de contact inférieure à U_L ne nécessite pas de coupure, par contre, toute tension de contact supérieure à U_L nécessite l'élimination du défaut dans un temps au plus égal à celui fixé par les tableaux 2-3-a et 2-3-b. Les tensions limites conventionnelles ont été fixées à 50 V pour les locaux secs et à 25 V pour les locaux humides.

Les temps de coupure à utiliser dans la pratique et les protections à mettre en oeuvre pour la coupure de l'alimentation dépendent des schémas des liaisons à la terre (TT, TN, IT). Ils sont précisés aux chapitres 2-5-1 et 2-5-2.

Temps théoriques de coupure en fonction de la tension de contact présumée

Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	courant alternatif	courant continu
< 50	5	5
50	5	5
75	0,60	5
90	0,45	5
120	0,34	5
150	0,27	1
220	0,17	0,40
280	0,12	0,30
350	0,08	0,20
500	0,04	0,10

Tableau 2-3-a : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux secs ($U_L = 50$ V)

Tension de contact présumée (V)	Temps de coupure maximal du dispositif de protection (s)	
	courant alternatif	courant continu
25	5	5
50	0,48	5
75	0,30	2
90	0,25	0,80
110	0,18	0,50
150	0,12	0,25
230	0,05	0,06
280	0,02	0,02

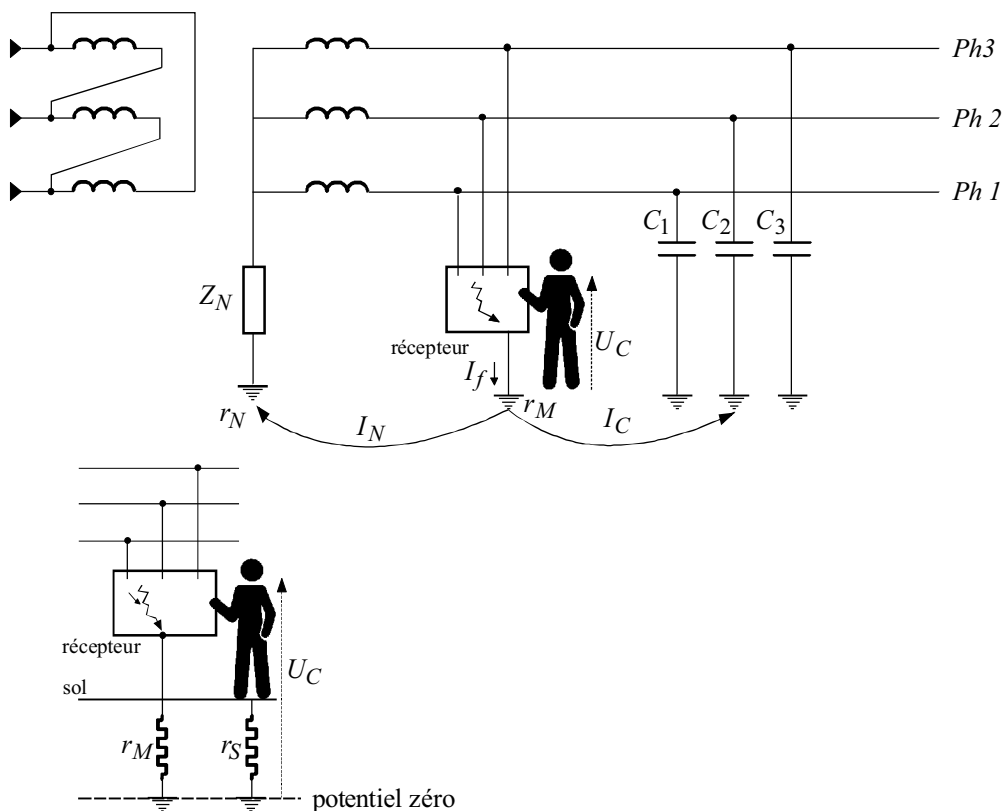
Tableaux 2-3-b : durée maximale de maintien de la tension de contact présumée dans les locaux humides à ($U_L = 25$ V)

■ tension de contact lors d'un défaut d'isolement

Supposons que dans un réseau, à la suite d'un défaut d'isolement, une phase vienne accidentellement en contact avec la masse d'un récepteur (voir fig. 2-8), il s'établit alors un courant de défaut I_f entre la masse du récepteur et la terre, et toute personne entrant en contact avec cette masse est soumise à une différence de potentiel U_C appelée tension de contact :

$$U_C = r_M I_f$$

Comme pour le courant de défaut, la tension de contact est étroitement liée à la valeur de l'impédance Z_N , donc au régime du neutre. Si le neutre est isolé, les valeurs du courant de défaut I_f et de la tension de contact U_C sont très faibles. La coupure de l'alimentation n'est alors pas nécessaire. Elles sont par contre élevées si le neutre est mis directement à la terre et la coupure de l'alimentation devient impérative.



- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
- r_M : résistance de la prise de terre des masses
- r_S : résistance du sol
- I_f : courant de défaut
- U_C : tension de contact

Figure 2-8 : représentation de la tension de contact

2.3.2.3. Surtensions

En l'absence de défaut, tout réseau est le siège d'un régime permanent. Les tensions entre phases et entre phases et terre sont alors parfaitement maîtrisées et respectivement égales aux tensions composées et aux tensions simples.

L'apparition d'un défaut, un défaut phase-terre par exemple, entraîne une modification du régime permanent initial, on assiste à une élévation du potentiel des phases saines par rapport à la terre, et au développement de tensions transitoires qui peuvent occasionner le claquage de matériels, si leur niveau d'isolement n'a pas été correctement coordonné. Le régime du neutre joue un rôle déterminant dans le développement des surtensions consécutives à un défaut phase-terre. Les mécanismes sont multiples et complexes, pour une analyse plus détaillée, on se reportera au paragraphe 5.1.1.1. traitant des surtensions.

2.3.2.4. Dommages causés aux équipements

Les dommages que peuvent subir les équipements d'un réseau électrique présentant un défaut d'isolement sont liés aux valeurs des courants et des surtensions qui se développent dans le réseau à l'instant du défaut. On cherche donc à les limiter en présence de récepteurs sensibles.

Il y a lieu de trouver un compromis, car les mesures qui réduisent les courants de défaut tendent à favoriser l'apparition de surtensions, et inversement.

■ machines tournantes MT (voir chapitre 10.1.1. du Guide des protections)

Le défaut le plus fréquent affectant un alternateur ou un moteur haute tension est l'amorçage entre une phase et le circuit magnétique. Ce type de défaut est appelé "masse stator".

Lorsqu'un défaut masse stator se produit dans une machine, tout le courant de défaut phase-terre circule dans la phase en défaut et dans le circuit magnétique mis à la terre par l'intermédiaire de la carcasse. Au niveau du contact entre la phase en défaut et le circuit magnétique se développe un arc électrique, une énergie importante est dissipée, entraînant la détérioration du circuit magnétique et de l'isolation. L'importance des dommages dépend de la valeur du courant de défaut. L'expérience montre que des courants peu élevés, agissant pendant un temps très court, n'entraînent pas de défauts en profondeur dans le fer. On admet généralement qu'un courant de défaut inférieur à 20 ou 30 A n'entraîne pas de dommages importants et ne nécessite pas la réfection du circuit magnétique. Des essais ont montré qu'un défaut de 7,5 A pendant 10 minutes ne provoque pas de dégâts importants, mais que ceux-ci sont très sérieux pour un défaut de 200 A pendant 0,3 s.

Pour des durées de défaut inférieures à la seconde, la loi empirique :

$$I^4 t = cte$$

relie la valeur du courant de défaut au temps pendant lequel il peut être appliqué sans causer de dommages importants.

Pour réduire les risques dans un réseau moyenne tension comportant des moteurs et des alternateurs, on s'efforce généralement de limiter le courant de défaut phase-terre à une valeur de 20 A maximum en choisissant la mise à la terre du neutre par résistance de limitation.

La valeur de la résistance est déterminée de manière à limiter l'amplitude des surtensions transitoires se développant lors d'un défaut phase-terre, on a $I_r \geq 2 I_C$ (voir § 10.1.1.), avec :

I_r : courant circulant dans la résistance de mise à la terre du point neutre

I_C : courant capacitif du réseau

■ effets des courants de défauts sur les écrans des câbles MT

Les câbles moyenne tension, qu'ils soient à champ radial ou à ceinture, comportent tous des écrans métalliques reliés à la terre. Pour un câble à champ radial, un écran individuel entoure chaque conducteur ; dans un câble à ceinture, un écran collectif entoure les trois conducteurs (voir fig. 2-2-a et 2-2-b). Le mode de raccordement à la terre de ces écrans est traité au paragraphe 6.2.8.

Lors du claquage de l'isolant d'une phase, le conducteur et l'écran se trouvent pratiquement réunis : tout le courant de défaut s'écoule alors par l'écran qui doit être capable de le supporter sans dommage. Le courant de défaut étant directement lié au régime du neutre, on remarque son importance dans le choix et le dimensionnement des écrans, des câbles.

Les écrans peuvent être en cuivre ou en aluminium ; ils se présentent sous de multiples formes ; on trouve notamment :

- un ou plusieurs rubans de cuivre ou d'aluminium enroulés en hélice
- un ruban de cuivre ou d'aluminium de faible épaisseur posé en long
- une nappe de fils de cuivre ou d'aluminium
- une tresse de fils de cuivre.

Le plomb est également retenu pour constituer les écrans dans le cas de courants très importants, ou encore lorsqu'il est nécessaire de procurer à l'isolant une protection particulièrement efficace contre l'action de l'humidité ou de produits corrosifs.

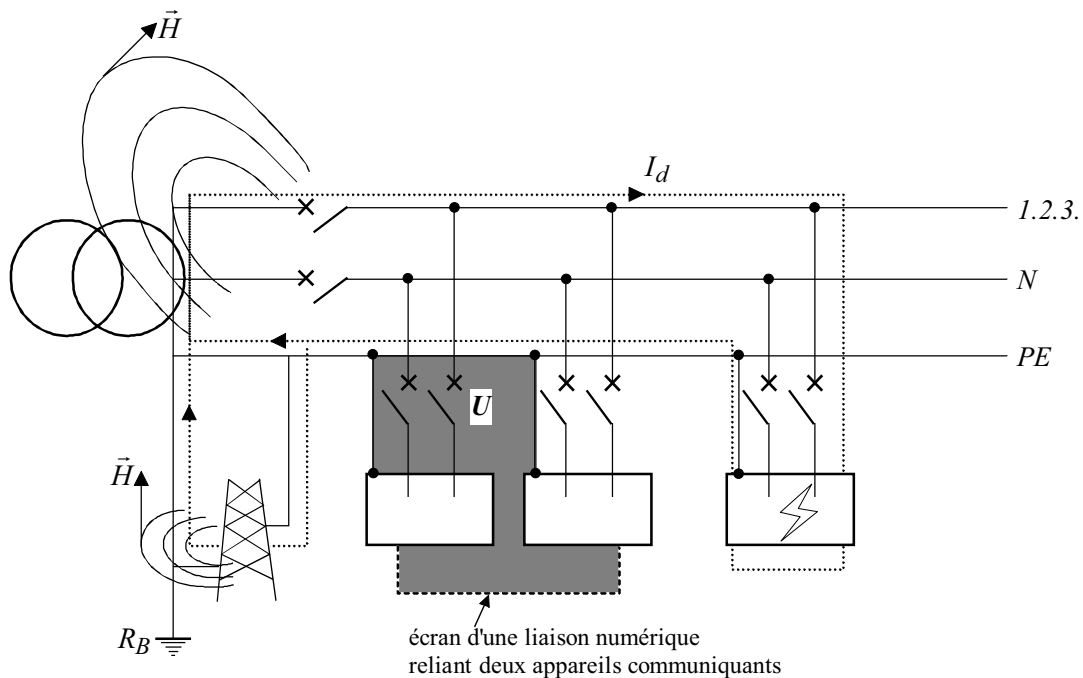
L'intensité admissible dans un écran dépend de sa nature, de sa section, de la nature de l'isolant avec lequel il est en contact et du temps pendant lequel il va être parcouru par le courant de défaut.

Dans tous les cas, il y a lieu de vérifier que l'écran est bien adapté aux conditions d'exploitation, le paragraphe 6.2.5. indique les courants de courte durée admissibles dans les écrans des câbles à isolation synthétique.

2.3.2.5. Perturbations électromagnétiques

Les schémas entraînant le développement de courants de défaut élevés et leur circulation dans les structures métalliques des bâtiments, en particulier le schéma *TNC* en basse tension favorisent l'apparition de champs magnétiques importants qui, par phénomène d'induction dans les boucles créées par les conducteurs de protection, peuvent perturber ou endommager certains équipements sensibles (fig. 2-9). Face à cette situation, on s'orientera vers des schémas permettant une bonne maîtrise des champs perturbateurs.

On veillera également à réduire la surface des boucles créées par l'ensemble des conducteurs contribuant à l'équipotentialité des masses.



\vec{H} : champ magnétique généré par la circulation des courants de défaut

U : tension induite dans une boucle constituée par les conducteurs de protection et les écrans des câbles

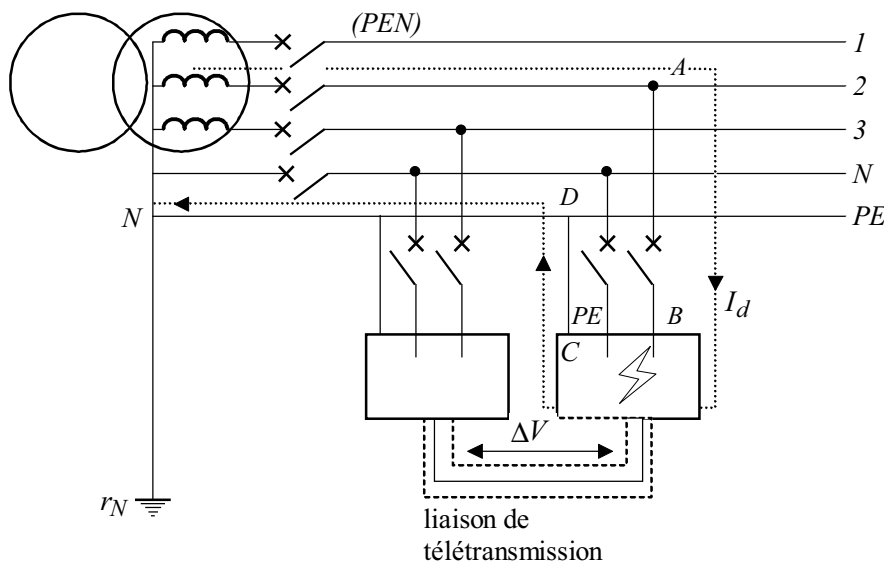
Figure 2-9 : perturbation par un champ magnétique rayonné

2.3.2.6. Différence de potentiel le long du conducteur de protection - Perturbation des systèmes communicants

Dans les schémas du type *TNC* et *TNS*, lors d'un défaut d'isolement, il peut se développer une tension importante le long du conducteur de protection reliant la masse du récepteur en défaut au circuit équipotentiel réalisant l'interconnexion de l'ensemble des masses de l'installation.

Les masses des récepteurs sains ne subissent pas nécessairement la même élévation de potentiel que celle du récepteur en défaut. Ainsi, il peut apparaître une différence de potentiel appréciable entre deux récepteurs et toute liaison de transmission d'information reliant ces deux récepteurs, peut être perturbée (voir fig. 2-10).

Dans le schéma *TNC* le courant de déséquilibre dû aux charges monophasées et les courants harmonique 3 et multiples de 3 circulent dans le conducteur de protection (*PEN*) (voir § 8) qui est le siège de différences de potentiel. L'équipotentialité des récepteurs n'est alors plus assurée et les liaisons de transmission d'information reliant des appareils communicants peuvent être perturbées ; le risque de perturbation est dans ce cas permanent (voir fig. 2-11).



Par souci de simplification, on suppose :

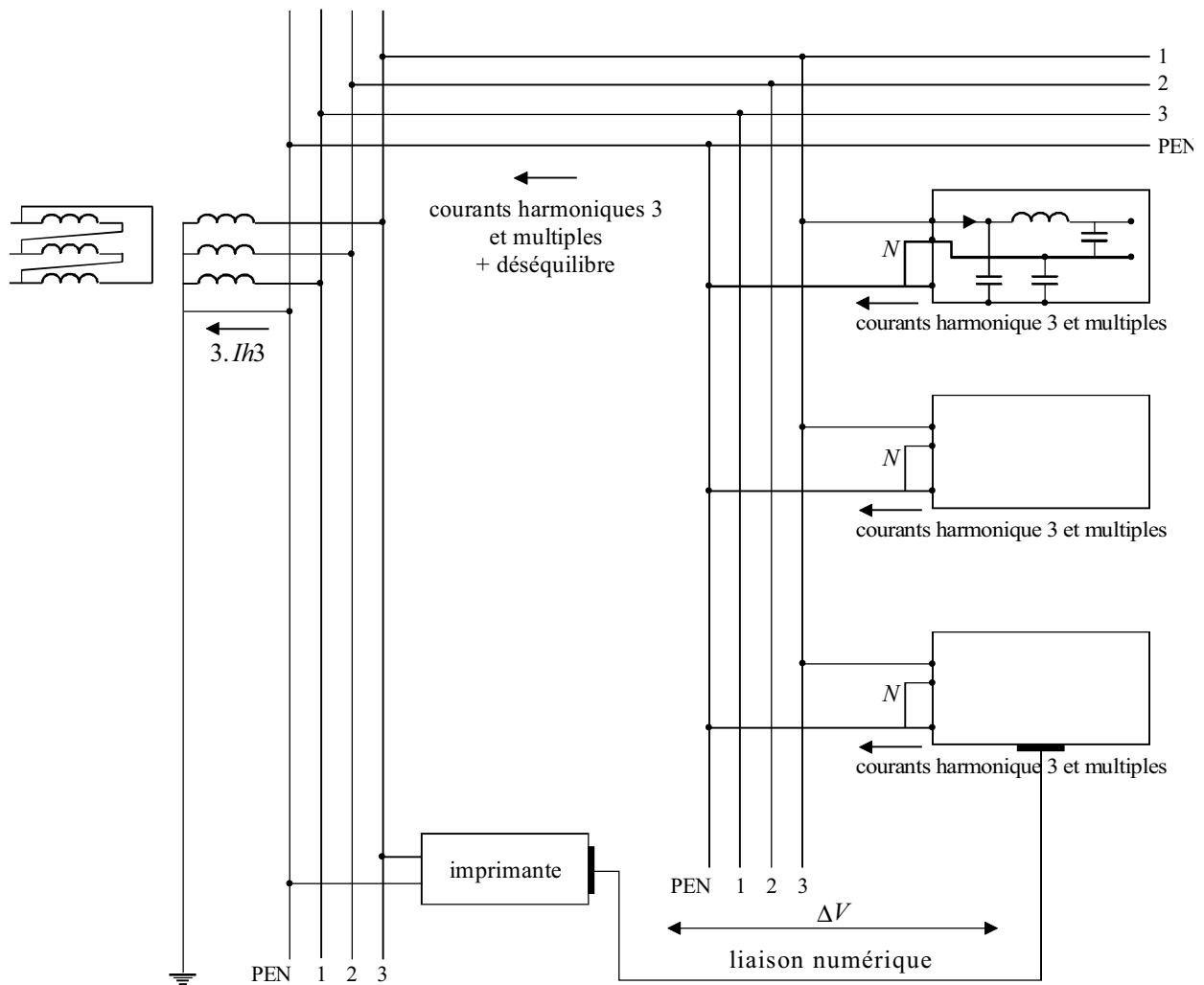
$$V_{AD} = 0,8 V$$

V_{DN} : négligeable

le conducteur de protection *PE* de même longueur et de même section que les conducteurs de phase.

$$\text{On a alors : } \Delta V \cong \frac{0,8 V}{2}$$

Figure 2-10 : chute de tension le long du conducteur de protection



ΔV : chute de tension due à la circulation des courants de déséquilibre, harmonique 3 et multiples de 3 dans le conducteur *PEN*

Figure 2-11 : effet de la circulation des courants de déséquilibre et des courants harmonique 3 et multiples de 3

2.3.2.7. Risque d'incendie ou d'explosion

Les schémas générant des courants de défaut importants doivent être évités dans les installations et locaux présentant des risques d'explosion ou d'incendie.

Il est établi qu'un courant de défaut de 500 mA peut porter à incandescence des parties conductrices de faible section et de ce fait provoquer un incendie ou une explosion. C'est la raison pour laquelle la norme C15-100 article 482-2-10 recommande, quel que soit le régime du neutre, l'utilisation de dispositifs différentiels résiduels ayant un réglage inférieur ou égal à 500 mA pour les locaux et installations à risque d'explosion ou d'incendie (voir fig. 2-12).

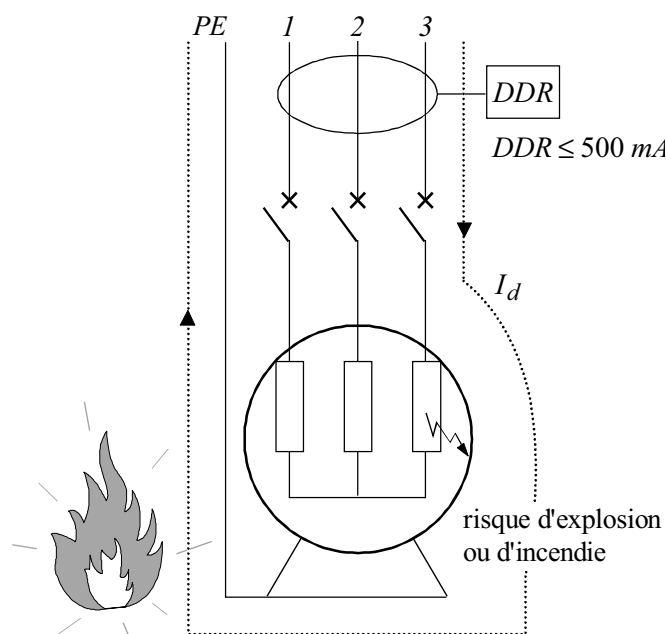


Figure 2-12 : risque d'incendie ou d'explosion

2.4. Régimes de neutre et schémas des liaisons à la terre utilisés en basse tension (1)

En basse tension, les régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre sont régis par les normes CEI 364 et NFC 15-100. Trois schémas sont pris en considération. Chaque schéma est défini par deux lettres.

La première lettre définit la situation du point neutre par rapport à la terre.

T : liaison directe du point neutre à la terre

I : point neutre, soit isolé de la terre, soit relié à la terre par une impédance de valeur élevée.

La deuxième lettre définit le mode de raccordement des masses de l'installation électrique :

T : les masses sont interconnectées et reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du point neutre

N : les masses sont reliées directement au conducteur neutre.

2.4.1. Neutre isolé ou impédant (schéma *IT*, figure 2-13)

Le neutre est isolé ou relié à la terre par une impédance de valeur élevée (première lettre *I*). Une impédance de 1 700 Ω est fréquemment employée.

Les masses des récepteurs sont interconnectées soit totalement, soit par groupes. Chaque groupe interconnecté est relié à une prise de terre (deuxième lettre *T*). Il est possible qu'une ou plusieurs masses soient reliées séparément à la terre.

Dans la mesure du possible, il est recommandé d'interconnecter toutes les masses d'une même installation et de les relier à la même prise de terre. Il est toutefois admis que des masses très éloignées les unes des autres, ou situées dans des bâtiments différents, ne le soient pas. Dans ce cas, chaque groupe de masses reliées à la même prise de terre, et chaque masse reliée individuellement à la terre doivent être protégés par un dispositif différentiel à courant résiduel.

Les prises de terre des masses et du neutre peuvent être ou non interconnectées ou confondues.

Il n'est pas avantageux de distribuer le neutre qui entraîne une limitation des longueurs maximales des canalisations (voir tableau 2-4).

L'installation d'un limiteur de surtensions entre le point neutre du transformateur HT/BT et la terre est obligatoire. Si le neutre n'est pas accessible, le limiteur de surtension est installé entre une phase et la terre. Il protège le réseau basse tension contre les élévations de tension résultant d'un amorçage entre les enroulements haute tension et basse tension du transformateur (voir § 5.3.2. - surtensions).

(1) Le terme schémas des liaisons à la terre tend à se généraliser

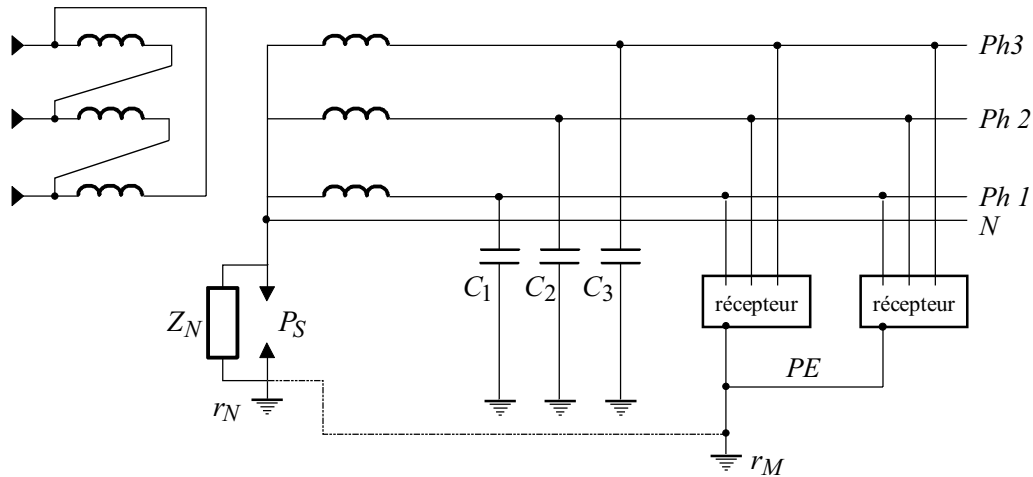


Figure 2-13 : neutre isolé ou impédant (schéma IT) en basse tension

2.4.2. Neutre mis directement à la terre (schéma TT, figure 2-14)

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre T).

Les masses des récepteurs sont interconnectées, soit toutes ensemble, soit par groupes, soit individuellement et sont reliées à la terre (deuxième lettre T). La protection est assurée au moyen de dispositifs différentiels résiduels. Toutes les masses protégées par le même dispositif de protection doivent être reliées à la mise prise de terre.

La prise de terre du neutre et celle des masses peuvent ou non être interconnectées ou confondues. Le neutre peut être distribué ou non.

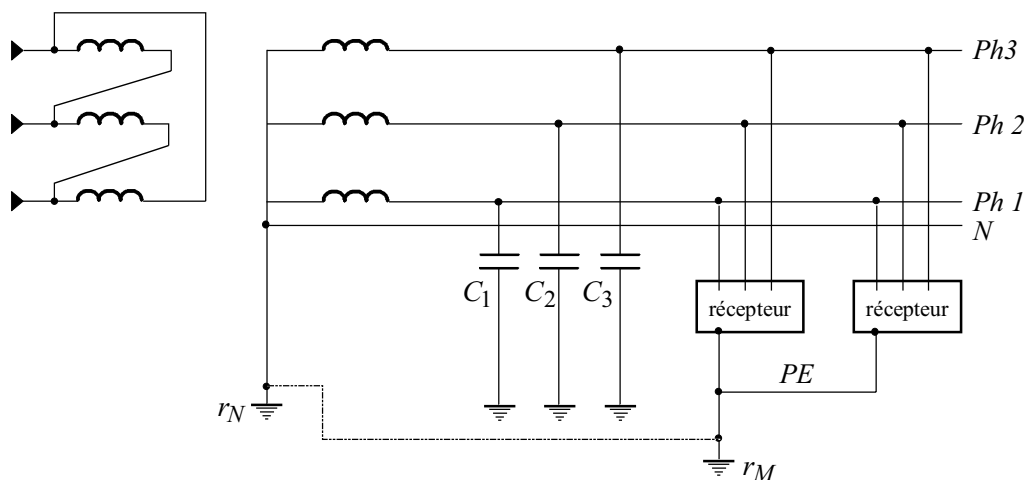


Figure 2-14 : neutre mis directement à la terre (schéma TT) en basse tension

2.4.3. Mise au neutre (schéma *TN*)

Le point neutre est relié directement à la terre (première lettre *T*).

Les masses des récepteurs sont reliées au conducteur neutre (deuxième lettre *N*).

On distingue deux schémas possibles suivant que le conducteur neutre (*N*) et le conducteur de protection (*PE*) sont confondus ou non.

■ premier cas

Les conducteurs de neutre et de protection sont confondus en un seul conducteur appelé *PEN*. Le schéma est identifié par une troisième lettre *C* et est noté *TNC* (voir fig. 2-15) :

- il est recommandé de relier le *PEN* régulièrement à la terre afin de limiter son niveau de potentiel par rapport au sol (voir § 2.3.2.6.)
- ce schéma est interdit pour les sections inférieures à 10 mm² cuivre et 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est également interdit en aval d'un schéma *TNS* (norme C 15-100, § 4.6.2.).

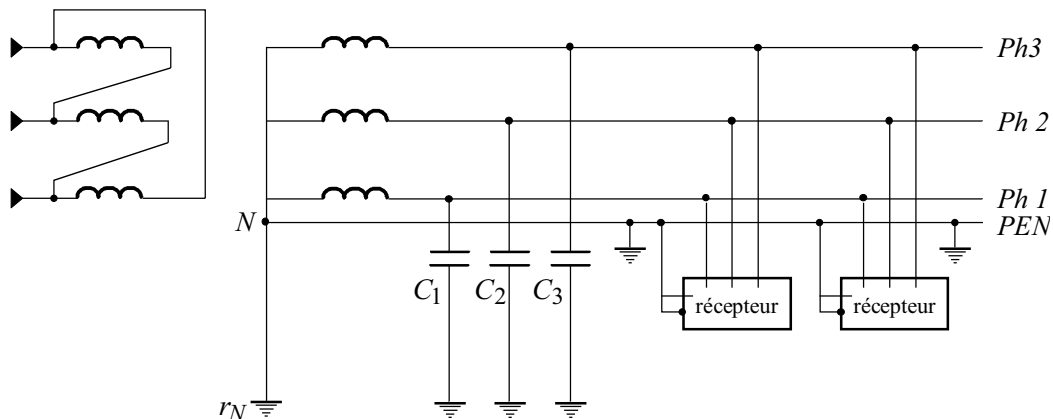


Figure 2-15 : schéma TNC

■ deuxième cas

Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont séparés. Le schéma est alors identifié par la troisième lettre S et est noté *TNS* (voir fig. 2-16).

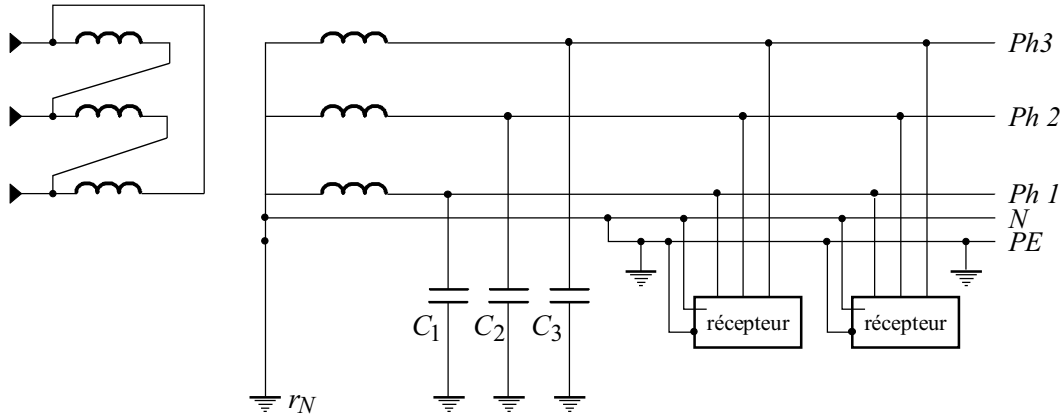


Figure 2-16 : schéma TNS

Des prises de terre doivent être réparties uniformément le long du conducteur de protection.

En *TN*, ce schéma est obligatoire pour des sections inférieures à 10 mm² cuivre ou 16 mm² aluminium, ainsi que pour les canalisations mobiles. Il est interdit en amont d'un schéma *TNC*.

Nota : les deux schémas *TNC* et *TNS* peuvent être utilisés dans une même installation. Mais le schéma *TNC* (4 fils) ne doit jamais être en aval du schéma *TNS* (5 fils) (voir fig. 2-17).

Comme précisé précédemment, la mise au neutre nécessite la création d'un système équipotentiel pour éviter la montée en potentiel des masses et des éléments conducteurs lors des défauts phase-terre. Il est, par conséquent, nécessaire de relier le conducteur *PEN* à de nombreuses prise de terre réparties dans l'installation.

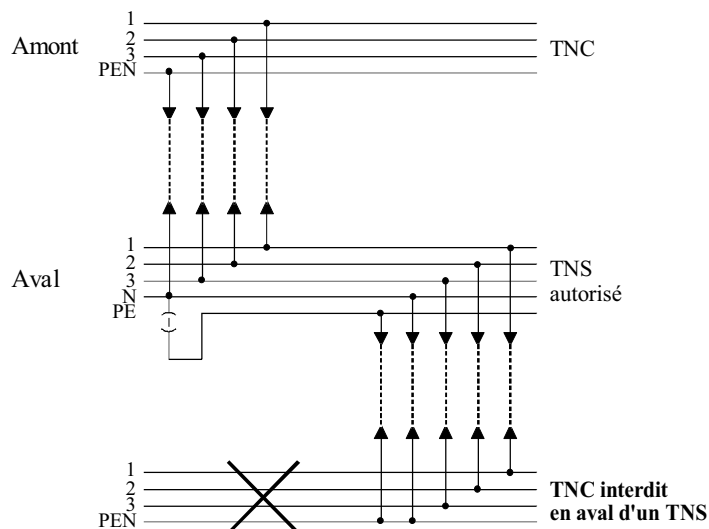


Figure 2-17 : combinaison des schémas TNC et TNS

2.5. Le contact indirect en basse tension suivant le régime du neutre

2.5.1. Neutre isolé

■ tension de contact se développant lors du premier défaut d'isolement (voir fig. 2-18)

On suppose un réseau initialement bien isolé. Lorsqu'il se produit un premier défaut d'isolement sur une phase, le courant de défaut I_f est égal au courant capacitif se refermant par les phases saines.

Supposons un réseau très étendu comportant 10 km de câble ; la capacité entre chaque phase et la terre est alors d'environ 2,5 μF et le courant de défaut a pour valeur :

$$|I_f| = 3 C \omega V \cong 520 \text{ mA} , \text{ en négligeant } r_M \text{ et } r_S \text{ devant } \frac{1}{C \omega}$$

Si $r_M = 10 \Omega$, les masses interconnectées sont toutes portées au potentiel :

$$U_C = r_M I_f = 0,52 \times 10 = 5,2 \text{ V}$$

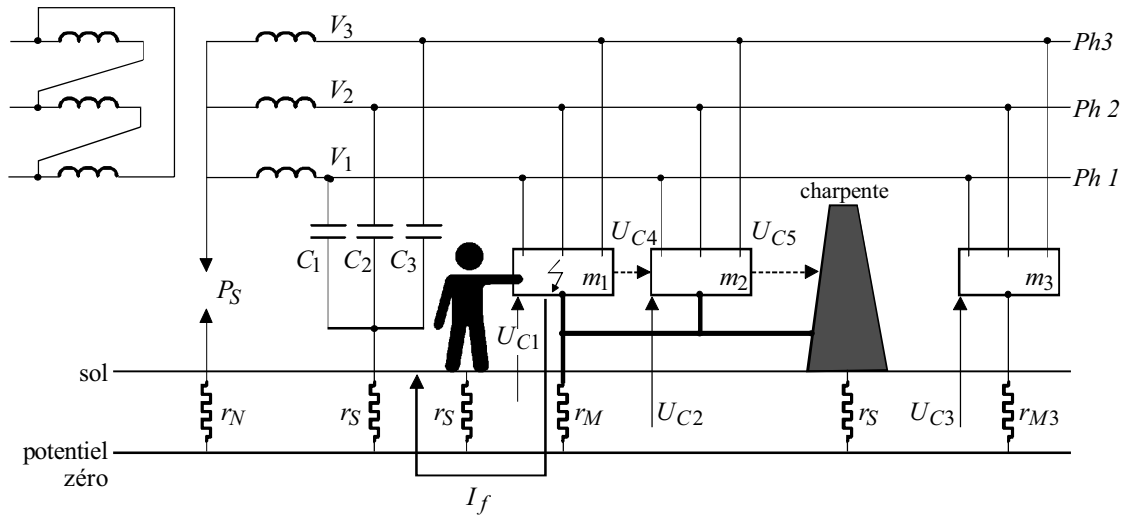
Ce potentiel n'est pas dangereux. La tension apparaissant entre deux masses voisines simultanément accessibles est négligeable. La montée en potentiel d'une masse très éloignée non interconnectée est nulle.

Un réseau à neutre isolé, même très étendu, ne présente pas de danger en présence d'un premier défaut d'isolement ; l'exploitation peut se poursuivre sous réserve que le défaut soit signalé, recherché et éliminé.

Toutefois, dans le cas d'un réseau alimentant de nombreux récepteurs présentant un courant de fuite capacitif phase-terre important (équipements informatiques par exemple), il y aura lieu de vérifier que la tension de contact qui se développe lors du premier défaut d'isolement est inférieure à la tension limite de sécurité U_L :

$$U_C = r_M I_f < U_L$$

$U_L = 50 \text{ V}$ pour les locaux secs, 25 V pour les locaux humides.



- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
 r_M : résistance de la prise de terre des masses
 r_{M3} : résistance de la prise de terre d'une masse éloignée non interconnectée
 r_S : résistance du sol
 C_1, C_2, C_3 : capacités phase-terre
 I_f : courant de défaut
 U_{C1}, U_{C2}, U_{C3} : tensions de contact par rapport au sol
 U_{C4}, U_{C5} : tension de contact entre deux masses simultanément accessibles

Figure 2-18 : tensions de contact dans un réseau à neutre isolé lors du premier défaut d'isolement

■ tension de contact se développant lors du deuxième défaut d'isolement (voir fig. 2-19)

Lorsqu'il se produit un deuxième défaut d'isolement, il s'établit entre les masses m_1 et m_2 un courant de défaut I_f .

Ce courant circule dans les conducteurs de phase et les conducteurs de protection qui assurent l'interconnexion des masses. Il n'est limité que par l'impédance de la boucle de défaut *ABCDEFGHJJ*.

Supposons :

- le premier récepteur alimenté par un câble cuivre de 50 mm² ayant une longueur de 50 m et le second par un câble cuivre de 25 mm² et 30 m de long
- les conducteurs de protection de même longueur et de même section que les conducteurs de phase
- une impédance nulle pour le tronçon FE.

Si on néglige les réactances, l'impédance Z_B de la boucle $ABCDEFGHJIJ$ est alors égale à :

$$\begin{aligned} Z_{boucle} &= 2 \left[\rho \times \left(\frac{30}{25} + \frac{50}{50} \right) \right] \\ &= 2 \times 22,5 \times 10^{-3} \times 2,2 \\ &= 99 \text{ m}\Omega \end{aligned}$$

avec :

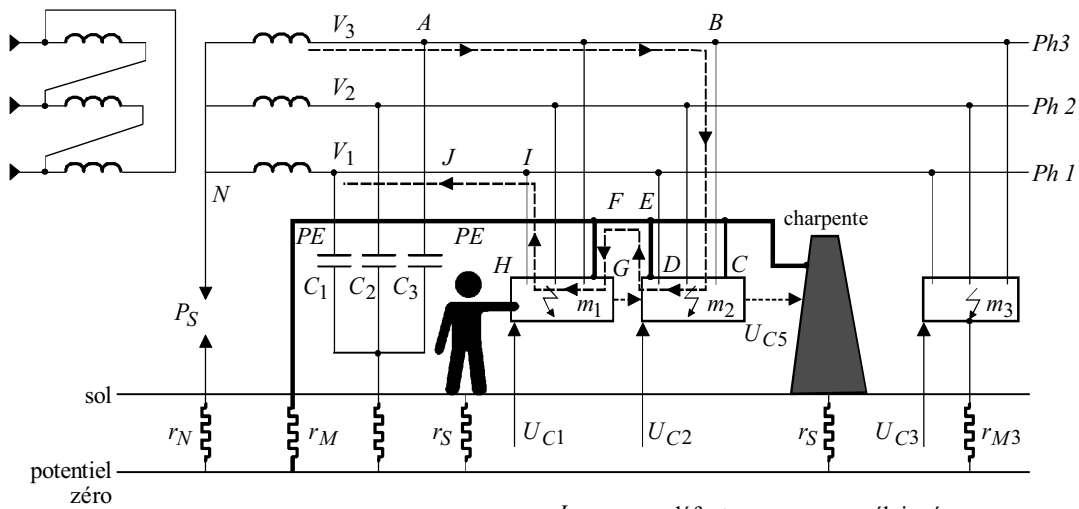
$$\rho = 22,5 \cdot 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m} \text{ (résistivité du cuivre).}$$

En prenant :

$$U_{BI} = 0,8U = 400 \times 0,8 = 320 \text{ V}$$

pour tenir compte des liaisons AB et IJ , on a :

$$I_f = \frac{320}{99 \times 10^{-3}} = 3232 \text{ A}$$



I_f pour un défaut sur une masse éloignée

- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
- r_M : résistance de la prise de terre des masses
- r_{M3} : résistance de la prise de terre des masses éloignées non interconnectées
- r_S : résistance du sol
- C_1, C_2, C_3 : capacités phase-terre
- I_f : courant de défaut
- U_{C1}, U_{C2}, U_{C3} : tensions de contact par rapport au sol
- U_{C4}, U_{C5} : tension de contact entre deux masses simultanément accessibles
- $ABCDEFGHJIJ$: boucle de défaut

Figure 2-19 : tension de contact dans un réseau à neutre isolé lors d'un deuxième défaut d'isolement

La tension apparaissant alors entre les masses m_1 et m_2 est égale à :

$$Z_{DG} I_f = Z_{boucle} / 2 \times I_f = 159 V$$

La masse m_1 est portée à un potentiel :

$$\begin{aligned} Z_{FG} I_f &= \left(\rho \frac{50}{50} \right) I_f = 22,5 10^{-3} I_f \\ &= 22,5 10^{-3} \times 3 232 \\ &= 73 V \end{aligned}$$

et la masse m_2 à un potentiel :

$$\begin{aligned} Z_{ED} I_f &= \left(\rho \frac{30}{25} \right) I_f \\ &= 22,5 10^{-3} \times 1,2 \times 3 232 \\ &= 87 V \end{aligned}$$

La masse m_3 non interconnectée ne subit aucune élévation de potentiel.

Dans le cas où le deuxième défaut se produit sur une masse éloignée non interconnectée, le courant de défaut I_f se referme alors par la terre et est limité par les résistances des prises de terre r_M et r_{M3} .

Si $r_M = 10 \Omega$ et $r_{M3} = 15 \Omega$ par exemple, les masses interconnectées sont portées à un potentiel :

$$\frac{U}{r_M + r_{M3}} r_M = 160 \text{ volts}$$

et la masse éloignée à un potentiel :

$$\frac{U}{r_M + r_{M3}} r_{M3} = 240 \text{ volts}$$

Dans tous les cas, les tensions de contact sont dangereuses et il est nécessaire de couper l'alimentation.

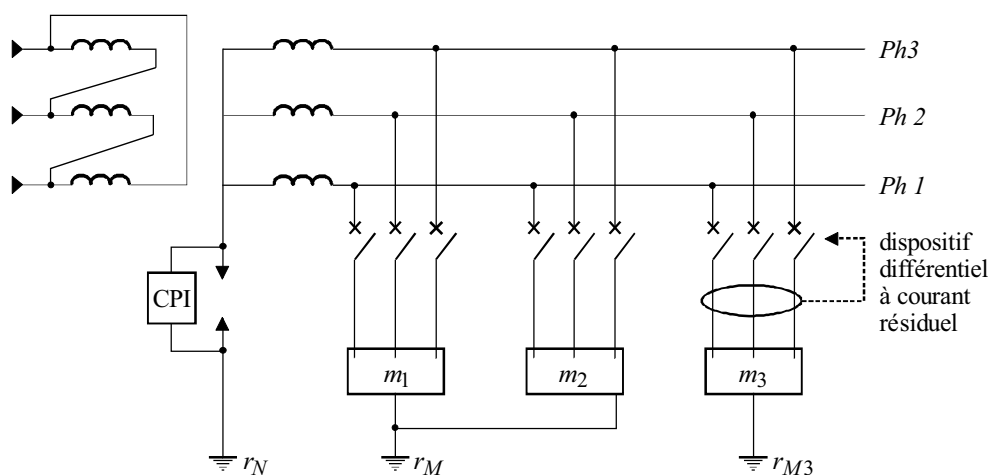
Dans un réseau à neutre isolé, les tensions de contact qui se développent lors d'un premier défaut d'isolement ne sont pas dangereuses. Elles ne le deviennent qu'en présence d'un deuxième défaut d'isolement qui impose la coupure de l'alimentation.

Les règles d'exploitation d'un réseau à neutre isolé sont les suivantes :

- surveillance permanente de l'isolement par un contrôleur de l'isolement
- signalisation du premier défaut d'isolement, suivie de sa recherche et de son élimination par un personnel compétent
- coupure obligatoire au deuxième défaut d'isolement.

La coupure est normalement obtenue par les dispositifs assurant la protection contre les défauts entre phases (disjoncteurs, fusibles, etc...). Il faut vérifier que le courant qui se développe lors d'un deuxième défaut est suffisamment élevé pour faire fonctionner ces dispositifs. C'est la raison pour laquelle il est nécessaire d'interconnecter entre elles toutes les masses de l'installation par des conducteurs de protection de manière à maîtriser les impédances des boucles dans lesquelles se développent les courants de défaut.

Comme mentionné précédemment, des masses éloignées peuvent ne pas être interconnectées avec les autres. Dans ce cas, les courants qui se développent en présence de deux défauts d'isolement ne sont plus capables de faire fonctionner les dispositifs de protection contre les défauts entre phases. Le déclenchement est alors obtenu par des dispositifs de protection à courant différentiel résiduel. Un dispositif de ce type doit être installé sur chaque départ alimentant un récepteur, ou un groupe de récepteurs dont les masses ne sont pas interconnectées avec celles des autres récepteurs (voir fig. 2-20).



CPI : contrôleur permanent de l'isolement

Masses interconnectées : protection au deuxième défaut par les dispositifs de protection contre les défauts entre phases

Masses non interconnectées : protection au deuxième défaut par un dispositif de protection à courant différentiel résiduel

Figure 2-20 : emploi de dispositifs différentiels à courant résiduel pour la protection des récepteurs

Dans les cas où les masses sont interconnectées, il est possible qu'au deuxième défaut, le déclenchement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases (disjoncteurs, fusibles, etc...) ne soit pas obtenu.

C'est le cas lorsque l'impédance de la boucle de défaut est trop élevée, en raison de la longueur excessive des câbles par exemple ; la protection doit alors être assurée par d'autres dispositifs, dispositifs de protection à courant différentiel résiduel par exemple, ou par la mise en place de mesures particulières. Ces mesures sont exposées au chapitre 2.5.1.1. - mise en oeuvre du schéma *IT*.

La vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases peut être effectuée par la méthode simplifiée suivante qui suffit dans la majorité des cas et permet des vérifications par des calculs "manuels" simples (voir tableau 2-4-a et 2-4-b).

Il existe des méthodes plus élaborées, elles mettent en oeuvre un calcul précis des courants de défaut et font appel à des logiciels spécialisés.

On applique la loi d'Ohm à la boucle de défaut avec les hypothèses suivantes :

- pour tenir compte des impédances amont, on suppose que la tension entre le conducteur en défaut et le conducteur de protection à l'origine du circuit en défaut est égale à 80 % de la tension nominale.
- devant l'impossibilité pratique d'effectuer la vérification pour l'ensemble des configurations de double défaut, chaque circuit est pris séparément. On le suppose en défaut avec un circuit identique. L'impédance de la boucle de double défaut est alors égale au double de celle du circuit étudié.
- on néglige les réactances pour les sections < 150 mm², pour les sections de 150 mm² et plus les résistances sont affectées des coefficients suivants :

$$\cdot 150 \text{ mm}^2 : R \times 1,15$$

$$\cdot 185 \text{ mm}^2 : R \times 1,20$$

$$\cdot 240 \text{ mm}^2 : R \times 1,25$$

$$\cdot 300 \text{ mm}^2 : R \times 1,30$$

Le calcul conduit à vérifier que la longueur de chaque circuit est inférieure à une valeur maximale donnée par les relations ci-dessous (voir tableaux 2-4-a et 2-4-b).

Si le conducteur neutre n'est pas distribué :

$$L_{\max} = \frac{0,8 U S_{ph}}{2 \rho (1 + m) I_{magn.} \text{ (ou } I_{fus} \text{)}}$$

Si le conducteur neutre est distribué :

$$L_{\max} = \frac{0,8 V S_1}{2 \rho (1 + m) I_{magn.} \text{ (ou } I_{fus} \text{)}}$$

I_{magn} et I_{fus} sont les courants qui assurent le fonctionnement des dispositifs de protection en un temps inférieur au temps de coupure maximum correspondant à la tension de contact U_C qui se développe au niveau du récepteur en défaut.

Dans la pratique, par souci de simplification, la norme CEI 364 a admis de ne pas tenir compte de la tension de contact présumée se développant au niveau du récepteur en défaut et a adopté des temps de coupure constants dépendant de la tension nominale du réseau basse tension (voir tableau 2-5).

Tension nominale $U_0 (V_{CA})$	Temps de coupure (s)	
	Neutre non distribué	Neutre distribué
120 - 127	0,8	5
220 - 230	0,4	0,8
400	0,2	0,4
580	0,1	0,2

Tableau 2-5 : temps de coupure en fonction de la tension nominale du réseau

Il faut préciser que ces temps sont respectés de fait que l'on utilise des disjoncteurs, en effet, le temps de fonctionnement d'un disjoncteur sur action de son magnétique est de l'ordre de 20 ms maximum. Il suffit donc de vérifier que le courant de défaut qui se développe dans la boucle de défaut est supérieur au seuil de fonctionnement du magnétique. Dans le cas de l'utilisation de disjoncteurs retardés, il est impératif que le retard ne soit pas supérieur aux valeurs du tableau 2-5.

Cas du neutre non distribué

b) On considère que les deux circuits en défaut ont la même impédance

$$R_{AH} = 2 \rho L \left(\frac{1}{S_{ph}} + \frac{1}{S_{PE}} \right)$$

$$R_{AH} = 2 \rho L \frac{1}{S_{ph}} (1 + m)$$

$$m = S_{ph} / S_{PE}$$

c) I_f doit être supérieur à $I_{magn.}$ pour que la protection des personnes soit assurée, d'où :

$$I_{magn.} < \frac{0,8 U S_{ph}}{2 \rho L (1 + m)}$$

$$L_{max} = \frac{0,8 U S_{ph}}{2 \rho (1 + m) I_{magn.}}$$

$$U_C = R_{CD} I_f = \frac{\rho L}{S_{PE}} I_f = \frac{0,4 U m}{1 + m}$$

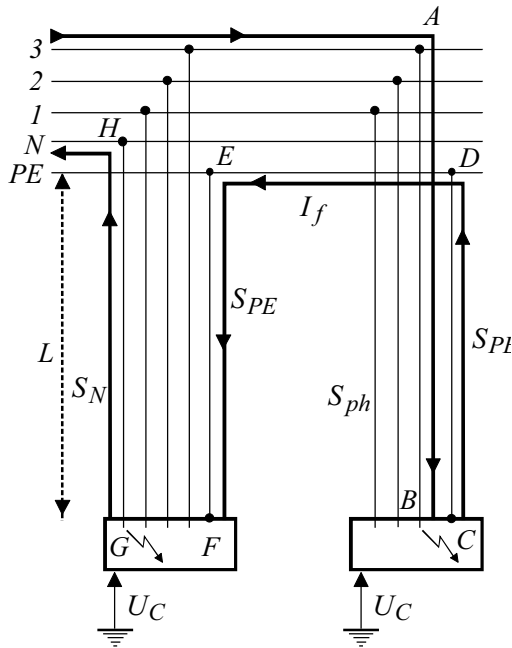
a) Pour le circuit en défaut, on a :

$$I_f = \frac{U_{AH}}{R_{AH}}$$

$$U_{AH} = 0,8 U \text{ par hypothèse}$$

Tableau 2-4-a : vérifications des conditions de déclenchement en schéma IT dans le cas du neutre non distribué

Cas du neutre distribué



$$I_{magn.} < \frac{0,8 V S_{ph}}{2 \rho L (1 + m)}$$

$$L_{max} = \frac{0,8 V S_{ph}}{2 \rho (1 + m) I_{magn.}}$$

$$U_C = R_{CD} I_f = \frac{\rho L}{S_{PE}} I_f = 0,4 V \frac{m}{1 + m}$$

c) Pour le circuit B comprenant le neutre, on écrit :

$$I_f = \frac{U_{AH}}{R_{AH}}$$

$$U_{AH} = 0,8 V \text{ par hypothèse}$$

$$R_{AH} = 2 \rho L \left(\frac{1}{S_N} + \frac{1}{S_{PE}} \right)$$

$$R_{AH} = \frac{2 \rho L}{S_N} (1 + m)$$

$$\text{avec } m = S_N / S_{PE}$$

$$I_{magn.} < \frac{0,8 V S_N}{2 \rho L (1 + m)}$$

$$L_{max} = \frac{0,8 V S_N}{2 \rho (1 + m) I_{magn.}}$$

$$U_C = R_{EF} I_f = \frac{\rho L}{S_{PE}} I_f = 0,4 V \frac{m}{1 + m}$$

a) On considère le premier défaut sur une phase, et le second sur le neutre

b) Pour le circuit A ne comprenant pas le neutre, on écrit :

$$I_f = \frac{U_{AH}}{R_{AH}}$$

$$U_{AH} = 0,8 V \text{ par hypothèse}$$

$$R_{AH} = 2 \rho L \left(\frac{1}{S_{ph}} + \frac{1}{S_{PE}} \right)$$

$$= \frac{2 \rho L}{S_{ph}} (1 + m)$$

avec $m = S_{ph} / S_{PE}$

Tableau 2-4-b : vérifications des conditions de déclenchement en schéma IT dans le cas du neutre distribué

ABCDEFGHI : boucle de défaut

I_f : courant de défaut

L : longueur des câbles

L_{\max} : en mètres

V : tension simple en volts (220 V pour un réseau 220/380 V)

U : tension composée en volts (380 V pour un réseau 220/380 V)

U_C : tension de contact

S_{ph} : section des phases en mm^2

$S_1 = S_{ph}$ si le circuit considéré ne comporte pas de neutre,

$S_1 = S_N$ si le circuit comporte le neutre

S_N : section du conducteur neutre

S_{PE} : section du conducteur de protection

ρ : résistivité à la température de fonctionnement normal

$\rho = 27 \cdot 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ pour le cuivre = 1,5 fois la résistivité à 20°C

$\rho = 43 \cdot 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ pour l'aluminium = 1,5 fois la résistivité à 20°C

$$m = \frac{S_{ph} \text{ (ou } S_1)}{S_{PE}}$$

$I_{\text{magn.}}, I_{\text{fus}}$: courants assurant le fonctionnement des dispositifs de protection en un temps inférieur au temps de coupure correspondant à la tension de contact se développant au niveau du récepteur en défaut.

Tableau 2-4-c : légende des tableaux 2-4-a et 2-4-b

2.5.1.1. Mise en oeuvre du schéma *IT* et exploitation

■ dispositions générales

Le schéma *IT* n'exige pas la coupure automatique de l'alimentation dès l'apparition d'un défaut d'isolement, appelé "premier défaut".

En effet, on a vu que pour ce schéma les tensions de contact qui se développent lors d'un premier défaut d'isolement ne sont pas dangereuses pour les personnes.

Ainsi l'exploitation peut continuer malgré le "premier défaut", ce qui accroît la continuité de service.

Ce schéma nécessite la mise en oeuvre des mesures suivantes :

- installation d'un contrôleur permanent de l'isolement (*CPI*) , imposé par le paragraphe 413-1-5-4 de la NF C 15-100, qui doit signaler le "premier défaut" (signal sonore ou visuel ou les deux).
- recherche du premier défaut d'isolement par un service d'entretien efficace afin de tirer tous les avantages de ce schéma. Cette recherche doit être effectuée dans les huit heures qui suivent l'apparition du défaut, elle peut être facilitée par l'utilisation de matériels de localisation automatique.
- déclenchement dès l'apparition de tout nouveau défaut appelé "second défaut".
- vérification des conditions de déclenchement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases, avec mise en place de mesures particulières si ces conditions ne peuvent pas être garanties (voir § dispositions particulières).
- installation, en tête de l'installation, d'un dispositif de limitation des surtensions branché entre le neutre et la terre ou entre une phase et la terre.

■ surveillance de l'isolement et aide à la localisation du premier défaut

Des systèmes de surveillance de l'isolement et d'aide à la recherche du premier défaut ont été développés, ils procurent une réduction importante des opérations d'entretien et de maintenance.

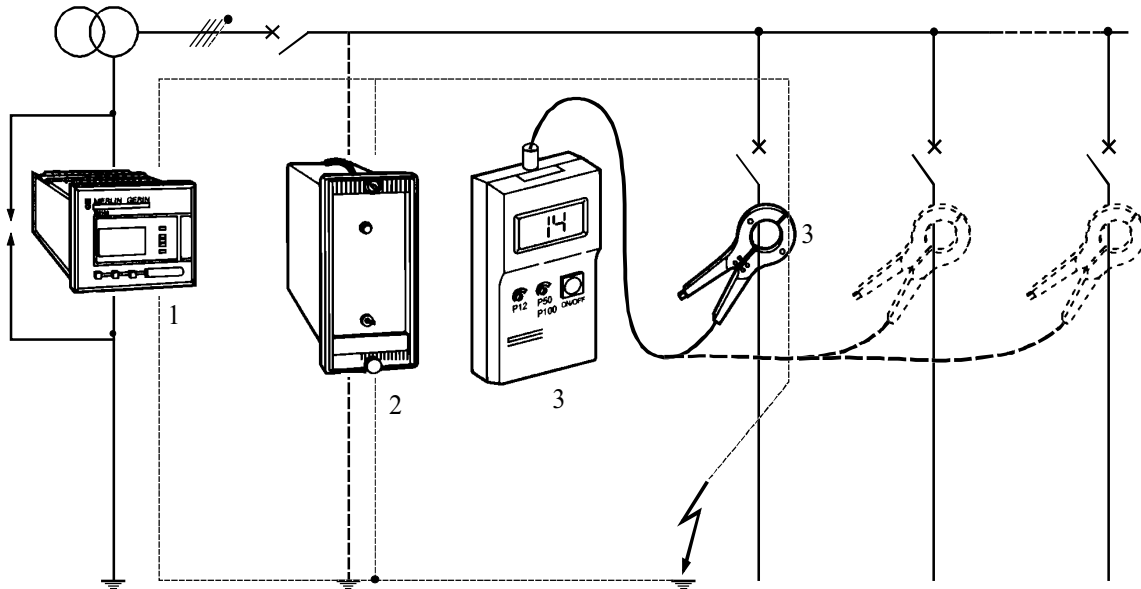
Le principe mis en oeuvre consiste à appliquer, au moyen d'un générateur approprié, une faible tension basse fréquence ou continue, entre le réseau à surveiller et la terre. Lorsque l'isolement baisse un courant de fuite s'établit, sa mesure permet d'évaluer le niveau d'isolement du réseau et de localiser la position d'un défaut éventuel.

Seuls les systèmes injectant un signal basse fréquence permettent la localisation des défauts, ils peuvent indifféremment être utilisés sur les installations à courant continu et alternatif, certains peuvent faire la distinction entre la partie résistive et la partie capacitive du courant à la terre, et ainsi effectuer une véritable mesure de la résistance d'isolement du réseau.

Les réalisations modernes permettent la mesure permanente de la résistance d'isolement de chaque circuit ; la prévention du premier défaut devient ainsi possible. Les mesures effectuées dans l'installation sont transmises par liaison numérique à une centrale de traitement qui élabore l'ensemble des informations nécessaires aux exploitants.

□ exemple 1 : recherche mobile manuelle (voir fig. 2-21)

Le générateur peut être fixe ou mobile, le détecteur ainsi que la pince ampèremétrique sont mobiles.



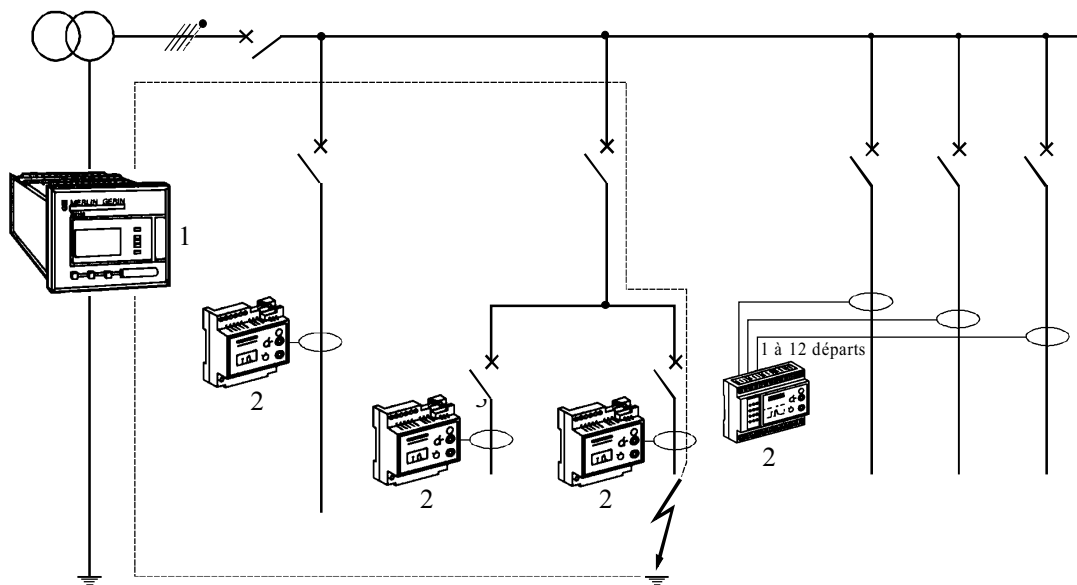
- 1 : générateur fixe *BF*
- 2 : générateur mob *BF*
- 3 : détecteur et pince ampèremétrique mobiles

Figure 2-21 : recherche mobile manuelle

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

□ exemple 2 : recherche fixe automatique (voir fig. 2-22)

Le contrôleur permanent d'isolement et les détecteurs associés à des tores installés sur chaque départ permettent de disposer d'un système de recherche automatique sous tension.



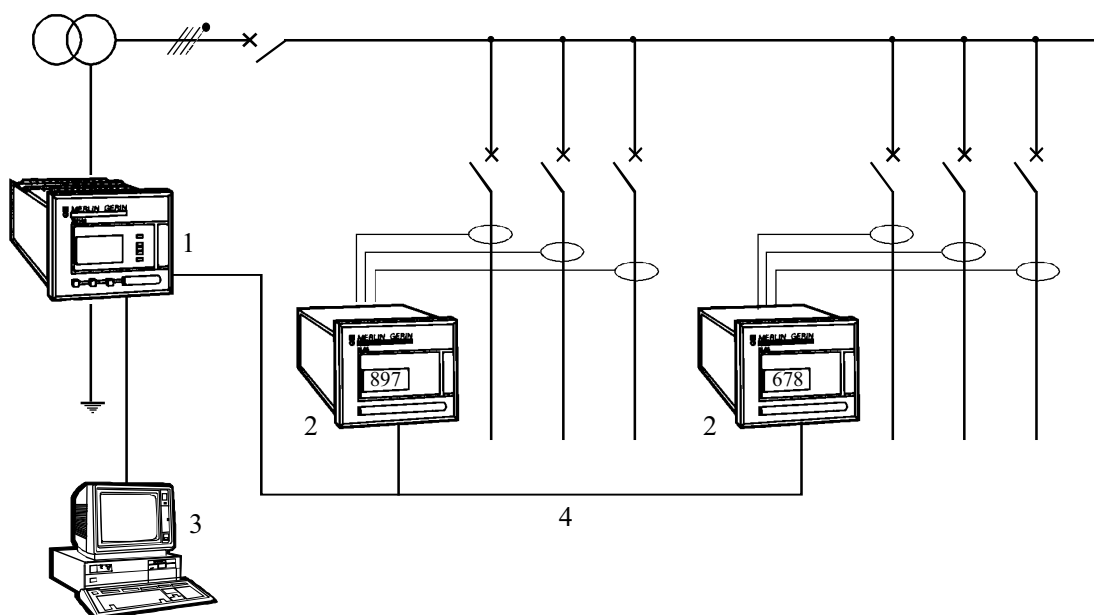
- 1 : générateur fixe *BF*
2 : détecteurs fixes

Figure 2-22 : recherche fixe automatique

□ **exemple 3 : recherche et exploitation automatique** (voir fig. 2-23)

Le contrôleur d'isolement et les détecteurs associés à des tores installés sur chaque départ permettent de suivre l'évolution du niveau d'isolement de chaque circuit.

La Centrale de traitement communique avec un PC qui permet de disposer de la vue d'ensemble du réseau, de son niveau d'isolement et de l'évolution de l'isolement de chaque circuit.



- 1 : générateur fixe *BF* et Centrale de traitement
- 2 : détecteurs
- 3 : PC
- 4 : liaison numérique

Figure 2-23 : recherche et exploitation automatique

■ dispositions particulières

□ utilisation de dispositifs différentiels haute sensibilité (voir fig. 2-24)

Minimum imposé (NF C 15-100, § 532.2.6)

L'utilisation de dispositifs différentiels résiduels haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire dans les cas suivants :

- circuits des socles de prises de courant assigné $\leq 32 \text{ A}$, quel que soit le local
 - circuits de socles de prises de courant dans les locaux mouillés quel que soit leur courant assigné
 - circuits des socles de prises de courant dans les installations temporaires
 - circuits alimentant les salles d'eau et les piscines
 - alimentation des installations de chantiers, des caravanes, des bateaux de plaisance, des installations foraines.
- Cette protection peut être individuelle, par circuit ou par groupe de circuits reliés à la même prise de terre.

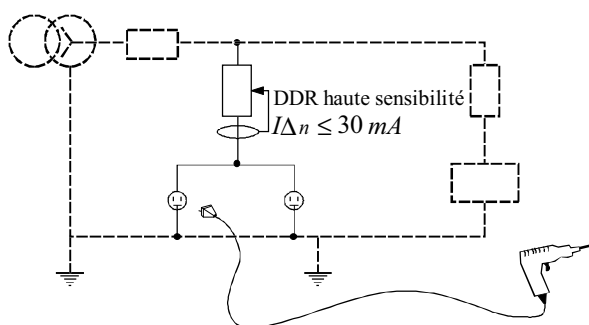


Figure 2-24 : circuit de prises de courant

□ prévention dans les locaux à risques d'incendie (voir fig. 2-25)

Protection différentielle à courant résiduel de sensibilité $\leq 500 \text{ mA}$ obligatoire en tête du local (voir NF C 15-100 § 482.2.10).

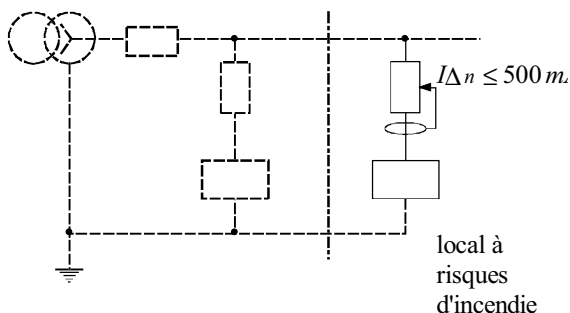


Figure 2-25 : local à risques d'incendie

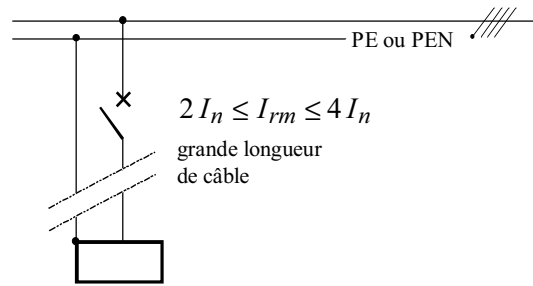
□ cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque les conditions pour assurer le déclenchement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases ne peuvent pas être satisfaites, les solutions ci-après peuvent être envisagées.

- **suggestion 1** (voir fig. 2-26)

Installer un appareil à réglage magnétique suffisamment bas pour garantir la relation $I_{cc\ mini} > I_{magnétique}$.

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit long. Mais, il faut vérifier que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés se développant lors de la mise sous tension des récepteurs (moteurs et autres dispositifs ayant un courant d'appel important).



I_{rm} : seuil de fonctionnement du magnétique

Figure 2-26 : appareil à magnétique bas

- **suggestion 2** (voir fig. 2-27)

Installer une protection différentielle à courant résiduel. 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.

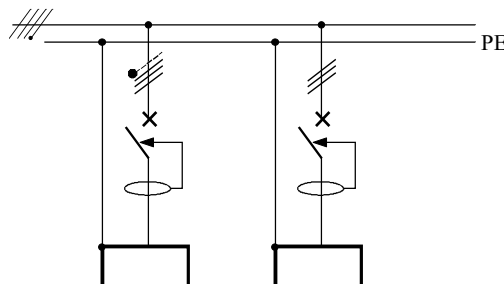


Figure 2-27 : protection différentielle à courant résiduel

• **suggestion 3**

Augmenter la section des conducteurs de protection ou des phases ou des deux simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints. On choisit généralement une section du conducteur de protection égale à la section des phases.

• **suggestion 4** (voir fig. 2-28-a)

Réaliser des liaisons équipotentielles supplémentaires contribuant à la réduction des impédances des boucles de défaut. Leur efficacité doit être vérifiée par des mesures (voir Guide C-15-105 - tableau DC de la norme C-15-100).

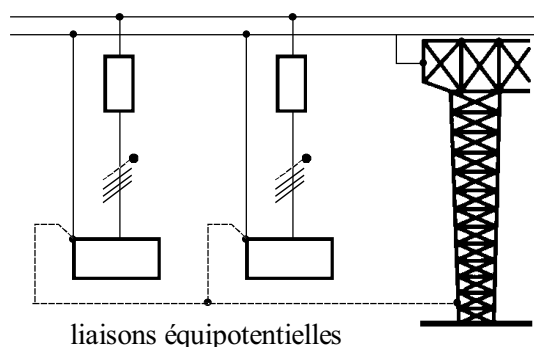


Figure 2-28-a : liaisons équipotentielles supplémentaires

□ **cas particulier où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée** (voir fig. 2-28-b)

Protection contre les contacts indirects par dispositif différentiel résiduel (DDR) en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre séparée. La sensibilité doit être adaptée à la résistance r_{m2} de la prise de terre :

$$I \Delta n \leq \frac{U_L}{r_{m2}}$$

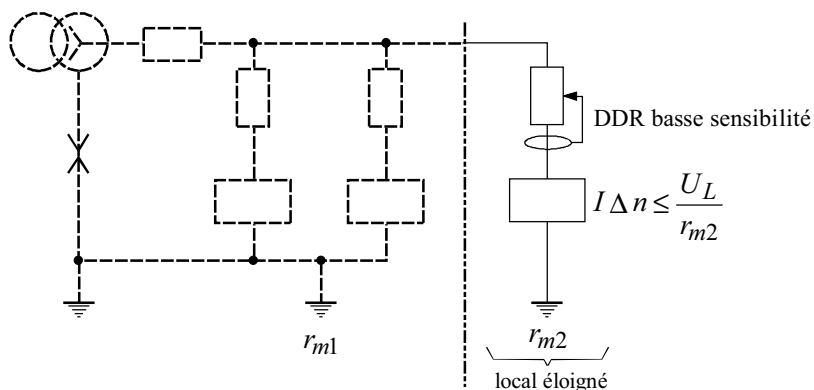


Figure 2-28-b : prise de terre séparée

□ **protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre** (voir fig. 2-28-c)

Tolérée seulement pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.

L'utilisation d'un dispositif différentiel résiduel à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire sur le départ concerné.

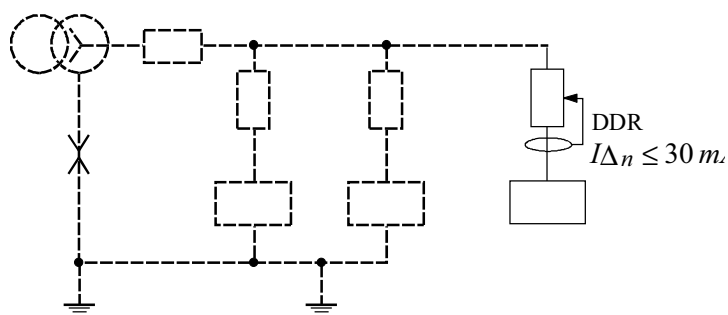
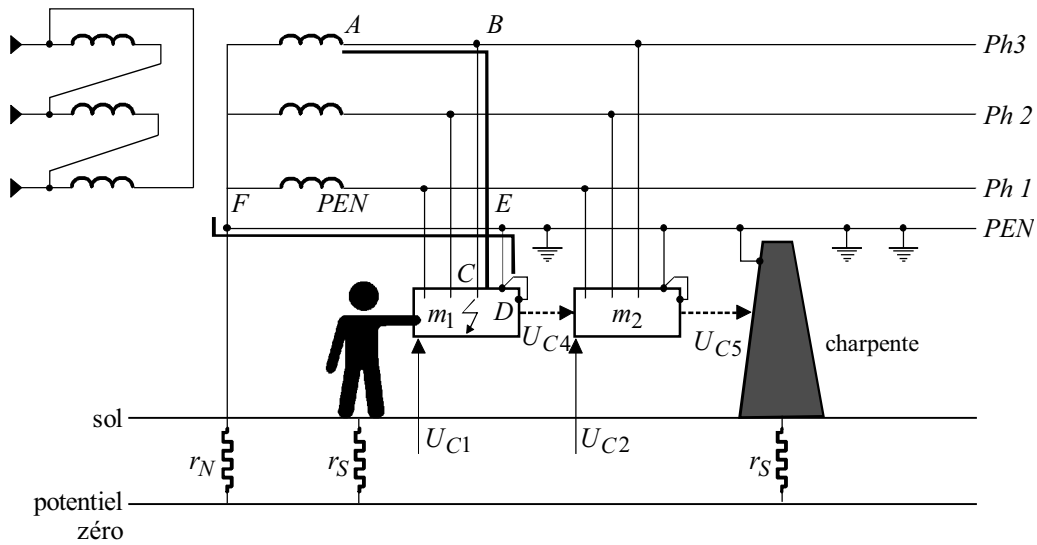


Figure 2-28-c : masse non reliée à la terre

2.5.2. Mise au neutre (schéma TN) (voir fig. 2-29)



- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
- r_S : résistance du sol
- U_{C1}, U_{C2} : tensions de contact entre masse et sol
- U_{C4}, U_{C5} : tensions de contact entre deux masses simultanément accessibles
- $ABCDEF$: boucle de défaut

Figure 2-29 : tension de contact lors du premier défaut (schéma TN)

Le principe de la mise au neutre est de transformer tout défaut d'isolement en court-circuit monophasé phase-neutre. Le courant de défaut n'est plus limité que par l'impédance de la boucle de défaut $Z_B = ABCDEF$.

Dans le cas d'un récepteur alimenté par un câble cuivre de 50 mm^2 , de 50 m de long, par exemple, on a, si le conducteur de protection a la même section que les conducteurs de phase, et si on néglige AB et EF :

$$Z_{\text{boucle}} = Z_{BCDE} = 2 \times 22,5 \cdot 10^{-3} \times \frac{50}{50} = 45 \text{ m}\Omega$$

En prenant un coefficient 0,8 pour tenir compte des liaisons amont AB et EF :

$$V_{BE} = 0,8 \times 230 = 184 \text{ V}$$

on a :
$$I_f = \frac{184}{45 \cdot 10^{-3}} = 4089 \text{ A}$$

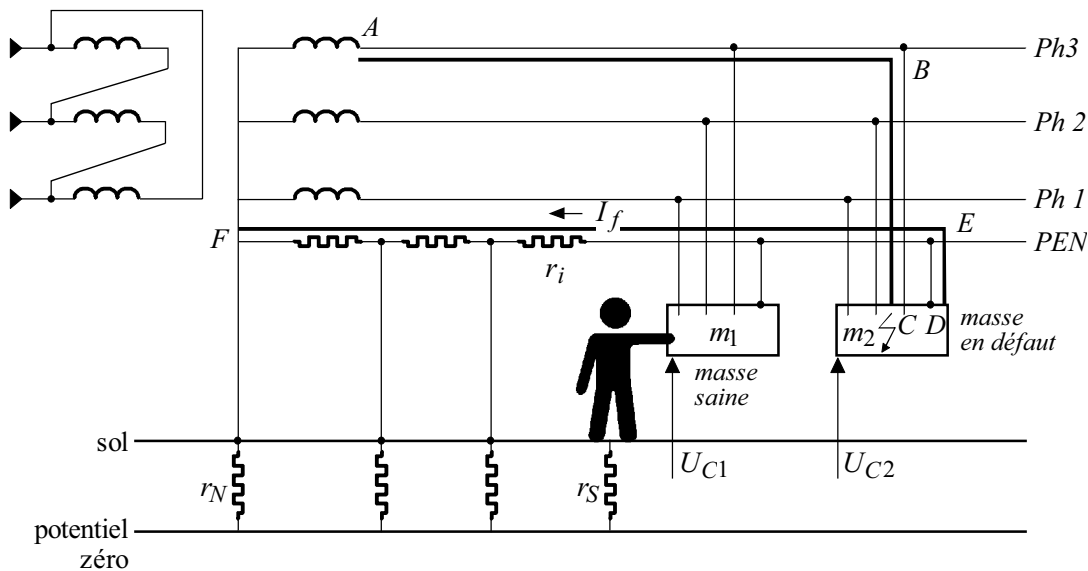
Si on néglige l'impédance du tronçon EF , la masse est alors portée à un potentiel $U_{C1} = Z_{DE} I_f$ par rapport à la terre,

$$Z_{DE} = \frac{Z_{BE}}{2}$$

et
$$U_{C1} = \frac{V_{BE}}{2} = \frac{184}{2} = 92 \text{ V}$$

La tension de contact U_{C4} existant entre deux masses voisines est également égale à $Z_{DE} I_f = 92 \text{ volts}$.

Si le conducteur de protection est régulièrement relié à la terre de manière à créer des zones équipotentielles, les masses saines sont soumises à élévation de potentiel négligeable (voir fig. 2-30).



r_N : résistance de la prise de terre du neutre

r_S : résistance du sol

r_i : résistance de la portion de conducteur de protection reliant une masse saine à la terre

I_f : courant de défaut

$U_C = r_i I_f$: tensions de contact au niveau d'une masse saine

$ABCDEF$: boucle de défaut

Figure 2-30 : tension de contact au niveau d'une masse saine

En effet, dans ces conditions, la tension de contact qui se développe au niveau d'une masse saine est égale à la chute de tension prenant naissance le long de la portion du conducteur de protection qui relie cette masse à la terre. Si des prises de terre existent tout le long du conducteur de protection, la longueur de cette portion est faible devant la longueur de la **boucle de défaut**, si bien que la tension de contact qui apparaît au niveau de la masse saine reste faible.

Un réseau avec mise au neutre (schéma *TN*) est dangereux dès le premier défaut d'isolement ; la coupure de l'alimentation est donc obligatoire dès l'apparition de ce défaut.

Les courants de défaut étant importants, il est admis, comme en *IT* , que la coupure soit assurée par les dispositifs de protection contre les défauts entre phases (disjoncteurs, fusibles). Il est impératif que les conditions de déclenchement de ces dispositifs soient vérifiées. La méthode simplifiée exposée précédemment pour le schéma *IT* peut être appliquée (voir tableau 2-6).

Dans le cas où le fonctionnement de ces dispositifs ne peut pas être obtenu en raison des valeurs élevées des impédances des boucles de défaut, il convient de faire appel à d'autres dispositifs de protection (dispositifs de protection à courant résiduel, par exemple) ou de mettre en place des mesures particulières (voir § 2.5.2.1).

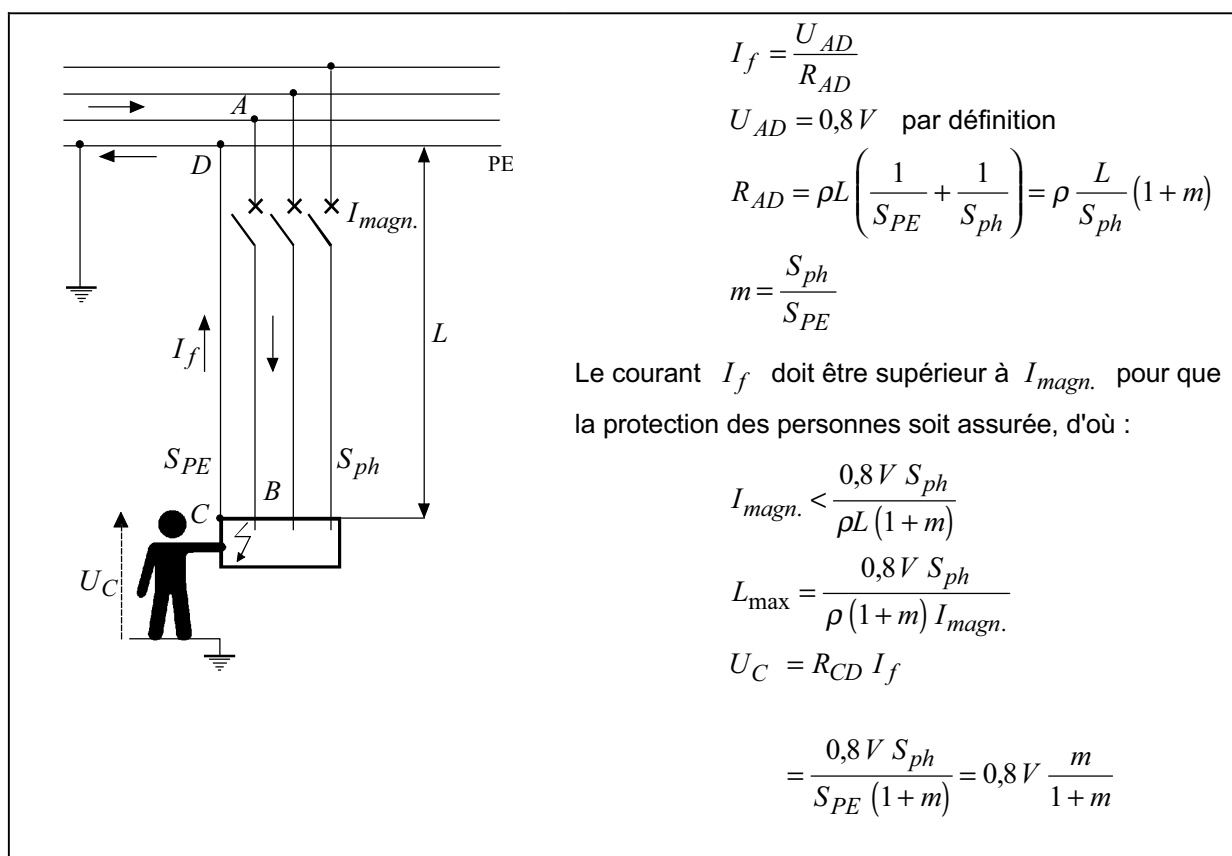


Tableau 2-6 : vérification des conditions de déclenchement en *TN*

Pour vérifier les conditions de déclenchement, on applique la loi d'Ohm au seul départ concerné par le défaut, en faisant les hypothèses suivantes :

- la tension entre la phase en défaut et le *PE* ou *PEN* à l'origine du circuit est prise égale à 80% de la tension simple nominale
- pour les sections < 150 mm², on néglige les réactances des conducteurs devant leur résistance (voir § 2.5.1.)
- le conducteur de protection chemine à côté des conducteurs de phases.

Le calcul montre que la longueur du circuit ne doit pas être supérieure à la valeur donnée par la relation :

$$L_{\max} = \frac{0,8 V S_{ph}}{\rho (1 + m) I_{\text{magn.}} \text{ (ou } I_{\text{fus}} \text{)}}$$

avec :

L_{\max} : longueur maximale en mètres

V : tension simple ($V = 230$ V pour un réseau 230/400 V)

S_{ph} : section des phases en mm²

ρ : résistivité à la température de fonctionnement normal

$$\rho = 27 \cdot 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m} \quad \text{pour le cuivre} \quad = 1,5 \text{ fois la résistivité à } 20^\circ\text{C}$$

$$\rho = 43 \cdot 10^{-3} \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m} \quad \text{pour l'aluminium} \quad = 1,5 \text{ fois la résistivité à } 20^\circ\text{C}$$

$$m = S_{ph} / S_{PE}$$

S_{PE} : section du conducteur de protection

$I_{\text{magn.}}$, I_{fus} : courants assurant le fonctionnement des dispositifs de protection (disjoncteur ou fusible) en des temps inférieurs aux temps prescrits par les tableaux 2-3.

Tension nominale U_0 (V_{CA})	Temps de coupure (s)
120 - 127	0,8
220 - 230	0,4
380 - 400	0,2
> 400	0,1

Tableau 2-7 : schéma TN - temps de coupure maximale CEI-364 NFC 15-100 § 413-1-3.3

$I_{\text{magn.}}$ et I_{fus} sont les courants assurant le fonctionnement des dispositifs de protection en des temps inférieurs aux temps correspondant à la tension de contact qui se développe au niveau du récepteur en défaut. Comme pour le schéma IT la norme CEI 364 et la C 15-100 admettent de ne pas tenir compte de la tension de contact présumée apparaissant lors du défaut et fixe des temps de coupure constants dépendant de la tension nominale du réseau (voir tableau 2-7).

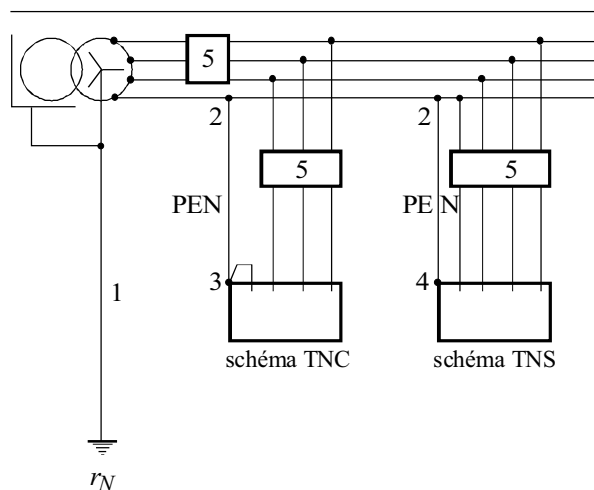
Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

2.5.2.1. Mise en oeuvre du schéma TN

■ dispositions générales

Elles sont énumérées ci-dessous et représentées sur la figure 2-31 :

- relier régulièrement à la terre le conducteur *PE* de protection
- faire cheminer les conducteurs de protection *PE* ou *PEN* à côté des conducteurs de phases sans interposer d'élément ferromagnétique ou utiliser des câbles incorporant les conducteurs de phase et le conducteur de protection
- raccorder le conducteur *PEN* sur la borne "masse" du récepteur
- séparation du conducteur neutre et du conducteur de protection lorsque la section est $\leq 6 \text{ mm}^2$ cuivre ou 10 mm^2 alu ou en présence de canalisations mobiles
- déclenchement au premier défaut d'isolement au moyen des dispositifs de protection classique (disjoncteur ou fusible)
- vérification des conditions de déclenchement des dispositifs de protection. Cette vérification doit être faite à la conception de l'installation par calcul et à la mise en service par des mesures.



Nota : le conducteur *PEN* ne doit être ni coupé, ni comporter d'appareillage. Les appareils de protection sont donc :

- tripolaires lorsque le circuit comporte un conducteur *PEN* (schéma *TNC*)
- tétrapolaires ($3P + N$) lorsque le circuit comporte un conducteur neutre et un conducteur *PE* (schéma *TNS*).

- 1 : mise à terre directe du point neutre
- 2 : conducteur de protection *PE* ou *PEN*
- 3–4 : raccordement des masses au conducteur de protection
- 5 : dispositif de protection contre les défauts entre phases

Figure 2-31 : mise en oeuvre du schéma TN

■ dispositions particulières

□ **dispositif différentiel haute sensibilité** (voir fig. 2-32)

Minimum imposé (NF C 15-100, § 532.2.6)

L'utilisation de dispositifs différentiels résiduels (DDR) à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire dans les cas suivants :

- circuits des socles de prises de courant assigné $\leq 32 \text{ A}$, quel que soit le local
- circuits des prises de courant dans les locaux mouillés quels que soient leurs courants assignés
- circuits des prises de courant dans les installations temporaires
- circuits alimentant les salles d'eau et les piscines
- alimentation des installations de chantiers, des caravanes, des bateaux de plaisance, des installations foraines.

Cette protection peut être individuelle, par circuit ou par groupe de circuits.

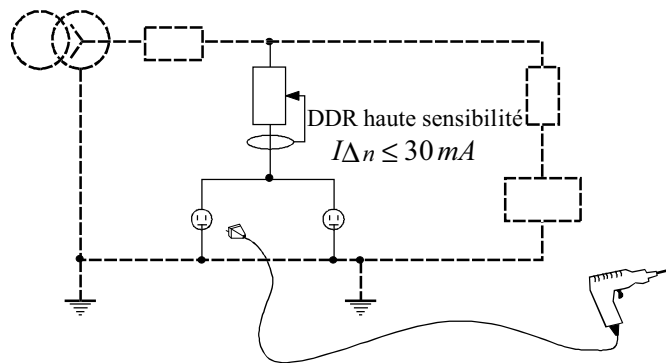


Figure 2-32 : circuit de prises de courant

□ **cas particulier où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée** (voir fig. 2-33)

Protection contre les contacts indirects par dispositifs différentiels résiduels (DDR) en tête de chaque groupe de masses relié à une prise de terre séparée. La sensibilité doit être adaptée à la résistance r_{m2} de la prise de terre $I \Delta n \leq \frac{U_L}{r_{m2}}$

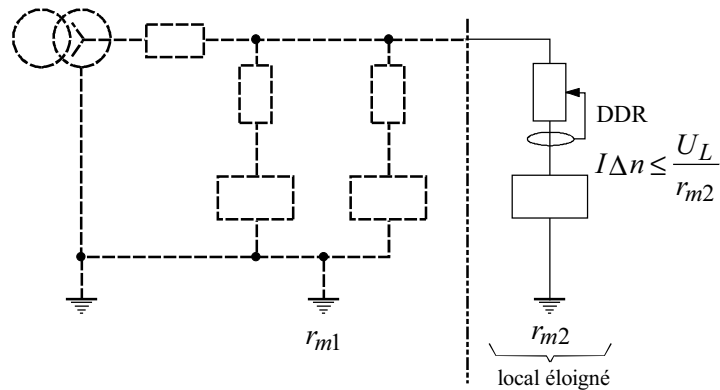


Figure 2-33 : prise de terre séparée

□ **prévention dans les locaux à risques d'incendie** (voir fig. 2-34)

Dans les locaux à risques d'incendie, le schéma $TN - C$ est interdit, le schéma $TN - S$ devient obligatoire ; l'utilisation de dispositifs différentiels résiduels de sensibilité $\leq 500 \text{ mA}$ est obligatoire pour la protection des circuits (cf. NF C 15-100 § 482.2.10).

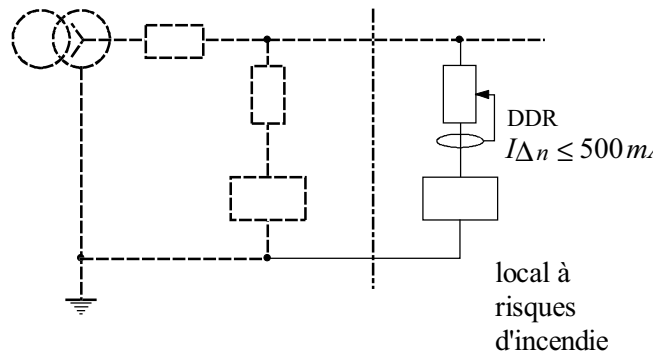


Figure 2-34 : local à risques d'incendie

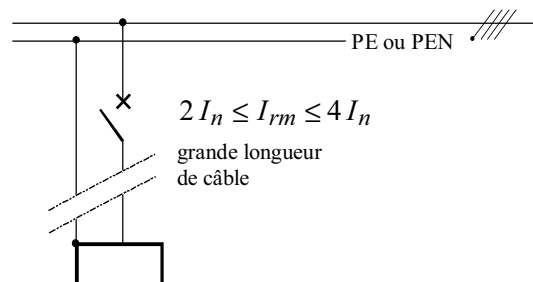
□ cas où l'impédance de boucle est particulièrement élevée

Lorsque le déclenchement des dispositifs de protection contre les surintensités ne peut pas être satisfait, les solutions ci-après peuvent être envisagées.

- **suggestion 1** (voir fig. 2-35)

Installer un appareil à réglage magnétique bas.

Cette solution permet d'assurer la protection des personnes pour un circuit dont l'impédance de la boucle de défaut est élevée. Mais, il faut vérifier que l'appareil ne sera pas sollicité par des courants élevés à la mise sous tension du ou des récepteurs.



I_{rm} : seuil de fonctionnement du magnétique

Figure 2-35 : appareil à magnétique bas

- **suggestion 2** (voir fig. 2-36)

Installer un dispositif à courant différentiel résiduel. 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.

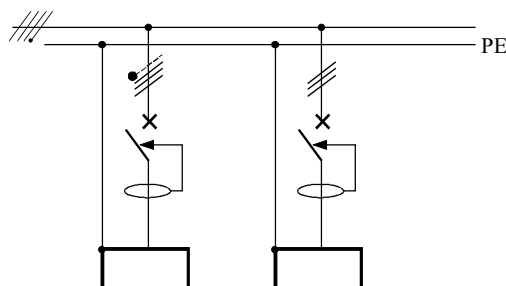


Figure 2-36 : protection différentielle à courant résiduel

- **suggestion 3**

Augmenter la section des conducteurs de protection (*PE* ou *PEN*) ou des phases ou des deux simultanément jusqu'à ce que les impératifs de protection des personnes soient atteints.

- **suggestion 4** (voir fig. 2-37-a)

Réaliser des liaisons équipotentielle supplémentaires contribuant à la réduction des impédances des boucles de défaut. Leur efficacité doit être vérifiée par des mesures (voir Guide C-15-105 - tableau DC de la norme C 15-100).

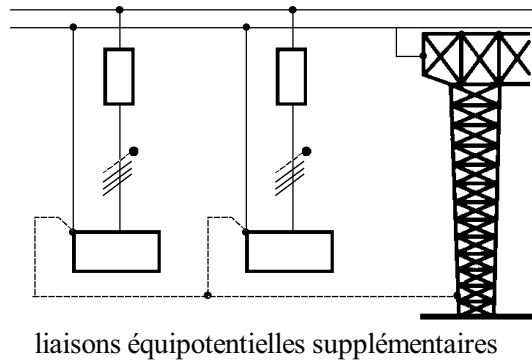


Figure 2-37-a : liaisons équipotentielles supplémentaires

□ **protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre** (voir fig. 2-37-b)

Tolérée seulement pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.

L'utilisation d'un dispositif différentiel résiduel à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire sur le départ concerné.

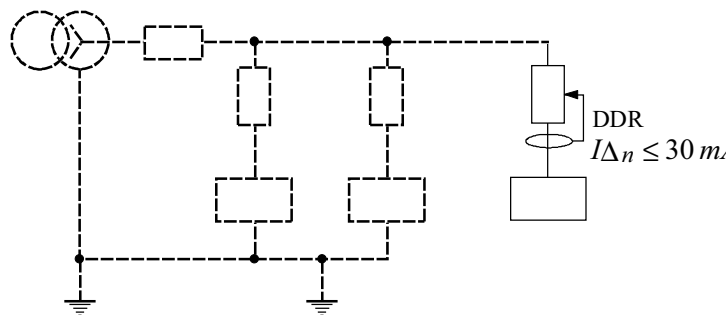
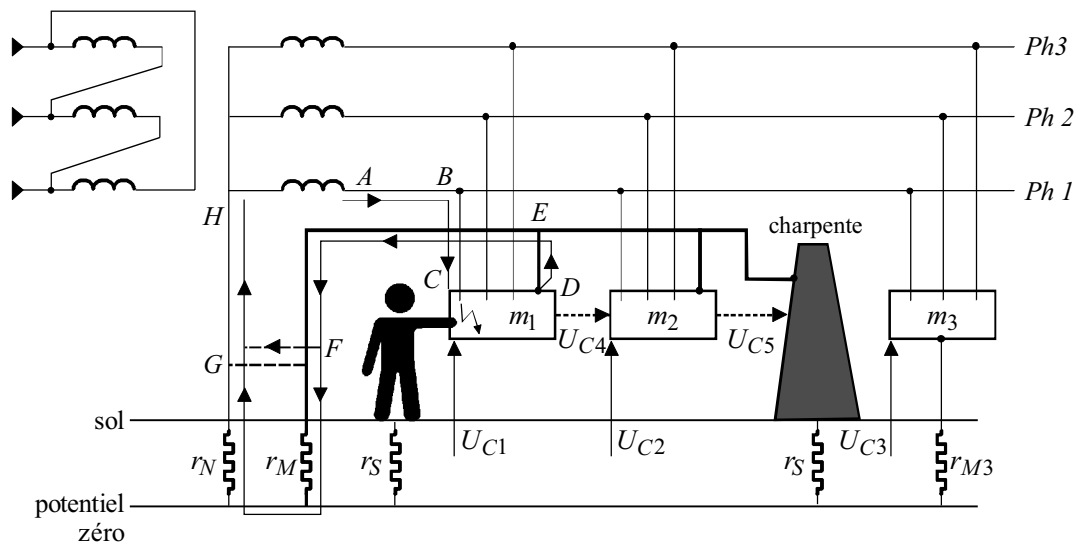


Figure 2-37-b : masse non reliée à la terre

2.5.3. Neutre mis à la terre (schéma TT) (voir fig. 2-38)



- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
- r_M : résistance de la prise de terre des masses
- r_S : résistance du sol
- r_{M3} : résistance de la prise de terre d'une masse éloignée non interconnectée
- I_f : courant de défaut
- U_{C1}, U_{C2}, U_{C3} : tensions de contact en masse et sol
- U_{C4}, U_{C5} : tension de contact entre deux masses simultanément accessibles
- $ABCDEFGH$: boucle de défaut

Figure 2-38 : tension de contact lors du premier défaut d'isolement (schéma TT)

En présence d'un défaut d'isolement, il se développe un courant de défaut I_f qui, si la prise de terre des masses et la prise de terre du neutre ne sont pas interconnectées, est essentiellement limité par les résistances de ces prises de terre :

$$I_f = \frac{V}{r_N + r_M}$$

V étant la tension simple du réseau.

Si $r_N = 10 \Omega$ et $r_M = 15 \Omega$ par exemple, on a :

$$I_f = \frac{230}{25} = 9,2 \text{ A}$$

Les masses interconnectées sont alors portées à un potentiel U_{C1} :

$$U_{C1} = r_M I_f = 15 \times 9,2 = 138 \text{ V}$$

potentiel dangereux imposant la coupure de l'alimentation.

La tension apparaissant entre deux masses voisines m_1 et m_2 est égale à :

$$U_{C4} \cong Z_{DE} I_f$$

Z_{DE} étant l'impédance du tronçon DE ; si ce tronçon est constitué par un câble cuivre de 50 mm^2 et de 50 m de long, on a :

$$Z_{DE} = 22,5 \times 10^{-3} \Omega$$

et $U_{C4} = 22,5 \times 9,2 \times 10^{-3}$, soit $0,21 \text{ V}$, potentiel inoffensif.

Une masse m_3 non interconnectée avec les autres ne subit aucune élévation de potentiel.

Si les prises de terre du neutre et des masses se trouvent reliées de fait par des conducteurs enterrés à fond de fouilles par exemple, le courant de défaut ne se referme plus par la terre, et n'est plus limité en pratique que par l'impédance de la boucle de défaut $ABCDEFGH$.

Sa valeur peut être élevée et les masses portées à un potentiel dangereux. Pour une impédance de boucle Z_B de $100 \text{ m}\Omega$, on a un courant de défaut de $2\,200 \text{ A}$.

Et si $Z_{DF} \cong Z_B / 2$ par exemple, la masse m_1 est portée à un potentiel de 110 volts . Si $Z_{DE} \cong Z_{DF} / 2$, la tension apparaissant entre les masses m_1 et m_2 est égale à 55 volts .

Les tensions de contact apparaissant lors d'un premier défaut d'isolement dans un réseau à neutre mis directement à la terre (schéma TT) sont dangereuses. Le déclenchement au premier défaut est donc obligatoire. Par ailleurs, si la prise de terre du neutre et celles des masses ne sont pas interconnectées, les courants de défaut sont faibles et ne sont pas détectés par les dispositifs de protection contre les défauts entre phases (disjoncteur ou fusible). La coupure doit alors être obtenue par des dispositifs de protection à courant différentiel résiduel (DDR) . Lorsque les prises de terre du neutre et des masses sont interconnectées ou confondues, les courants de défaut sont beaucoup plus élevés.

Cependant comme aucune disposition n'est exigée dans ce régime pour minimiser, calculer, mesurer les impédances des boucles de défaut, rien ne permet d'affirmer que les dispositifs de protection contre les défauts entre phases peuvent fonctionner, l'installation reste du type *TT* et la mise en place de dispositifs à courant différentiel résiduel demeure obligatoire (voir fig. 2-39).

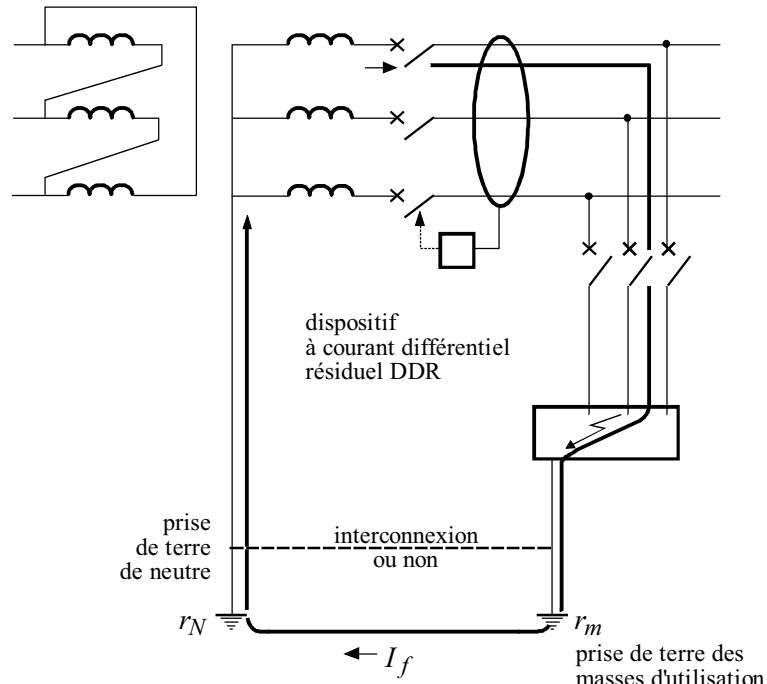


Figure 2-39 : protection par dispositif différentiel (schéma TT)

2.5.3.1. Mise en oeuvre du schéma TT

■ dispositions générales

Les masses sont interconnectées et reliées à la terre soit toutes ensemble soit par groupes, soit individuellement.

La protection contre les contacts indirects est assurée par des DDR dont la sensibilité $I \Delta n$ respecte la condition :

$$I \Delta n \leq \frac{50 V}{r_m} \quad (1)$$

(1) 25 V dans les locaux humides, les installations de chantiers et les établissements agricoles.

Le choix de la sensibilité du DDR, fonction de la résistance de la prise de terre, est donné par le tableau 2-8.

$I \Delta n$	Résistance maximale de la prise de terre	
	$U_L = 50 V$	$U_L = 25 V$
3 A	16 Ω	8 Ω
1 A	50 Ω	25 Ω
500 mA	100 Ω	50 Ω
300 mA	166 Ω	83 Ω
30 mA	1 660 Ω	833 Ω

Tableau 2-8 : 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

■ dispositions particulières

□ dispositions pour assurer la sélectivité

Afin de permettre la sélectivité, la norme C15-100, article 536-3 admet que le fonctionnement du dispositif différentiel placé en tête de l'installation puisse être retardé d'un temps au plus égal à 1 s. On peut ainsi, pour les défauts à la terre aisément réaliser une sélectivité totale sur plusieurs niveaux comme le montre la figure 2-40.

Sélectivité totale à 4 niveaux

Protection :

- en A : DDR retardé
- en B : DDR retardé
- en C : DDR retardé
- en D : DDR instantané

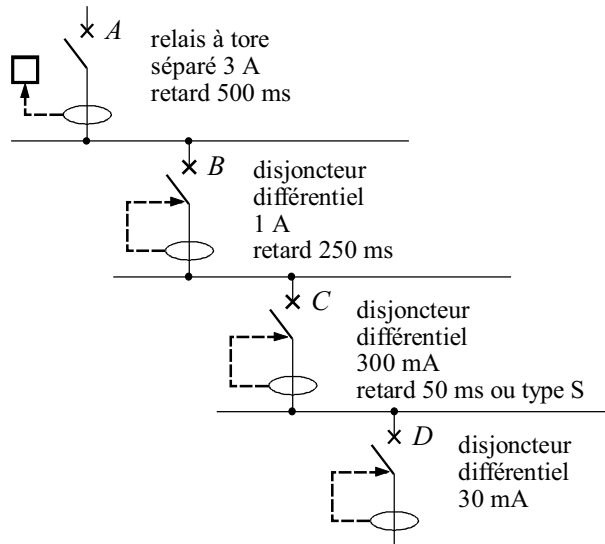


Figure 2-40 : sélectivité totale à 4 niveaux

□ cas où une masse ou un groupe de masses est relié à une prise de terre séparée (voir fig. 2-41)

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_{m2} de la prise de terre.

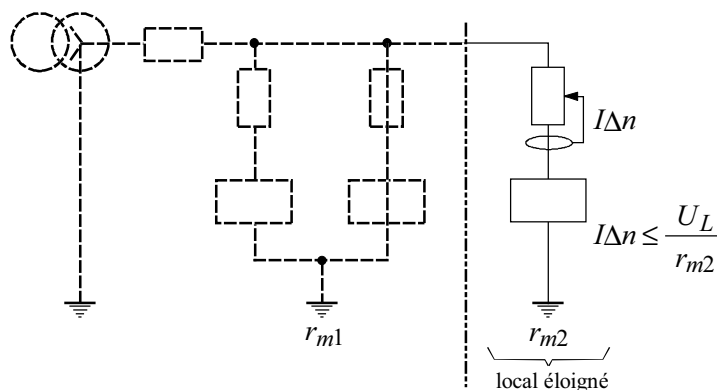


Figure 2-41 : prise de terre séparée

□ **dispositif différentiel haute sensibilité** (voir fig. 2-42)

Minimum imposé (NF C 15-100, § 532.2.6)

L'utilisation de dispositifs différentiels résiduels à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire dans les cas suivants :

- circuits des socles de prises de courant assigné $\leq 32 \text{ A}$, quel que soit le local
 - circuits de socles de prises de courant dans les locaux mouillés quel que soit leur courant assigné dans les conditions indiquées ci-dessus
 - circuits de socles de prises de courant dans les installations temporaires
 - circuits alimentant les salles d'eau et les piscines
 - alimentation des installations de chantiers, des caravanes, des bateaux de plaisance, des installations foraines.
- Cette protection peut être individuelle, par circuit ou par un groupe de circuits.

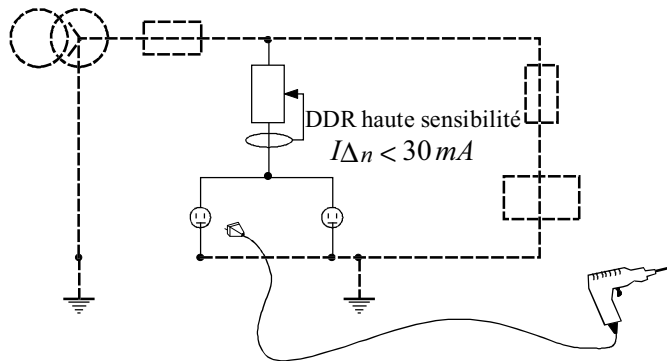


Figure 2-42 : circuit de prises de courant

□ **prévention dans les locaux à risques d'incendie** (voir fig. 2-43)

Protection différentielle à courant résiduel obligatoire de sensibilité $\leq 500 \text{ mA}$ pour la protection des circuits (cf. NF C 15-100 § 482.2.10).

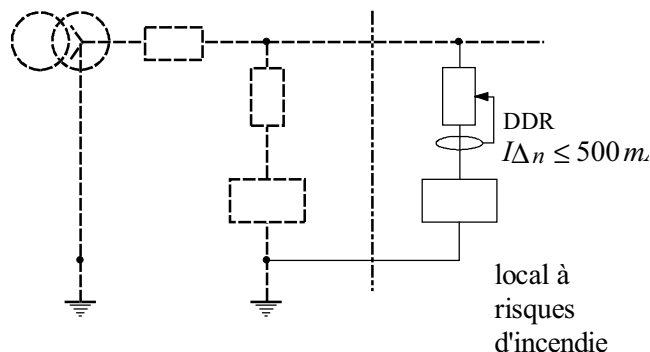


Figure 2-43 : local à risques d'incendie

□ **protection lorsqu'une masse n'est pas reliée à la terre** (voir fig. 2-44)

Tolérée seulement pour des locaux ou emplacements secs lorsque la réalisation d'une prise de terre n'est pas possible.

L'utilisation d'un dispositif différentiel résiduel à haute sensibilité ($\leq 30 \text{ mA}$) est obligatoire sur le départ concerné.

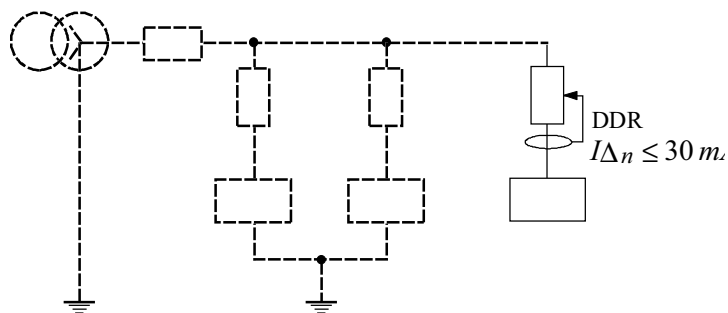


Figure 2-44 : masse non reliée à la terre

2.6. Particularités des dispositifs différentiels résiduels

2.6.1. Description, principe général

Le principe de fonctionnement d'un dispositif différentiel résiduel est représenté sur la figure 2-45.

Un bobinage, enroulé sur un circuit magnétique disposé autour des conducteurs du circuit à protéger réalise la somme des courants parcourant ce circuit. En situation normale, cette somme et le courant i_3 sont nuls. A l'apparition d'un défaut d'isolement, il se développe un courant différentiel I_d qui se referme par l'extérieur (conducteur de protection, prises de terre, etc...) et un courant i_3 qui provoque le fonctionnement du dispositif.

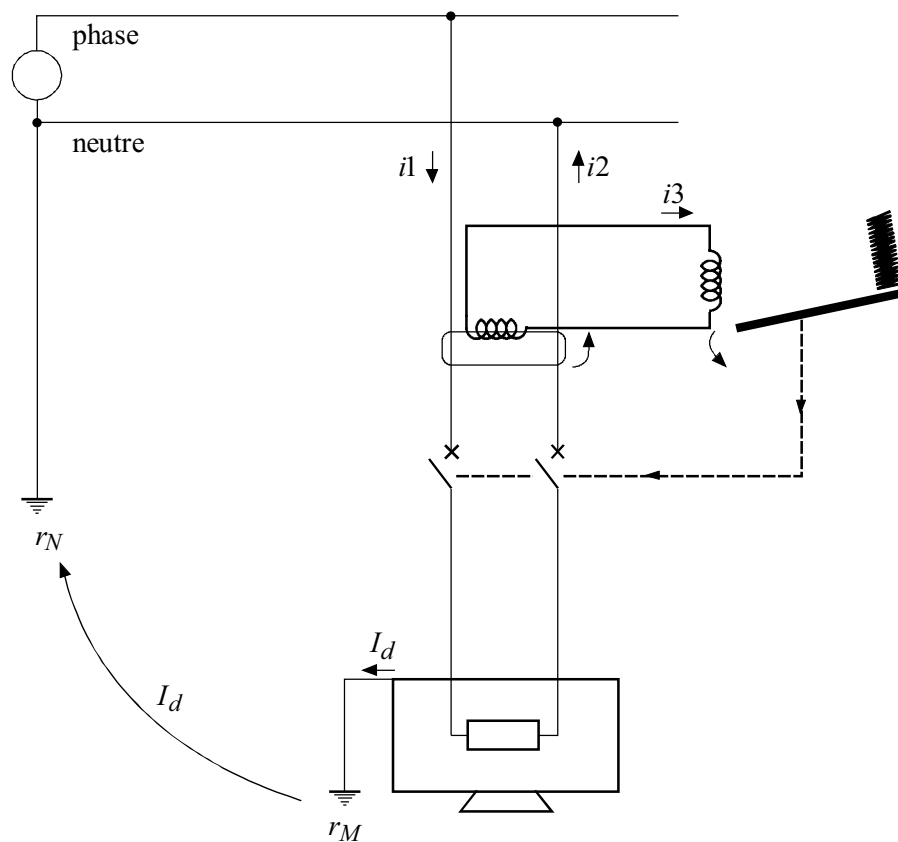


Figure 2-45 : illustration du principe des dispositifs différentiels résiduels

2.6.2. Particularités de mise en oeuvre des *DDR*

Divers phénomènes peuvent perturber le fonctionnement des dispositifs différentiels résiduels et ainsi provoquer des déclenchements intempestifs. Ces phénomènes sont exposés ci-dessous.

2.6.2.1. Courants de fuite permanents

Toute installation électrique *BT* possède un courant de fuite à la terre, dû, pour une part importante, à la capacité phase-terre des conducteurs. Il est d'autant plus élevé que le réseau est étendu. Il est majoré par les capacités incorporées aux filtres de certains récepteurs électroniques (bureautique, informatique, etc...). Le courant de fuite permanent peut être évalué sur la base suivante :

- canalisations mono ou triphasées : 1,5 mA/100 m
- filtres mono ou triphasés : de l'ordre de 3 mA/récepteur
- planchers chauffants : 1 mA/kW.

Ces courants peuvent provoquer le fonctionnement intempestif des dispositifs différentiels résiduels ayant un haut niveau de sensibilité.

2.6.2.2. Courants de fuite transitoires

La mise sous tension des capacités mentionnées précédemment génère des courants d'appel transitoires très courts qui peuvent être modélisés par une onde oscillatoire de courant $0,5 \mu\text{s} / 100 \text{ kHz}$ (voir fig. 2-46). Des amplitudes supérieures à 10 A avec un front de montée de l'ordre de $1 \mu\text{s}$ ont pu être constatées à la mise sous tension.

L'apparition d'un premier défaut d'isolement est à l'origine de courants transitoires qui correspondent au changement brutal de la tension appliquée aux capacités de l'installation. On assiste à la décharge de la capacité de la phase en défaut et à la charge des capacités des phases saines.

Ces courants, par nature déséquilibrés, peuvent entraîner le fonctionnement intempestif de dispositifs différentiels résiduels.

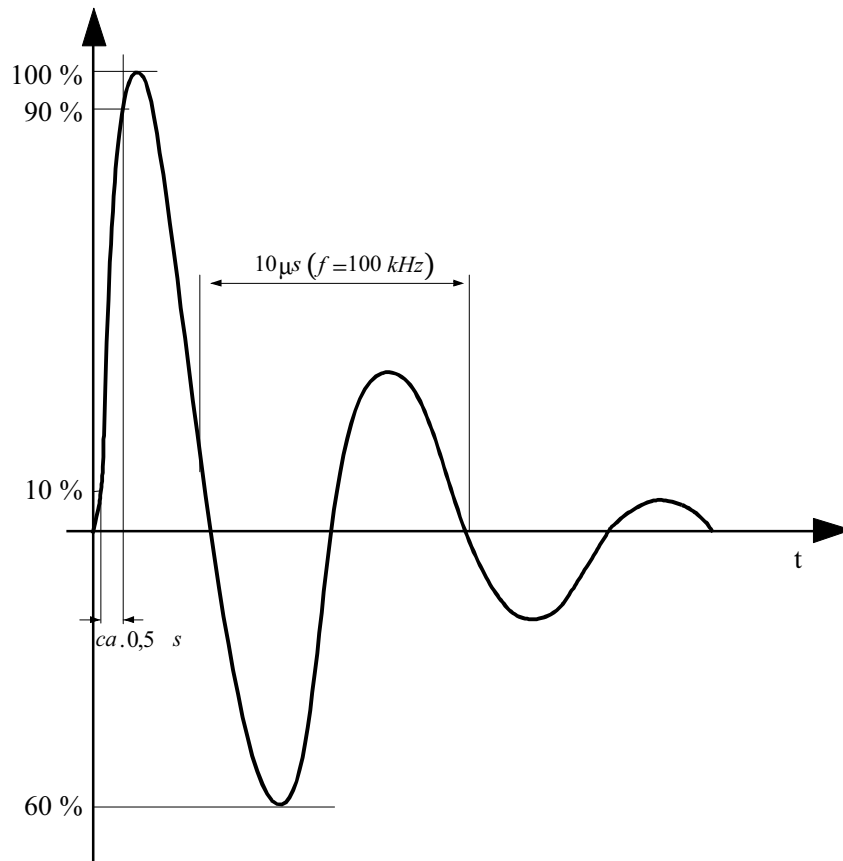


Figure 2-46 : onde de courant normalisée $0,5 \mu\text{s}/100 \text{ kHz}$

2.6.2.3. Influence des surtensions

Les réseaux électriques sont le siège de surtensions d'origine atmosphériques ou dues au fonctionnement des dispositifs de protection (coupures de charges inductives par exemple).

Leur observation a établi que leur niveau, en basse tension, demeure en général inférieur à 6 kV et qu'elles peuvent être représentées par l'onde conventionnelle 1,2 / 50 μ s (voir fig. 2-47).

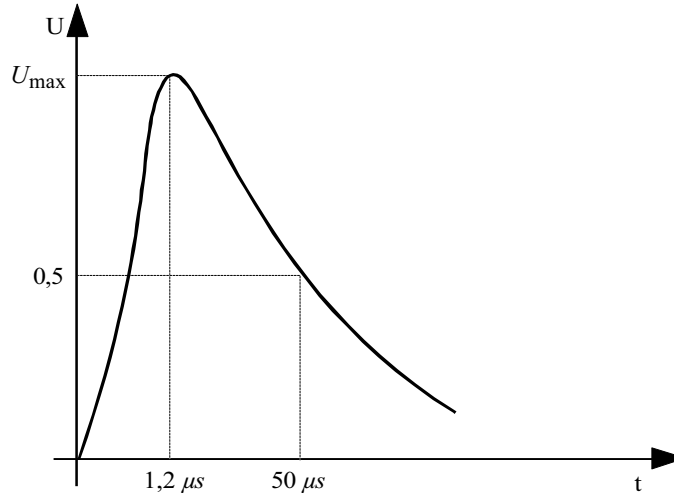


Figure 2-47 : surtension normalisé 1,2/50 μ s

Ces surtensions sont à l'origine de courants représentés par l'onde conventionnelle 8 / 20 μ s de valeur crête de plusieurs dizaines d'ampères (voir fig. 2-48).

Ils s'écoulent à la terre par les capacités de l'installation, les parafoudres ou par claquage des points faibles de l'installation et peuvent provoquer le fonctionnement des dispositifs différentiels.

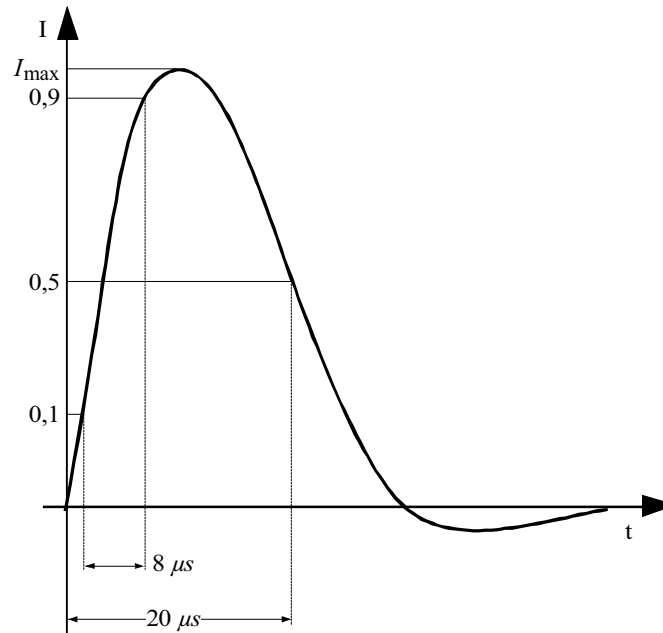


Figure 2-48 : onde de courant normalisée 8/20 μ s

2.6.2.4. Remèdes

Les fuites capacitives et courants transitoires mentionnés ci-dessus ainsi que les commutations (bobines de contacteurs, relais, etc...), les décharges électrostatiques et les ondes électromagnétiques rayonnées, génèrent des courants différentiels qui peuvent provoquer le fonctionnement des dispositifs résiduels sensibles.

Il est nécessaire que ceux-ci aient un niveau d'immunité suffisant à cet égard (voir fig. 2-49).

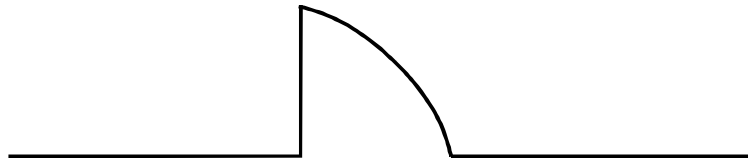


Figure 2-49 : sigle d'immunité aux déclenchements indésirables normalisé (NF C 62-411)

Tout *DDR* installé doit avoir un niveau d'immunité minimal, le symbole de la NF C 62-411 représenté par la figure 2-49 garanti un comportement correcte du dispositif en présence des perturbations définies par le tableau 2-9.

Les courants de fuite permanents, en aval d'un *DDR*, doivent faire l'objet d'une évaluation, en particulier dans le cas de réseaux étendus, en présence de matériels avec filtres ou en schéma *IT*.

La NF C 15-100 recommande que le niveau de ces courants de fuite, en aval d'un *DDR*, ne dépasse pas $0,5 I \Delta n$.

En pratique, la limitation du courant de fuite permanent à $0,25 I \Delta n$, par subdivision des circuits, élimine, en pratique, l'influence de tous les courants transitoires correspondants.

Perturbation	Type d'essai	Tenue requise
Surtension	onde de tension 1,2 / 50 μs	6 kV
Courant transitoire	onde de courant 0,5 μs / 100 kHz onde de courant 8 / 20 μs	200 A 200 A 60 A pour les 10 mA 5 kA pour les types S ou à retard intentionnel
Commutation	transitoires rapides en rafales CEI 801-4	4 kV
Décharges électro-statiques	décharges électrostatiques CEI 801-2	8 kV
Ondes radioélectriques	champs électromagnétiques rayonnés CEI 801-3	3 V/m

Tableau 2-9 : niveaux de tenue aux tests de compatibilité électromagnétique requis pour les DDR

2.6.2.5 Composantes continues

L'alimentation de puissance de certains appareils comportent des dispositifs redresseurs (diodes, thyristors, triacs, etc...).

En cas de défaut d'isolement en aval de ces dispositifs, le courant de fuite à la terre, mesuré en amont de ces équipements, comporte, dans certains cas, une composante continue, qui peut provoquer la saturation du circuit magnétique des DDR et perturber leur fonctionnement. Il convient dans ce cas d'employer des DDR adaptés à la situation.

Pour résoudre ce problème, la Commission Electronique Internationale (CEI) a classé les dispositifs différentiels en trois types selon leur aptitude à fonctionner lorsque le courant de défaut présente une composante continue :

- DDR classe AC : différentiel sensible à un courant résiduel alternatif pur
- DDR classe A : différentiel sensible à un courant résiduel pulsé
- DDR classe B : différentiel sensible à un courant résiduel continu pur.

2.6.2.6. Recommandations d'installation des *DDR* à tore séparé

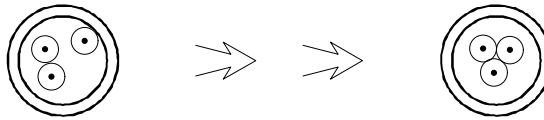
Le capteur étant un tore magnétique, un courant d'appel important tel que le courant de démarrage d'un moteur peut le saturer localement et être à l'origine de déclenchements indésirables.

L'installation sans précaution particulière, d'un dispositif à tore séparé, ne permet pas un réglage de $I \Delta n$ inférieur au 1/1 000^e du courant max. phase :

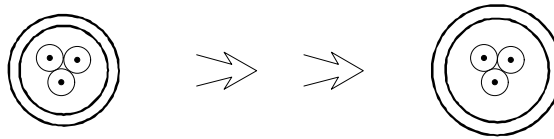
$$I \Delta n \geq \frac{I_{phase \text{ max.}}}{1\,000}, \frac{I \Delta n}{I_{phase \text{ max.}}} \geq \frac{1}{1\,000}$$

Cette limite peut être sensiblement abaissée en prenant les mesures ci-dessous, illustrées par la fig. 2-50-a et décrite dans le tableau 2-10 :

- centrer les câbles dans le tore



- prendre 1 tore plus grand que nécessaire



- mettre un manchon magnétique pour canaliser le flux

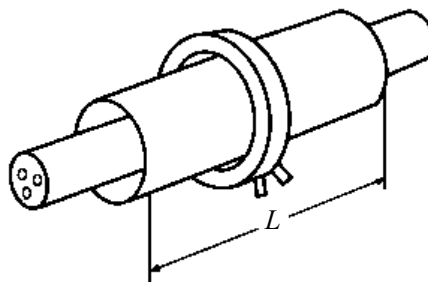


Figure 2-50-a : moyens pour améliorer les performances d'un *DDR* utilisé avec tore séparé

Mesures		Gain	
Centrage soigné des câbles dans le tore		3	
Surdimensionnement du tore	$\phi 50^{(1)} \rightarrow \phi 100^{(2)}$	2	
	$\phi 80 \rightarrow \phi 200$	2	
	$\phi 120 \rightarrow \phi 200$	6	
Utilisation d'un manchon en acier ou fer doux	$\phi 50$	4	
	. d'épaisseur 0,5 mm	$\phi 80$	3
	. de longueur équivalente au diamètre du tore	$\phi 120$	3
	. entourant complètement le câble avec recouvrement des extrémités	$\phi 200$	2
(1) diamètre suffisant pour le câble considéré			
(2) diamètre utilisé			

Tableau 2-10 : moyens pour diminuer le rapport $I_{\Delta n} / I_{phase\ max.}$

2.6.2.7. Recommandations d'emploi des dispositifs différentiels résiduels (DDR) à haute sensibilité

■ déséquilibre des courants capacitifs (voir fig. 2-50-b)

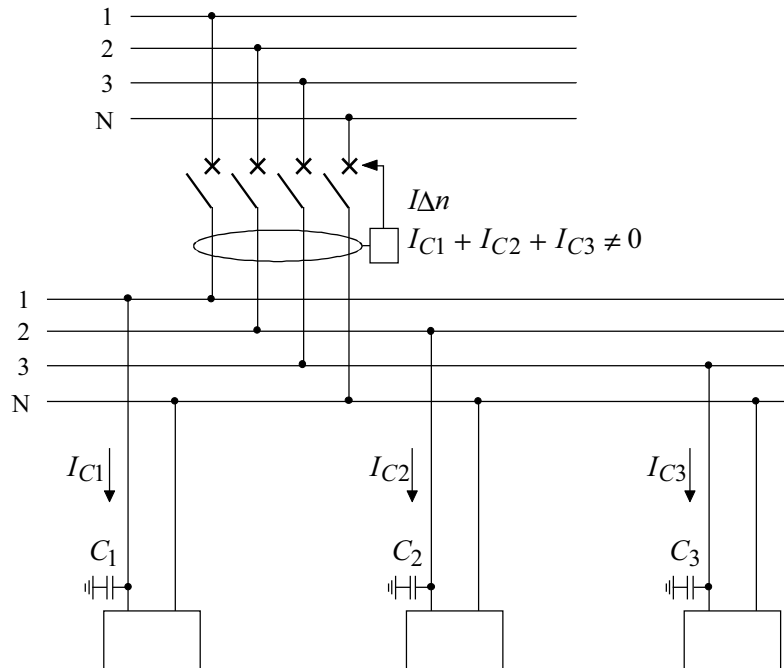
Les charges et les canalisations monophasées entraînent naturellement des déséquilibres des courants capacitifs qui peuvent provoquer le fonctionnement des dispositifs différentiels à haute sensibilité ($I_{\Delta n} \leq 30 \text{ mA}$).

On remédie au problème en subdivisant les circuits placés en aval d'un DDR haute sensibilité de manière à réduire le déséquilibre et ainsi éviter les déclenchements intempestifs.

On retiendra que le déséquilibre des courants capacitifs des circuits placés en aval d'un DDR ne doit pas dépasser la moitié du courant de réglage du DDR.

Par exemple :

$$I_{\text{déséquilibre}} \leq 15 \text{ mA pour } I_{\Delta n} = 30 \text{ mA}$$



$$C_1 \neq C_2 \neq C_3$$

$$I_{C1} \neq I_{C2} \neq I_{C3}$$

$$I_r = I_{C1} + I_{C2} + I_{C3} \neq 0$$

$$I_r \leq \frac{I_{\Delta n}}{2}$$

Figure 2-50-b : déséquilibre des courants capacitifs

■ **déclenchement par sympathie** (voir fig. 2-50-c et 2-50-d)

Lors d'un défaut d'isolement le courant capacitif se répartit dans les départs sains et peut ainsi provoquer le déclenchement des dispositifs différentiels installés sur ces départs.

La solution consiste à limiter la longueur des canalisations et le nombre de récepteurs placés en aval d'un dispositif différentiel haute sensibilité.

On retiendra que le courant capacitif d'un départ ne doit pas dépasser le quart du seuil de réglage du DDR qui assure sa protection.

$$I_C \leq \frac{I\Delta n}{4}, \quad \text{d'où} \quad I\Delta n \geq 4 I_C$$

Cette règle permet de tenir compte des courants capacitifs transitoires se développant lors de la mise sous tension des récepteurs et lors d'un défaut d'isolement, elle permet également de résoudre le problème posé par les déséquilibres des courants capacitifs.

Les valeurs des courants capacitifs se refermant par un départ sain peuvent être évaluées au moyen des expressions suivantes :

- schéma *IT* triphasé sans neutre $I_C = 3 C \omega V$
- schéma *IT* triphasé + neutre $I_C = 4 C \omega V$
- schéma *IT* monophasé $I_C = 2,5 C \omega V \text{ maxi}$
- schéma *TT* triphasé sans neutre $I_C = 3 C \omega V$
- schéma *TT* triphasé + neutre $I_C = 4 C \omega V \text{ maxi}$
- schéma *TT* monophasé $I_C = C \omega V \text{ maxi}$
- schéma *TN* triphasé sans neutre $I_C \cong C \omega V$
- schéma *TN* triphasé + neutre $I_C = C \omega V$
- schéma *TN* monophasé $I_C = C \omega V$

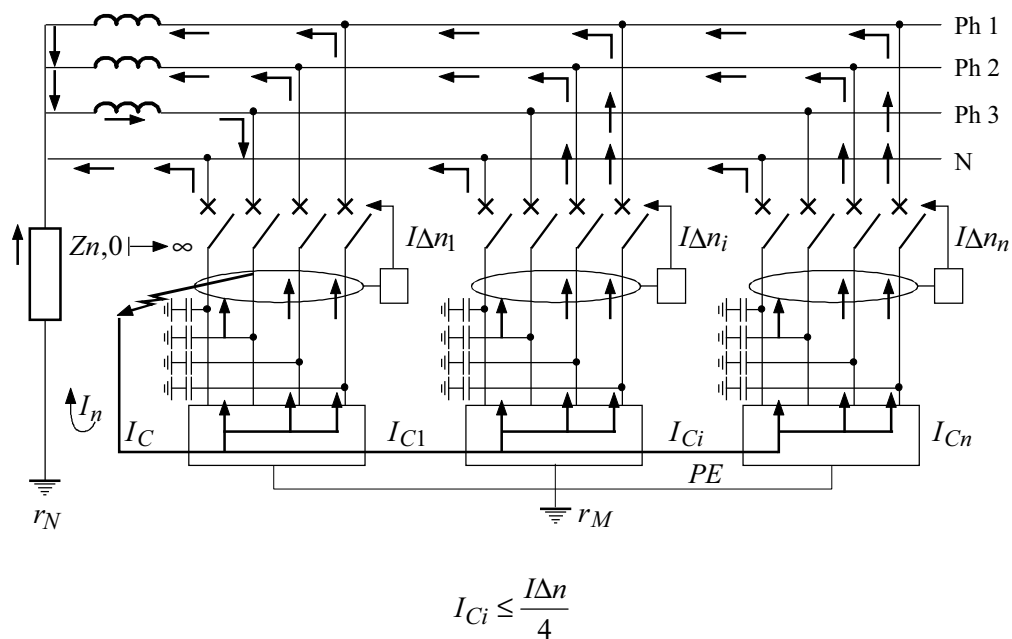


Figure 2-50-c : réseau triphasé - déclenchement par sympathie

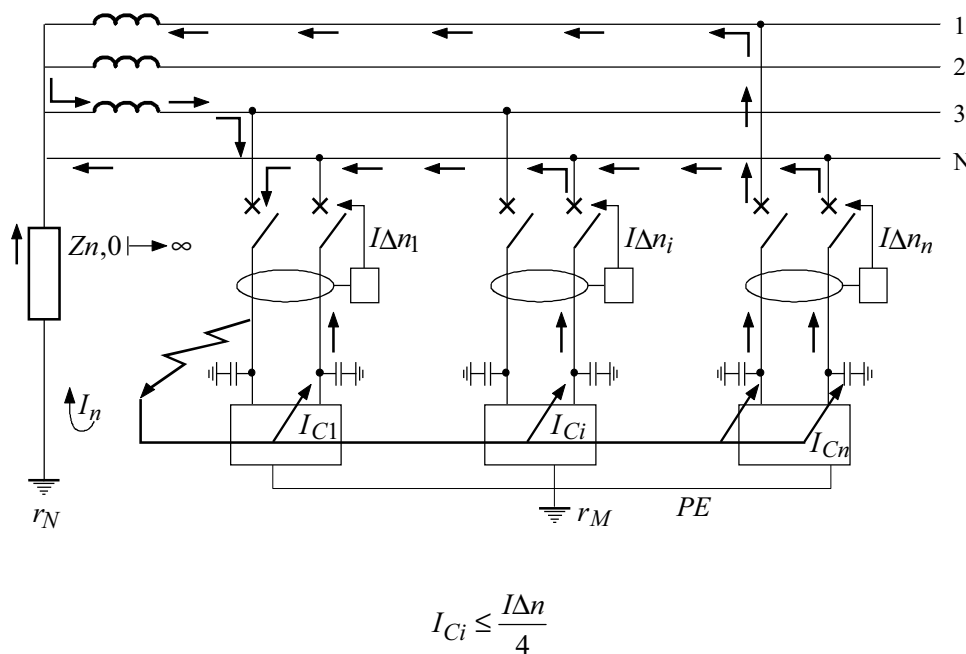


Figure 2-50-d : réseau monophasé - déclenchement par sympathie

2.7. Dimensionnement protection et coupure du conducteur neutre

2.7.1. Dimensionnement du conducteur neutre (NFC 15-100)

2.7.1.1. Schémas *TT*, *TN-S*

■ circuits monophasés ou triphasés de section $\leq 16 \text{ mm}^2$ cuivre ou 25 mm^2 aluminium

La section du neutre doit être égale à celle des conducteurs de phase.

■ circuits triphasés de section $> 16 \text{ mm}^2$ cuivre ou 25 mm^2 aluminium

La section du neutre peut être choisie :

- égale à celle des conducteurs de phase ou
- inférieure à condition que :
 - . le courant susceptible de parcourir le conducteur neutre en service normal soit inférieur à son courant admissible (l'influence des harmoniques 3 et multiple de 3 doit, en particulier, être prise en compte, dans ce cas la section du neutre peut être supérieure à celle des phases, voir § 6.2. - harmoniques)
 - . la puissance transportée par le circuit soit principalement absorbée par des appareils alimentés entre phases (puissance monophasée $< 10 \%$ de la puissance totale transportée)
 - . le conducteur neutre soit protégé contre les surintensités.

2.7.1.2. Schéma *TN-C*

Les mêmes conditions que ci-dessus s'appliquent en théorie, mais leur intérêt s'amointrit puisqu'il est interdit d'insérer tout dispositif de protection dans le neutre devenu prioritairement un conducteur de protection.

2.7.1.3. Schéma *IT*

Il est, en général, déconseillé de distribuer le neutre.

Lorsqu'il est nécessaire de distribuer, les conditions décrites ci-dessus pour les schémas *TT* et *TNS* sont applicables.

2.7.2. Sectionnement

Les dispositions retenues par la norme C15-100 sont les suivantes :

- tout circuit doit pouvoir être sectionné sur chacun de ces conducteurs actifs (NFC 15-100 § 461 et 462)
- le conducteur *PEN* ne doit jamais être coupé, ni sectionné (NFC 15-100 § 461 et 462)
- le neutre étant un conducteur actif au même titre que les conducteurs de phase l'application de ces dispositions conduit aux règles suivantes :
 - . dans le schéma *TNC* le *PEN* ne doit être ni coupé, ni sectionné
 - . dans les schémas *TNS*, *TT* et *IT* le neutre doit pouvoir être sectionné et coupé.

2.7.3. Protection du conducteur neutre

- **installations dont le point neutre est relié directement à la terre**
(schémas *TT* ou *TN* - norme NFC 15-100 § 473.3.2.1)

Lorsque la section du conducteur neutre est au moins égale à celle des conducteurs de phase, il n'est pas nécessaire de prévoir une détection de surintensité sur le conducteur neutre.

Lorsque la section du conducteur neutre est inférieure à celle des conducteurs de phase, il est nécessaire de prévoir une détection de surintensité sur le conducteur neutre, appropriée à la section de ce conducteur.

Toutefois, dans ce cas il est admis de ne pas prévoir de détection de surintensité sur le conducteur neutre si les deux conditions suivantes sont simultanément remplies :

- le conducteur neutre est protégé contre les courts-circuits par le dispositif de protection des conducteurs de phase du circuit
- le courant maximal susceptible de parcourir le conducteur neutre est en service normal nettement inférieur à la valeur du courant admissible dans ce conducteur.

■ **installations dont le point neutre n'est pas relié directement à la terre**
(schéma *IT* - norme NFC 15-100 § 473.3.2.2)

Lorsqu'il est nécessaire de distribuer le conducteur neutre, il y a lieu de prévoir une détection de surintensité sur le conducteur neutre de tout circuit, détection qui doit entraîner la coupure de tous les conducteurs actifs du circuit correspondant, y compris le conducteur neutre.

Cette disposition n'est pas nécessaire si :

- le conducteur neutre considéré est effectivement protégé contre les courts-circuits par un dispositif de protection placé en amont, par exemple à l'origine de l'installation, conformément aux règles énoncées à l'article 434.3.2. de la norme C15-100
- ou si le circuit considéré est protégé par un dispositif de protection à courant différentiel-résiduel dont le courant différentiel-résiduel assigné est au plus égal à 0,15 fois le courant admissible dans le conducteur neutre correspondant : ce dispositif doit couper tous les conducteurs actifs du circuit correspondant, y compris le conducteur neutre.

■ **coupure du conducteur neutre** (NFC 15-100 § 473.3.3)

Lorsque la coupure du conducteur neutre est prescrite, la coupure et la fermeture de ce conducteur doivent être telles qu'il ne soit jamais coupé avant les conducteurs de phase et qu'il soit fermé en même temps ou avant les conducteurs de phase.

2.8. Protection et coupure des conducteurs de phase

2.8.1. Coupure des conducteurs de phase

En vertu des articles 461 et 462 de la norme C15-100, chaque conducteur de phase doit pouvoir être coupé et sectionné.

2.8.2. Protection des conducteurs de phase (norme NFC 15-100 § 473.3.1)

La détection de surintensité doit être prévue sur tous les conducteurs de phase, elle doit provoquer la coupure du conducteur dans lequel la surintensité est détectée, mais ne provoque pas nécessairement la coupure des autres conducteurs actifs.

Toutefois, dans les schémas *TT* et *TN*, sur les circuits alimentés entre phases et dans lesquels le conducteur neutre n'est pas distribué, la détection de surintensité peut ne pas être prévue sur l'un des conducteurs de phase, sous réserve que les conditions suivantes soient simultanément remplies :

- il existe, en amont ou au même niveau, une protection différentielle devant provoquer la coupure de tous les conducteurs de phase
- il ne doit pas être distribué de conducteur neutre à partir d'un point neutre artificiel sur les circuits situés en aval du dispositif de protection différentielle visé ci-dessus.

2.9 Influence sur l'appareillage des règles de coupure et protection du conducteur neutre et des conducteurs de phase.

L'application aux disjoncteurs de l'ensemble des règles énoncées précédemment est synthétisée dans le tableau 2-11.

		Schéma des liaisons à la terre			
		<i>TT</i>	<i>TN - C</i>	<i>TN - S</i>	<i>IT</i>
Rappel : protection contre les contacts indirects		Par DDR	assurée par disjoncteur ou fusible	assurée par disjoncteur ou fusibles	par disjoncteur ou fusibles
Circuit à protéger					
monophasé	$P - N$				
biphasé	$2 P$				
triphasé	$3 P$				
tétraphasé	$3 P - N$ $S_n = S_{ph}$				
tétraphasé	$3 P - N$ $S_n < S_{ph}$				

Tableau 2-11 : règles de coupure et de choix de l'appareillage

: ce symbole matérialise les déclencheurs sur court-circuit et sur surcharge des disjoncteurs.

- (A) NF C 15-100 §473.3.1.2 : autorisé en schéma TT et TN en présence d'un DDR à l'origine du circuit ou en amont et si aucun neutre artificiel n'est distribué en son aval.
- (B) NF C 15-100 §473.3.2.1.c : autorisé en schéma TT et TN si le conducteur neutre est protégé contre les courts-circuits par dispositifs de protection contre les défauts entre phases et si le courant de service normal est inférieur notablement au courant admissible dans ce conducteur.
- (C) NF C 15-100 §473.3.2.2 : autorisé en schéma IT dans certaines conditions : si le circuit fait partie d'un ensemble de départs terminaux homogène dont les calibres extrêmes ne dépassent pas le rapport 2 et à condition qu'en amont de ces départs soit installé un DDR de sensibilité inférieure ou égale à 15% du calibre du plus petit départ.

2.10 Interaction entre haute tension et basse tension (voir fig.2-50-e)

Tout défaut d'isolement se produisant sur la partie haute tension d'un poste haute tension – basse tension a des répercussions sur le réseau basse tension qu'il alimente ; on assiste en particulier au développement de surtensions et à des élévations du potentiel des masses qui peuvent entraîner des claquages de matériels et être dangereuses pour les personnes, si les dispositions pour limiter leurs risques ne sont pas prises à la conception de l'installation.

La description de ces phénomènes et les dispositions à prendre pour s'en protéger, sont décrites au chapitre 5.3.2.1.-surtensions. Leur développement dépend de la configuration des prises de terre du neutre et des masses ainsi que du mode de liaison à la terre des masses du poste et de l'installation. Pour leurs études, les normes NFC 15-100 et CEI 364 ont retenu les sept schémas regroupés dans le tableau 2-12, leur comportement lors d'un défaut d'isolement sur la partie haute tension du poste est analysé au chapitre 5.3.2.1.-surtensions.

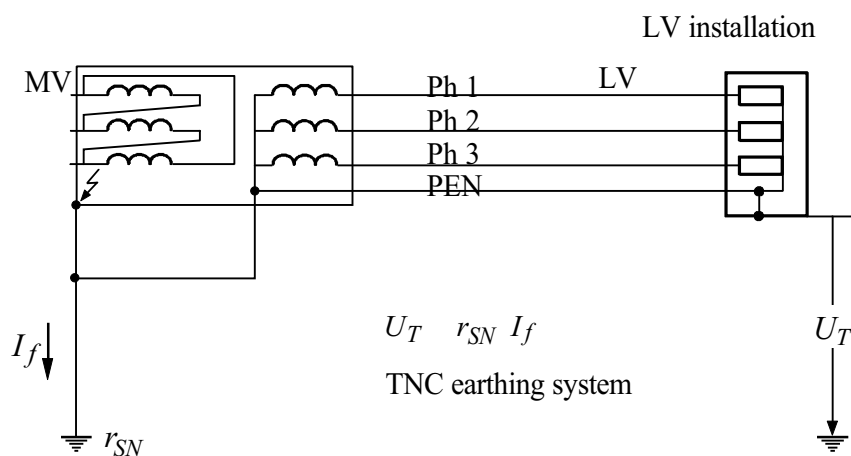


Figure 2-50-e : exemple d'élévation du potentiel des masses BT pour un défaut sur la partie haute tension du poste.

Schéma TNR

- le neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre
- les masses de l'installation BT sont reliées au conducteur neutre
- les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre.

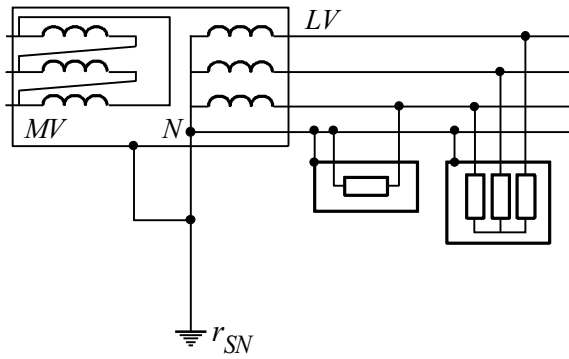


Schéma TNS

- le neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre
- les masses de l'installation BT sont reliées au conducteur neutre
- les masses du poste sont reliées à une prise de terre séparée de la prise de terre du neutre.

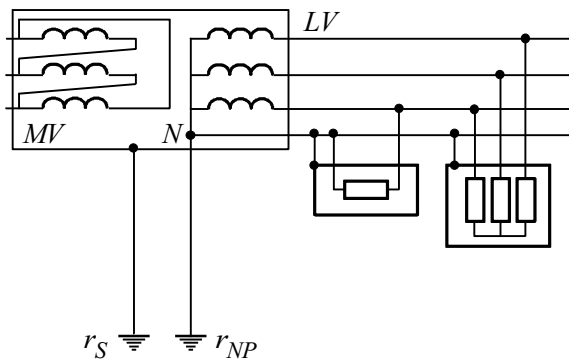


Schéma TTN

- le point neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre
- les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à une prise de terre séparé de celle du neutre
- les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre.

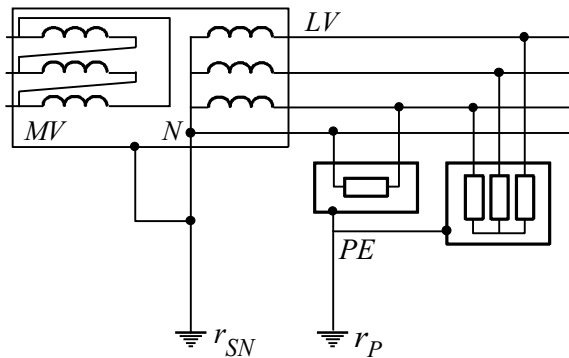
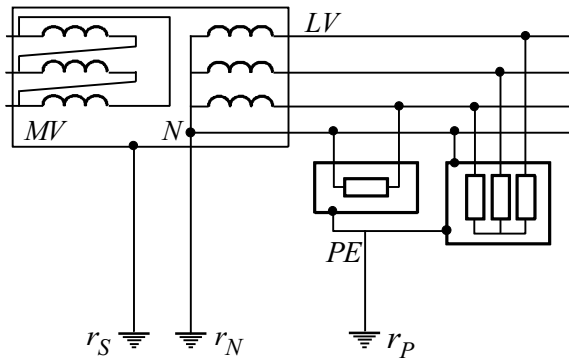


Schéma TTS

- le point neutre du transformateur HT/BT est mis directement à la terre
- les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à une prise de terre séparée de celle du neutre
- les masse du poste sont reliées à une prise de terre séparée de celle du neutre et celle des masses de l'installation.



<p>Schéma ITR</p> <ul style="list-style-type: none"> - le neutre du transformateur HT/BT est isolé ou relié à la terre par une impédance - les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à la prise de terre du neutre - les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre. 	
<p>Schéma ITN</p> <ul style="list-style-type: none"> - Le point neutre du transformateur HT/BT est isolé ou relié à la terre par une impédance - Les masses de l'installation BT sont interconnectées et reliées à une prise de terre séparée de celle du neutre - les masses du poste sont reliées à la prise de terre du neutre. 	
<p>Schéma ITS</p> <ul style="list-style-type: none"> - le point neutre du transformateur HT/BT est isolé ou relié à la terre par une impédance - les prises de terre du poste, du neutre et des masses de l'installation sont séparées. 	

Tableau 2-12 : interactions entre haute et basse tension

2.11 Comparaison des différents régimes du neutre basse tension-choix

2.11.1 Comparaison des différents régimes du neutre

2.11.1.2 Schéma TT

- C'est la solution la plus simple à mettre en œuvre. En France, il est utilisable pour les installations alimentées directement par le réseau de distribution publique basse tension.
- Il ne nécessite pas de surveillance particulière, seul un contrôle périodique des dispositifs différentiels peut être nécessaire
- La protection est assurée par des dispositifs différentiels résiduels (*DDR*) qui permettent en plus la prévention des risques d'incendie lorsque leur sensibilité est $\leq 500\text{Ma}$
- Chaque défaut d'isolement entraîne une coupure. Cette coupure peut-être limitée au seul circuit en défaut par la mise en place d'une sélectivité approprié
- Les récepteurs ou parties d'installation, qui génèrent des courants de fuite importants, doivent être équipés de *DDR* appropriés afin d'éviter les déclenchements intempestifs.

2.11.1.2 Schéma TN

- En France, il est utilisable uniquement dans les installations alimentés par un transformateurs HT/BT ou BT/BT privé
- Il nécessite la mise à la terre régulière du conducteur de protection
- Il impose la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases pour un défaut d'isolement
- Il nécessite que toute modification ou extension soit réalisée par du personnel compétent maîtrisant des règles de mise en œuvre
- Il peut entraîner, lors d'un défaut d'isolement, une détérioration importante des bobinages des machines tournantes et des matériels sensibles
- Il peut présenter, dans les locaux à risque d'incendie, un danger élevé du fait de l'importance des courants de défaut.

Le schéma *TN – C*:

- Il peut faire apparaître une économie à l'installation par la suppression d'un pôle et d'un conducteur
- Il implique l'utilisation de canalisations fixes et rigides (NF C 15-100§413.1.3.2)
- Il est interdit dans les locaux présentant un risque d'incendie
- Il génère, lors des défauts d'isolement, un niveau important de perturbations électromagnétiques qui peuvent endommager les équipements électroniques sensibles ou perturber leur fonctionnement
- Les courants de déséquilibre, les harmoniques 3 et multiples de 3 circulent dans le conducteur de protection *PEN* et peuvent être la cause de perturbations multiples.

Le schéma *TN – S*

- Il s'emploie même en présence de conducteurs souples ou de canalisation de faible section
- Il permet par la séparation du neutre et du conducteur de protection, de maintenir une bonne équipotentialité des masses et de réduire le niveau de perturbations électromagnétiques. Il est ainsi recommandé pour les locaux informatiques
- Il est obligatoire dans les locaux présentant des risques d'incendie, si l'installation est en *TN*

2.11.1.3 Schéma *IT*

- En France, il est utilisable uniquement dans les installations alimentés par un transformateur HT/BT ou BT/BT privé
- C'est la solution assurant la meilleure continuité de service
- La signalisation du premier défaut d'isolement suivie de sa recherche et de son élimination, permet une prévention systématique se toute interruption d'alimentation
- Il nécessite un personnel d'entretien pour la surveillance et l'exploitation
- Il nécessite un bon niveau d'isolement du réseau
- Il nécessite que toute modification ou extension soit réalisée par du personnel compétent maîtrisant ses règles de mise en œuvre
- Il implique la fragmentation du réseau si celui-ci est très étendu et l'alimentation des récepteurs à courant de fuite important par un transformateur de séparation
- Il impose la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases lors d'un double défaut d'isolement.

2.11.2 Choix d'un régime de neutre

2.11.2.1. Performances des régimes du neutre

Les performances des régimes du neutre s'apprécient selon les six critères suivants :

- La protection contre les chocs électriques
- La protection contre l'incendie d'origine électrique
- La continuité de l'alimentation
- La protection contre les surtensions
- La protection contre les perturbations électromagnétiques
- Les contraintes de mise en œuvre

■ Protection contre les chocs électriques

Tous les régimes de neutre permettent d'assurer une égale protection contre les chocs électriques, dès lors qu'ils sont mis en œuvre et utilisés en conformité avec les normes.

■ Protection contre les risques d'incendie

□ Schéma *TT* et *IT*

Dans le schéma *TT* et *IT* lors d'un premier défaut d'isolement, l'intensité du courant générée par le défaut est respectivement faible ou très faible, et le risque d'incendie est plus faible qu'en schéma *TN*.

□ Schéma *TN – C*

Le schéma *TN – C* présente un risque d'incendie élevé. En effet, le courant de déséquilibre des charges parcourt en permanence non seulement le conducteur *PEN*, mais aussi les éléments qui y sont raccordés : charpentes métalliques, masses, blindages, etc...et risque de provoquer un incendie. En cas de défaut franc, l'intensité du courant générée par le défaut d'isolement est élevée et le risque est important. En cas de défaut impédant, le schéma *TN – C* réalisé sans dispositifs différentiels est obligatoire. C'est la raison pour laquelle il est interdit dans les locaux à risque d'explosion ou d'incendie.

■ Continuité de l'alimentation

Le choix du schéma *IT* évite toutes les conséquences néfastes du défaut d'isolement :

- Le creux de tension
- Les effets perturbateurs du courant de défaut
- Les dommages aux équipements
- L'ouverture du départ en défaut

Son exploitation correcte rend le second défaut réellement improbable et permet aussi de garantir la continuité de l'alimentation.

■ Protection contre les surtensions

Dans tous les schémas, une protection contre les surtensions peut-être nécessaires. Pour plus de détails concernant la mise en place de ces mesures, on se reportera au chapitre 5.

■ Protection contre les perturbations électromagnétiques

Le choix du Schéma est indifférent :

- Pour toutes les perturbations de mode différentiel
- Pour toutes les perturbations de mode commun ou de mode différentiel de fréquence supérieure au MHz.

Les schémas *TT*, *TN-S* et *IT* peuvent, satisfaire tous les critères de comptabilité électromagnétique s'ils sont correctement mis en œuvre. On notera seulement que le schéma *TN-S* amène davantage de perturbations pendant la durée du défaut, car le courant de défaut est plus élevé.

En revanche les schémas *TN-C* ou *TN-C-S* sont déconseillés. En effet, dans ces schémas, le conducteur *PEN*, les masses des matériels et les blindages des câbles sont parcourus par un courant permanent lié au déséquilibre des charges et à la présence des courants harmoniques 3 et multiple de 3.

■ Contraintes de mise en œuvre

Le schéma TT , ainsi que le schéma $TN-S$ réalisé avec dispositifs différentiels, sont les plus simples à mettre en œuvre.

Le schéma $TN-S$ réalisé sans dispositifs différentiels, les schémas $TN-C$ et IT imposent la vérification du fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phases, cela entraîne en limitation des longueurs maximales des canalisations et nécessite l'intervention d'un personnel qualifié pour la réalisation des extensions et des modifications de l'installation.

2.11.3.3 Choix et recommandations d'emploi (voir tableau 2-13)

Lorsque le choix du régime de neutre est possible, celui-ci s'effectue au cas par cas, à partir des contraintes liées à l'installation électrique, aux récepteurs et aux besoins de l'exploitant.

Il est souvent avantageux de ne pas faire un choix unique pour l'ensemble de l'installation.

■ Le schéma IT est recommandé pour les installations peu surveillées et évolutives

En effet, c'est le schéma le plus simple à mettre en œuvre et à exploiter.

■ Le schéma IT est recommandé s'il y a un impératif de continuité de service

En effet, le schéma IT garantit la meilleure disponibilité de l'énergie.

En revanche, il demande :

- Le respect des règles de mise en œuvre
- la prise en compte des problèmes générés par les courants de fuite
- un service d'entretien compétent pour la recherche et l'élimination du premier défaut d'isolement ainsi que pour les extensions et modifications de l'installation.

■ **le schéma $TN - S$ est recommandé pour les installations peu évolutives**

Il est réalisé en général dans différentiel.

Les courants générés par un défaut d'isolement sont importants et peuvent provoquer :

- des perturbations passagères
- des risques de dommages élevés
- des incendies.

Il demande comme l' IT le respect des règles de mise en œuvre.

Si des dispositifs différentiels de moyenne sensibilité sont installés, ils apportent à ce schéma une meilleure protection contre l'incendie et une souplesse à la conception et à l'exploitation.

■ **en termes de tenue aux surtensions et perturbations électromagnétiques, les schémas IT, TT et $TN - S$ réalisés selon les règles de l'art sont généralement satisfaisants ; le schéma TNC ou $TNC - S$, par contre, est déconseillé, en effet il présente des risques permanents, en particulier :**

- chutes de tension le long du PEN
- circuloire de courant dans les éléments conducteurs, les blindages, et les masses
- champ magnétique rayonné
- absence de protection contre les défauts d'isolement impédants
- en cas de défaut franc, l'intensité du courant est élevée d'où risque de dommages importants.

	<i>TNC</i>	<i>TNS</i>	<i>TT</i>	<i>IT</i>
Récepteurs sensibles aux courants de défaut	D	D	P	C
Récepteurs sensibles aux perturbations électromagnétiques	D	C	P	P
Locaux à risques d'incendie	I	D(1)	P(1)	C(1)
Installations avec modifications fréquentes	D	D	C	D
Installation où la continuité des circuits de terre est incertaine (chantiers)	D	P	C	D
Recherche de la continuité de service	D	D	D	C
Réseau, récepteurs avec courants de fuites importants	C	C	P	D

(1)avec *DDR* de sensibilité <500mA

C : Conseillé
P : Possible
D : Déconseillé
I : Interdit

Tableau 2-13 : choix du régime du neutre

2.11.2.3 Bilan économique

Tout bilan économique doit englober tous les coûts :

- les études de conception
- les coûts des matériels
- la maintenance
- les modifications et extensions
- les arrêts de production

L'attention est attirée sur le fait que seul un bilan économique complet reflète réellement l'intérêt de l'utilisateur final.

2.12 Régimes de neutre utilisés en haute tension

2.12.1 Principes et schémas utilisés en haute tension

Lorsque l'on considère, sans distinction, les réseaux de distribution publique et les réseaux privés industriels ou tertiaires, on rencontre tous les principes de mise à la terre du point neutre. A savoir :

- le neutre mis directement à la terre
- le neutre isolé
- le neutre mis à la terre par résistance
- le neutre mis à la terre par réactance
- le neutre mis à la terre par bobine d'extinction de Petersen partiellement ou totalement accordée.

Ces principes sont rappelés dans le tableau 2-14. Les avantages et inconvénients de chaque schéma sont détaillés dans le tableau 2-15.

Sur le plan normatif, seule la norme française NF C 13-200 donne une définition précise des régimes du neutre et établit leurs règles de mise en œuvre, ils sont définis par un code à trois lettres : norme NFC 13 200 – article 312

■ la première lettre précise la situation du point neutre par rapport à la terre

On distingue :

- les installations dont le point neutre est relié directement à la terre, installations désignées par la première lettre *T*.
- Les installations dont le point neutre est isolé ou relié à la terre par l'intermédiaire d'une impédance, installations désignées par la première lettre *I*.

■ La deuxième lettre précise la situation des masses

On distingue :

- Les installations dont les masses sont reliées directement au point neutre mis à la terre, installations désignées par la deuxième lettre *N*
- les installations dont les masses sont reliées directement à la terre, indépendamment de la mise à la terre éventuelle du neutre, installations désignées par la deuxième lettre *T*.

■ La troisième lettre précise les liaisons éventuelles entre les masses du poste, le point neutre et les masses de l'installation

On distingue :

- Les installations dont les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre commune au neutre et aux masses de l'installation, installations désignées par la troisième lettre *R*
- Les installations dont les masses du poste d'alimentation sont reliées à une prise de terre du neutre, les masses de l'installation étant reliées à une prise de terre séparée, installations désignées par la troisième lettre *N*
- les installations dont les masses du poste d'alimentation, le neutre et les masses de l'installation sont reliées à des prises de terre séparées, installations désignées par la troisième lettre *S*

En pratique la norme C13-200 n'a retenu que les six schémas représentés par le tableau 2-14.

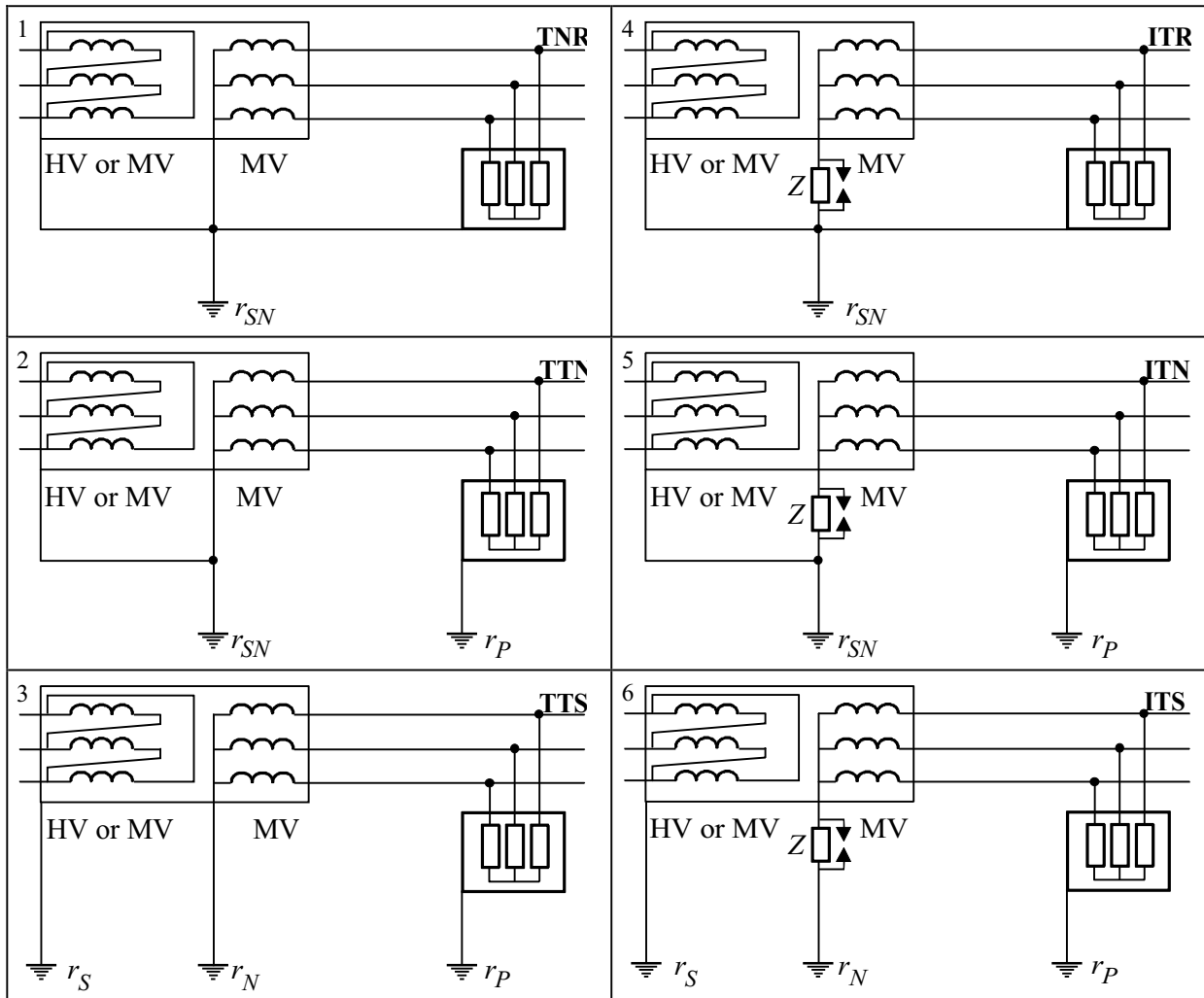


Tableau 2-14. Définition des régimes du neutre en haute tension

2.12.2 Schémas recommandés dans les installations industrielles ou tertiaires

En distribution publique, on rencontre tous les types de régime du neutre mentionnés dans le tableau 2-14.

Les choix varient suivant les pays, du neutre direct à la terre au neutre compensé, ils ont été faits il y a plusieurs décennies et sont dans certains cas plus ou moins adaptés à la situation actuelle des réseaux et aux conditions d'environnement. On assiste ainsi progressivement à une remise en question des choix initiaux et à la convergence vers un neutre mis à la terre par bobine de compensation partiellement accordée. Un choix raisonné est toujours un compromis, il met en œuvre des phénomènes multiples et complexes ainsi que des considérations d'ordre économique. Ce sujet ne sera pas abordé dans ce document qui se limite aux réseaux et installations privés de faible et moyenne étendue.

Pour les réseaux et installations privées, il est conseillé d'utiliser un neutre mis à la terre par résistance de limitation ou un neutre isolé lorsque la continuité de service est impérative, ce dernier permet, en effet la non coupure de l'alimentation lors d'un premier défaut d'isolement.

Le neutre mis à la terre directement ou par une bobine accordée est déconseillé. Le neutre direct à la terre génère des courants de défauts très élevés toujours préjudiciables au récepteur et entraînant le développement de tensions de contact pouvant dépasser un millier de volts.

Le neutre mis à la terre par bobine accordée demande une mise en œuvre délicate et coûteuse ; il ne peut être raisonnablement envisagé que pour des réseaux très étendus pour lesquels on souhaite la non coupure de l'alimentation lors d'un premier défaut d'isolement, ce qui, dans la pratique, est relativement rare.

Les techniques d'exploitation, avantages et inconvénients de chaque régime du neutre sont indiqués dans le tableau 2-16.

■ neutre mis à la terre par inductance de limitation		
Technique d'exploitation	Avantages	Inconvénients
- coupure au premier défaut d'isolement.	<ul style="list-style-type: none"> - limite les courants de défaut (dégâts et perturbations réduits) - permet la mise en oeuvre de protections sélectives simples si : 	<ul style="list-style-type: none"> - peut provoquer des surtensions importantes lors de l'élimination des défauts à la terre - déclenchement obligatoire au premier défaut.
$I_L \gg I_C$		
■ neutre mis à la terre par inductance de limitation accordée (bobine d'extinction de Petersen)		
Technique d'exploitation	Avantages	Inconvénients
- non coupure au premier défaut, sous réserve de respecter le décret sur la protection des travailleurs.	<ul style="list-style-type: none"> - si la réactance est telle que la condition : $3 L C \omega^2 = 1$ <p>est respectée, le courant de défaut phase-terre est nul. Ceci permet :</p> <ul style="list-style-type: none"> - l'extinction spontanée des défauts à la terre non permanents - le maintien en service de l'installation malgré un défaut permanent, le déclenchement se produisant obligatoirement au deuxième défaut (le respect du décret du 14 novembre 1998 est obligatoire) - le premier défaut est signalé par la détection du passage du courant dans la bobine. La bobine est dimensionnée pour un fonctionnement permanent. 	<ul style="list-style-type: none"> - difficultés pour réaliser la condition : $3 L C \omega^2 = 1$ <p>en raison de l'incertitude qui existe sur la connaissance de la capacité du réseau : il en résulte que, pendant la durée du défaut, un courant résiduel circule dans le défaut ; il faut s'assurer que ce courant ne présente pas de danger pour le personnel et le matériel</p> <ul style="list-style-type: none"> - par suite des différences de valeur des capacités phase-terre, un courant circule dans la bobine, même en fonctionnement normal - les risques de surtensions sont importants - demande la présence d'un personnel de surveillance - protection sélective impossible à réaliser au premier défaut si l'accord : $3 L C \omega^2 = 1$ <p>est réalisé ; dans le cas d'un désaccord systématique $(3 L C \omega^2 \neq 1)$ la protection sélective au premier défaut est complexe et onéreuse.</p>

Tableau 2-16 (suite) : comparaison des différents régimes du neutre en moyenne tension

2.12.3. Le contact indirect en haute tension suivant le régime du neutre

L'apparition d'une tension de contact peut résulter :

- soit d'un défaut d'isolement dans un matériel de l'installation considérée
- soit d'un défaut d'isolement survenant sur le réseau d'alimentation au niveau du poste de transformation.

La valeur prise par la tension de contact est comme en basse tension étroitement liée au régime du neutre du réseau dans lequel elle se développe, ainsi qu'à la présence ou non d'interconnexion entre les masses de l'installation et la prise de terre du neutre.

2.12.3.1. Cas des schémas *TNR-TTN* et *TTS*

Le neutre est relié directement à la terre, les masses de l'installation sont interconnectées et reliées, soit à une prise de terre séparée (schémas *TTN* et *TTS*), soit à la prise de terre du neutre (schémas *TNR*).

■ cas des schémas *TTN* et *TTS* (voir fig. 2-51)

Lors d'un défaut d'isolement dans l'installation, le courant de défaut se referme par la prise de terre des masses r_M et la prise de terre du neutre r_N ou r_{PN} . La masse en défaut est alors approximativement portée au potentiel :

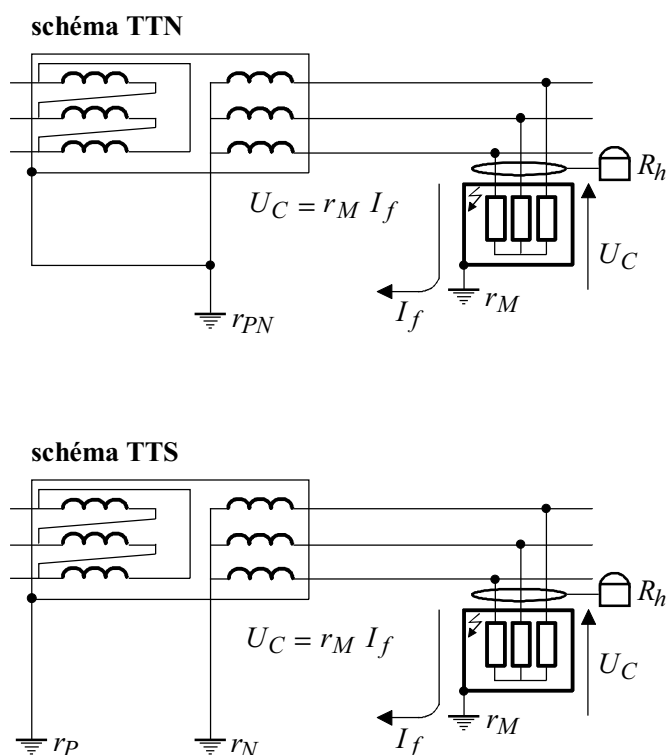
$$U_C = \frac{V \cdot r_M}{r_M + r_N}$$

pour : $V = 6\,000 / \sqrt{3}$ Volts

$$r_M = 2 \Omega$$

$$r_N = r_{PN} = 1 \Omega$$

on a : $U_C = \frac{6\,000 \times 2}{\sqrt{3}(2+1)} = 2\,309$ Volts



r_{PN} : résistance de la prise de terre commune aux masses du poste et au neutre

r_N : résistance de la prise de terre du neutre

r_P : résistance de la prise de terre des masses du poste

r_M : résistance de la prise de terre des masses de l'installation

I_f : courant de défaut pour un défaut se produisant dans l'installation

U_C : tensions de contact

R_h : dispositif de protection sensible au courant résiduel

Figure 2-51 : contact indirect dans le cas des schémas TTN, TTS

■ cas du schéma TNR (voir fig. 2-52)

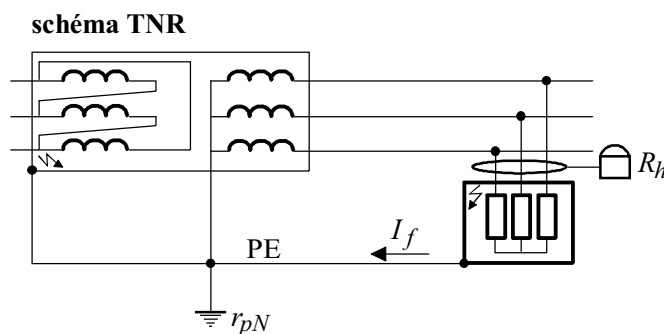
Toutes les masses de l'installation sont interconnectées et reliées à la prise de terre du neutre. Lors d'un défaut, le courant se referme par le conducteur de protection ; il n'est limité que par l'impédance de la boucle de défaut comprenant le transformateur, les conducteurs de la phase en défaut et le conducteur de protection. La tension de contact qui apparaît au niveau d'une masse en défaut est égale à la chute de tension qui se développe le long du conducteur de protection reliant cette masse à la prise de terre commune.

Dans ces conditions et avec les hypothèses simplificatrices suivantes :

- impédance interne du transformateur négligée
- impédance des conducteurs de phase équivalente à celle du conducteur de protection.

Il apparaît au niveau de la masse en défaut, une tension de contact U_C égale à :

$$U_C = \frac{6\,000}{2\sqrt{3}} = 1\,732 \text{ Volts}$$



- r_{pN} : résistance de la prise de terre commune aux masses du poste, au neutre et aux masses de l'installation
- I_f : courant de défaut pour un défaut se produisant au niveau de l'installation
- R_h : dispositif de protection sensible au courant résiduel

Figure 2-52 : contact indirect dans le cas des schémas TNR

Les tensions de contact qui se développent dans un réseau haute tension à neutre mis directement à la terre sont très élevées et les temps de coupure correspondant qui doivent être respectés pour assurer la sécurité des personnes ne peuvent techniquement pas être garantis par les dispositifs de protection et de coupure mise en oeuvre en haute tension (voir tableaux 2-3-a et 2-3-b). En effet, pour une tension de contact de 1000 V, le temps de coupure devrait très largement être inférieur à 40 ms, ce qui est incompatible avec les dispositifs de protection et les appareils de coupure mis en oeuvre en haute tension. La solution consiste à réaliser l'équipotentialité de l'ensemble de l'installation selon les règles exposées au chapitre 2.12.3.3.

2.12.3.2. Cas des schémas *ITR-ITN* et *ITS*

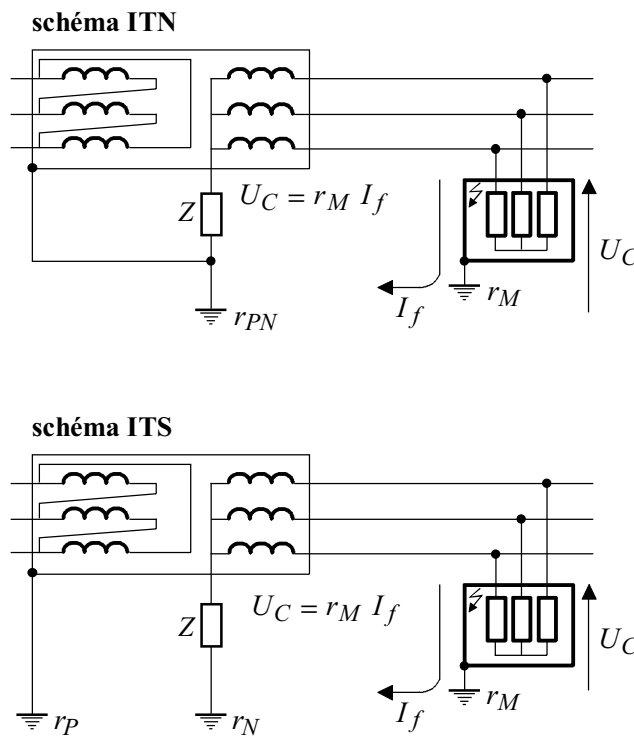
Le neutre est isolé ou relié à la terre au travers d'une impédance.

Les masses de l'installation sont interconnectées et reliées, soit à une prise de terre séparée (schémas *ITN* et *ITS*), soit à la prise de terre du neutre (schéma *ITR*).

■ cas des schémas *ITN* et *ITS* (voir fig. 2-53)

Lors d'un défaut d'isolement dans l'installation, le courant de défaut se referme par la prise de terre des masses, la prise de terre du neutre et l'impédance de mise à la terre du neutre qui peut être infinie si le neutre est isolé. La masse en défaut est alors approximativement portée au potentiel :

$$U_C = \frac{V \cdot r_M}{r_M + r_N + Z}$$



- Z : impédance de mise à la terre du neutre
- r_{PN} : résistance de la prise de terre commune aux masses du poste et au neutre
- r_M : résistance de la prise de terre des masses de l'installation
- r_N : résistance de la prise de terre du neutre
- r_P : résistance de la prise de terre du poste
- I_f : courant de défaut pour un défaut se produisant dans l'installation

Figure 2-53 : contact indirect dans le cas des schémas *ITN* et *ITS*

pour : $V = 6\,000 / \sqrt{3} \text{ Volts}$

$r_M = 2 \Omega$

$r_N = 1 \Omega$

$Z = 34 \Omega$ (limitation du courant de défaut à 100 A)

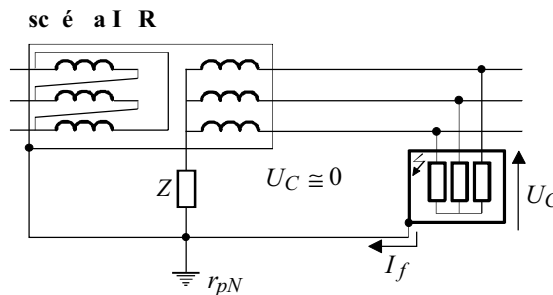
on a : $U_C = \frac{6\,000 \times 2}{\sqrt{3}(34 + 1 + 2)} = 187 \text{ Volts}$

pour : $Z = 69 \Omega$ (limitation du courant de défaut à 50 A)

on a : $U_C = \frac{6\,000 \times 2}{\sqrt{3}(69 + 1 + 2)} = 96 \text{ Volts}$

Pour $Z = \infty$ (neutre isolé), le courant de défaut est essentiellement dû au courant capacitif qui se referme par les phases saines ; pour un courant capacitif de 10 A correspondant à environ 10 km de câble, on obtient une tension de contact d'environ 20 volts au niveau d'une masse en défaut reliée à une prise de terre de 2

ITR (voir fig. -54)



- Z : impédance de mise à la terre du neutre
- r_{PN} : résistance de la prise de terre commune aux masses du poste, au neutre et aux masses de l'installation
- I_f : courant de défaut pour un défaut se produisant dans l'installation
- U_C : tension de contact

Figure 2-54 : contact indirect dans le cas du schéma *ITR*

Toutes les masses de l'installation sont interconnectées et reliées à la prise de terre du neutre. Le courant de défaut se referme par le conducteur de protection et l'impédance de mise à la terre du neutre qui peut être infinie, si le neutre est isolé. La tension de contact qui apparaît au niveau d'une masse en défaut est alors, comme dans le cas du schéma *TNR*, égale à la

terre commune. A titre d'exemple, pour un courant de défaut limité à 100 A et un conducteur mètres ayant une section de 50 mm² et une résistance d 0,02 Ω , on obtient une tension de contact de 2 Volts. Les tensions de contact deviennent donc négligeables lorsque le courant limité est faible ou que le neutre est isolé.

2.12.3.3. Conclusion concernant les tensions de contact en haute tension

En conclusion, il apparaît :

- que la mise à la terre directe du neutre conduit au développement de tensions de contact très élevées qui ne peuvent pas être éliminées dans les temps compatibles avec la sécurité des personnes (voir tableau 2-3)
- que la limitation des courants de défaut au moyen d'une impédance intercalée entre le point neutre et la terre réduit les tensions de contact à des valeurs comparables à celles que l'on rencontre dans les réseaux basse tension
- que la création d'une zone équipotentielle suivant les principes décrits figure 2-55 permet encore de réduire les valeurs des tensions de contact.

Sur la base de ces remarques, la norme C13-200 impose la règle suivante : articles 413-1-2 et 413-1-3 :

"En cas de défaut d'isolement entre une partie active et une masse, la tension de contact en tout point de l'installation ne doit pas pouvoir être supérieure à la tension limite conventionnelle U_L égale à :

- 50 V en courant alternatif dans les installations intérieures et abritées
- 25 V en courant alternatif dans les installations extérieures".

En pratique, la protection contre les contacts indirects est assurée en réalisant des liaisons équipotentielles entre toutes les masses et tous les éléments conducteurs, y compris le sol.

Ces liaisons doivent être telles que la résistance R entre deux éléments conducteurs simultanément accessibles, ne soit pas supérieure à :

$$R \leq \frac{U_C}{I_f}$$

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

L'application de ces règles conduit à la réalisation des mises à la terre conformément aux principes exposés fig. 2-55.

En complément, on retiendra que les deux seuls principes recommandés pour les installations industrielles ou tertiaire haute tension sont :

- la mise à la terre du neutre par résistance de limitation, simple à mettre en oeuvre
- le neutre isolé qui autorise la poursuite de l'exploitation en présence d'un premier défaut d'isolement.

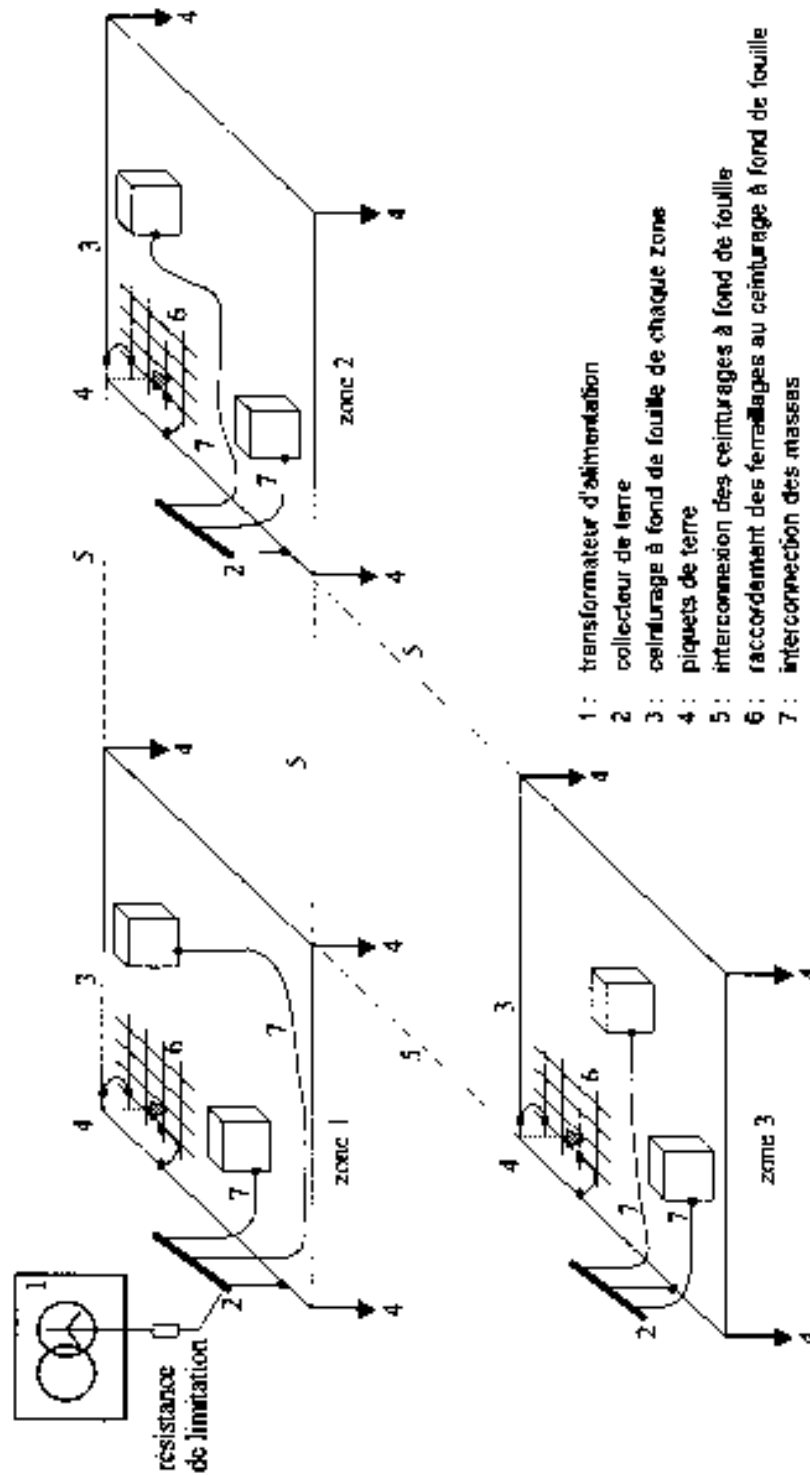


Figure 2-55 : principe de réalisation des mises à terre dans une installation haute tension

2.12.4. Mise en oeuvre du neutre mis à la terre par résistance de limitation

2.12.4.1. Choix de la valeur du courant limité

Afin de limiter les surtensions transitoires pouvant se développer dans les réseaux lors d'un défaut d'isolement, il est recommandé que le courant limité par la résistance ne soit pas inférieur au double du courant capacitif total du réseau, voir § 5.1.3.3. et fig. 2-56 :

$$I_r \geq 2 I_C$$

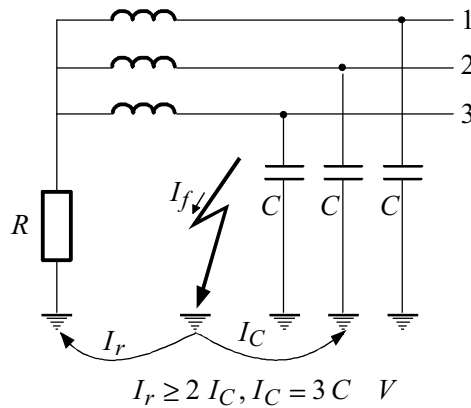
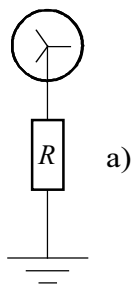


Figure 2-56 : choix du courant limite par la résistance de mise à la terre du neutre

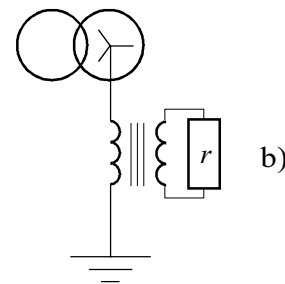
2.12.4.2. Réalisation de la mise à la terre du point neutre

■ mise à la terre lorsque le neutre est accessible

Une résistance est intercalée entre la borne de sortie du neutre et la prise de terre, soit directement (voir fig. 2-57-a), soit par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé chargé au secondaire par une résistance équivalente (voir fig. 2-57-b). Cette solution est applicable toutes les fois que le réseau est alimenté par un transformateur dont le secondaire est couplé en étoile avec neutre sorti, ou par un alternateur à neutre sorti.



(a) raccordement direct



(b) raccordement par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé

Figure 2-57 : mise à la terre lorsque le neutre est accessible

■ mise à la terre par la création d'un neutre artificiel

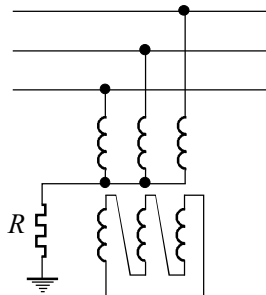
Quand le neutre de la source n'est pas accessible (enroulement en triangle), la mise à la terre est faite par un neutre artificiel appelé aussi générateur homopolaire raccordé sur le jeu de barres principal.

La réalisation de ce neutre artificiel peut être réalisée de différentes manières :

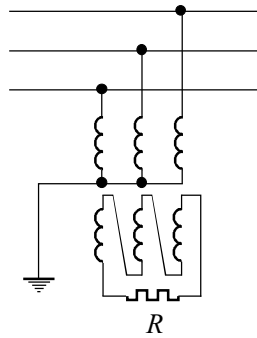
- utilisation d'un transformateur étoile-triangle, la résistance de limitation est branchée entre le point neutre du primaire et la terre, le triangle étant fermé sur lui-même (voir fig. 2-58-a)
- utilisation d'un transformateur étoile-triangle dont le point neutre primaire est directement raccordé à la terre, une résistance de limitation du courant de défaut est insérée dans le triangle secondaire (voir fig. 2-58-b), cette solution est économiquement préférable au cas (a) car la résistance est en BT au lieu d'être en HTA
- utilisation d'une bobine zigzag, la résistance de limitation étant branchée entre le point neutre de la bobine et la terre (voir fig. 2-58-c)
- utilisation d'un transformateur à trois enroulements (voir fig. 2-58-d) :
 - . le neutre du primaire couplé en étoile est directement raccordé à la terre
 - . le secondaire couplé en étoile alimente des charges
 - . le tertiaire couplé en triangle ouvert est fermé sur une résistance de limitation.

Les solutions les plus souvent rencontrées sont les schémas (b) et (c).

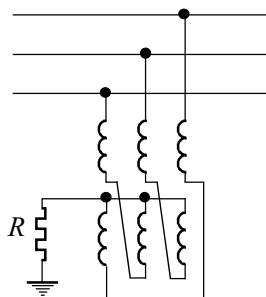
(a) Utilisation d'un transformateur étoile - triangle avec résistance dans la mise à la terre du point neutre



(b) Utilisation d'un transformateur étoile - triangle avec résistance dans le triangle



(c) Utilisation d'une bobine zigzag



(d) Transformateur à trois enroulements $YN(d) yn$

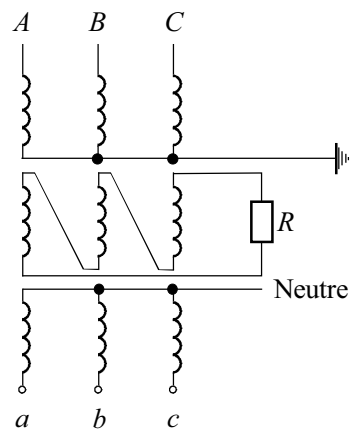


Figure 2-58 : principaux schémas pour la création d'un point neutre artificiel en haute tension

■ **problème de la mise à la terre par résistance lorsque plusieurs sources fonctionnent en parallèle sur un jeu de barres**

1er cas : chaque source possède une résistance de mise à la terre non déconnectable. Le courant de défaut à la terre varie suivant le nombre de sources en service (voir fig. 2-59-a), il est nécessaire d'utiliser des protections à maximum de courant terre directionnel pour localiser les défauts survenant sur les liaisons reliant les sources aux jeux de barres (voir § 7.4. et 10.1.5.2. du *Guide de protection des réseaux industriels*).

2ème cas : chaque source possède une résistance de mise à la terre déconnectable. Un dispositif de commutation permet d'avoir, quel que soit le nombre de source en service, qu'un seul point neutre à la terre (voir fig. 2-59-b). Le système de protection est complexe car il faut faire appel à une sélectivité logique tenant compte de la position des dispositifs de commutation et de l'état des différentes protections contre les défauts à la terre. Cette solution est très peu utilisée.

Mise à la terre directe de chaque point neutre

En cas de défaut d'une phase à la terre, on a :

$$I_f = n I_\ell$$

I_f : courant de défaut

n : nombre de sources en service

I_ℓ : courant limité par chaque résistance

Mise à la terre de chaque point neutre par l'intermédiaire d'un dispositif de commutation

- un dispositif de commutation est nécessaire sur chaque point neutre
- une logique de commande tenant compte de la configuration du réseau est nécessaire

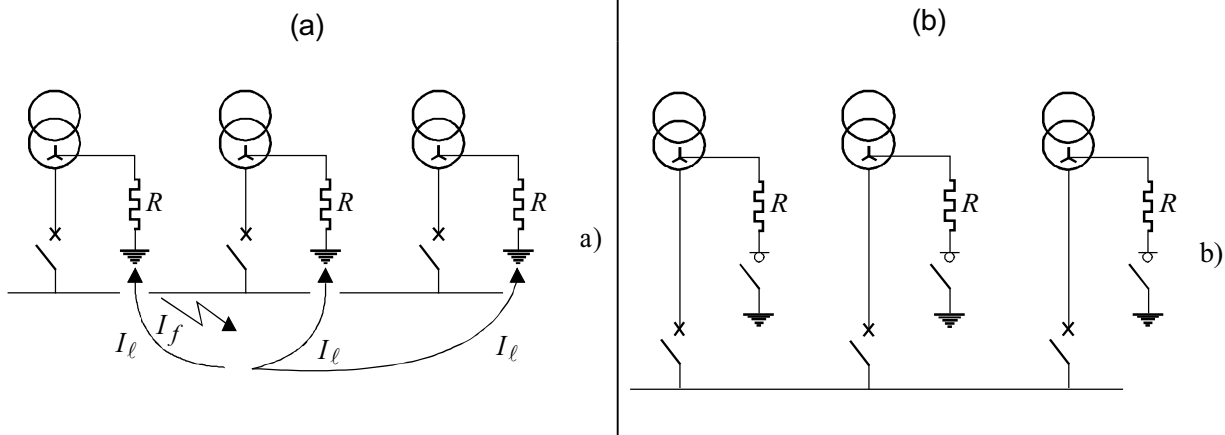


Figure 2-59 : mise à la terre du point neutre dans le cas de plusieurs sources pouvant fonctionner en parallèle

3ème cas : aucune source ne possède une résistance de mise à la terre.
Un point neutre artificiel est créé sur le jeu de barres du tableau principal (voir fig. 2-60). Ce dispositif permet d'éliminer les problèmes des 1er et 2ème cas. En effet, le courant de défaut est constant quel que soit le nombre de sources en service ; les protections à mettre en oeuvre sont simples car elles ne nécessitent plus de faire appel à des protections directionnelles ou à une logique complexe (voir § 10.1.5.2. du *Guide de protection des réseaux industriels*). On remarquera que tant qu'une source n'est pas connectée au jeu de barres, la portion de réseau, comprenant cette source et la canalisation la reliant au jeu de barres, est exploitée à neutre isolé. Lorsque ce mode d'exploitation est fréquent, des dispositions particulières doivent être prises pour surveiller l'isolement de cette portion de réseau, la surveillance peut être effectuée par un relais de tension résiduelle branché aux bornes de la source.

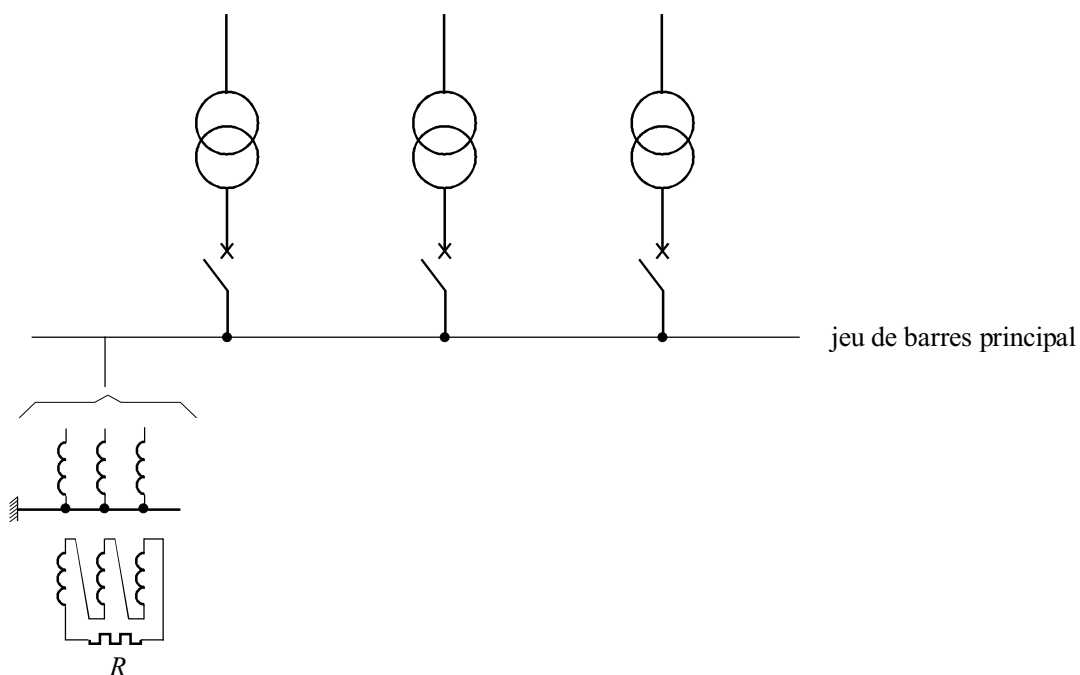
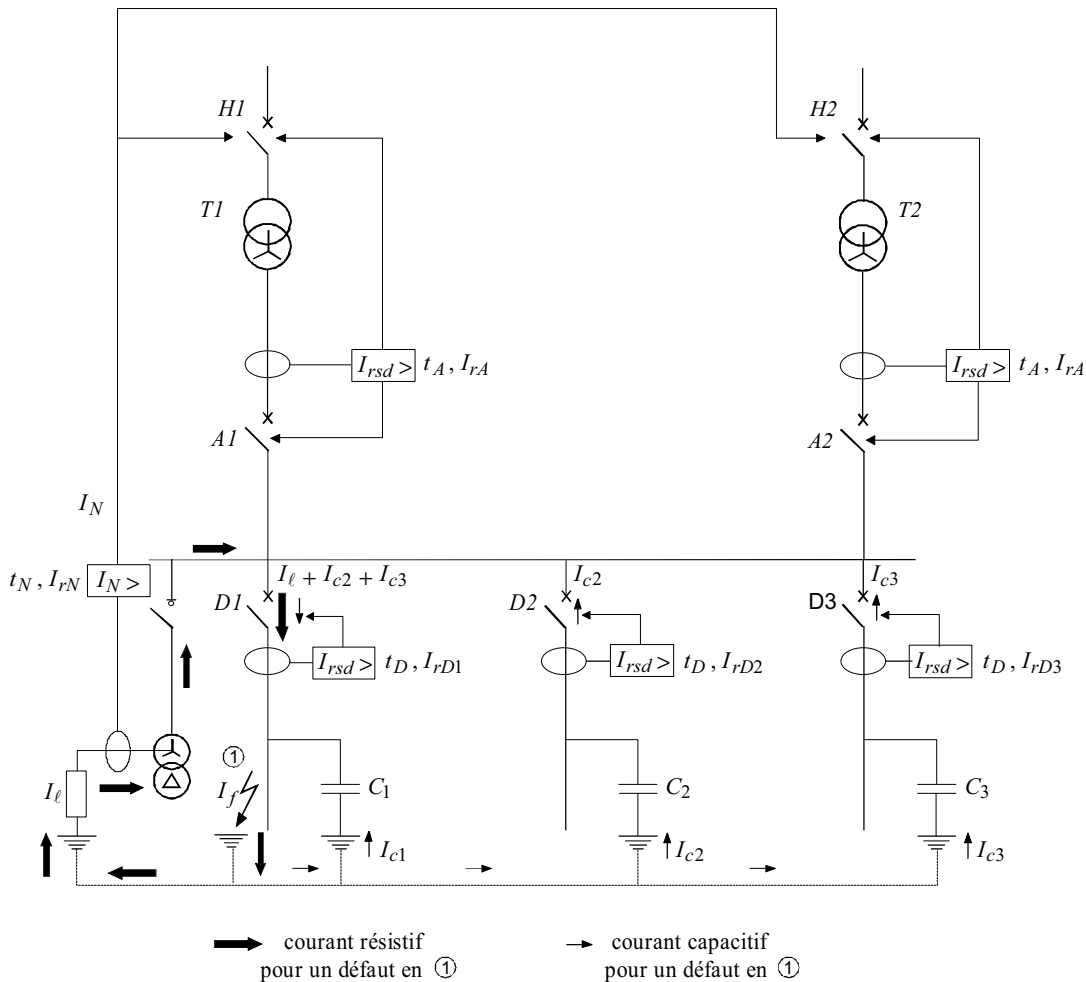


Figure 2-60 : point neutre artificiel sur le jeu de barres principal

2.12.4.3. Dispositifs de protection

La protection contre les défauts d'isolement est assurée par des dispositifs différentiels mesurant les courants résiduels s'écoulant à la terre. Le principe de mise en oeuvre de ces dispositifs est exposé en détail dans le paragraphe 10-1-5-2 du *Guide de protection des réseaux industriels*, à titre d'exemple, on donne figure 2-61 le détail des protections à installer sur un réseau équipé de deux transformateurs fonctionnant en parallèle et d'un générateur homopolaire raccordé sur le jeu de barres principal.



- I_{ci} : courant capacitif se refermant par le départ i
- I_l : courant limité se refermant par la résistance de mise à la terre du point neutre
- I_{rDi} : seuil de réglage du dispositif de protection installé sur le départ i , $I_{rDi} \geq 1,3 I_{ci}$
- I_{rN} : seuil de réglage du dispositif de protection installé sur la résistance de mise à la terre du point neutre, $I_{rN} \geq 1,25 I_{rDi} \max i$
- t_D : temporisation associée aux dispositifs de protection installés sur les départs, la valeur de t_D est choisie de manière à assurer la sélectivité avec les dispositifs de protection aval
- t_A : temporisation associée aux dispositifs de protection installés sur les arrivées, t_A est indépendant de t_D
- t_N : temporisation associée aux dispositifs de protection installé sur la résistance de mise à la terre du point neutre, $t_N \geq t_D + \Delta t$ avec Δt de l'ordre de 300 ms;

Figure 2-61 : protection contre les défauts à terre - cas de deux transformateurs fonctionnant en parallèle

2.12.5. Mise en oeuvre du neutre isolé

2.12.5.1. Non coupure au 1er défaut

Avec un neutre isolé, il est admis de ne pas couper lors d'un premier défaut d'isolement. Cette possibilité nécessite que les conditions suivantes soient remplies :

- dans les schémas *ITN* et *ITS* , la résistance de la prise de terre des masses de l'installation doit être au plus égale à :

$$r_A \leq \frac{U_L}{I_f}$$

I_f est le courant qui circule dans la prise de terre des masses lors d'un premier défaut d'isolement, il est égal au courant capacitif qui se referme par les phases saines du réseau .

$$I_f = I_C = 3 C \omega V$$

- dans le schéma *ITR* , toute tension de contact qui se développe lors d'un premier défaut d'isolement doit être inférieure à U_L
- un dispositif de surveillance permanente de l'isolement doit signaler l'apparition d'un premier défaut d'isolement dans l'installation.
Ce dispositif doit actionner un signal sonore ou visuel ou les deux pour permettre la recherche et l'élimination rapide du défaut.
- la coupure est obligatoire dès l'apparition d'un deuxième défaut d'isolement. Il est recommandé d'avoir recours à des protections à maximum de courant résiduel pour la détection et l'élimination du deuxième défaut. Il n'est pas judicieux d'appliquer le principe retenu pour l'*IT* basse tension consistant à vérifier le fonctionnement des dispositifs de protection contre les défauts entre phase dans les configurations de double défaut. En effet, il est difficilement applicable en haute tension. L'utilisation de protections à maximum de courant résiduel permet dans tous les cas une mise en oeuvre aisée.

2.12.5.2. Coupure au premier défaut

La coupure au premier défaut peut être actionné par le dispositif de surveillance de l'isolement. On assiste alors à une coupure générale de l'installation. La réalisation d'un système de protection sélectif est complexe, elle nécessite l'utilisation de protections directionnelles dont la mise en oeuvre dans un réseau à neutre isolé est souvent délicate (voir § 10.1.4.2., 10.1.5.2. et 10.1.6.2. du *Guide de protection des réseaux industriels*).

Lorsque l'on souhaite la coupure au premier défaut d'isolement, l'utilisation du neutre isolé n'est pas justifiée, il est toujours préférable d'avoir recours à une mise à la terre du neutre par résistance avec une limitation du courant à moins de 20 A permettant l'utilisation de protections simples.

2.12.5.3. Surveillance de l'isolement

Elle peut être effectuée par une protection à maximum de tension résiduelle ou un contrôleur d'isolement.

■ surveillance de l'isolement par une protection à maximum de tension résiduelle (voir § 7.16. du *Guide de protection des réseaux industriels*)

Elle détecte une élévation du potentiel du point neutre, caractéristique d'un défaut à la terre.

■ surveillance de l'isolement par un contrôleur d'isolement

Le contrôleur d'isolement applique une tension continue entre le neutre et la terre, ou entre une phase et la terre si le neutre n'est pas accessible. En cas de défaut d'isolement, un courant continu de fuite s'établit et une alarme est générée.

Le contrôleur est connectée au réseau par l'intermédiaire de transformateurs de tension.

Dans le cas d'un neutre accessible, il est branché au primaire du transformateur de tension raccordé entre le point neutre et la terre (voir fig. 2-62).

Dans le cas d'un neutre non accessible, il est branché au primaire, sur le point neutre de trois transformateurs de tension (voir fig. 2-63).

Une platine standard est branchée en parallèle, elle comprend :

- un condensateur permettant de fixer à la terre le potentiel du neutre des transformateurs de tension sans shunter le courant continu injecté par le contrôleur
- un limiteur de surtension, permettant d'écouler à la terre les surtensions
- une résistance permettant d'abaisser la tension supportée par le contrôleur.

Nota : tous les transformateurs de tension doivent être chargés pour éviter les phénomènes de ferro-résonance pouvant apparaître sur un réseau à neutre isolé. C'est le rôle des résistances r branchées au secondaire (voir fig. 2-62 et 2-63 et § 5.1.2.2.).

Dans le cas où il existe d'autres transformateurs de tension montés en étoile dans le même réseau, il est nécessaire d'installer (voir fig. 2-63) :

- un condensateur entre le neutre des transformateurs de tension et la terre, afin que le contrôleur d'isolement ne débite pas un courant continu permanent par l'intermédiaire de ces transformateurs. La valeur recommandée du condensateur est de $2,5 \mu F \cdot 1600 V_{cc}$.
- un limiteur de surtension permettant d'écouler les surtensions à la terre, un cardew modèle 250 V est conseillé.

Lorsque deux réseaux possédant un contrôleur d'isolement peuvent être couplés, il est nécessaire de réaliser une logique pour que les deux contrôleurs ne puissent pas fonctionner en parallèle.

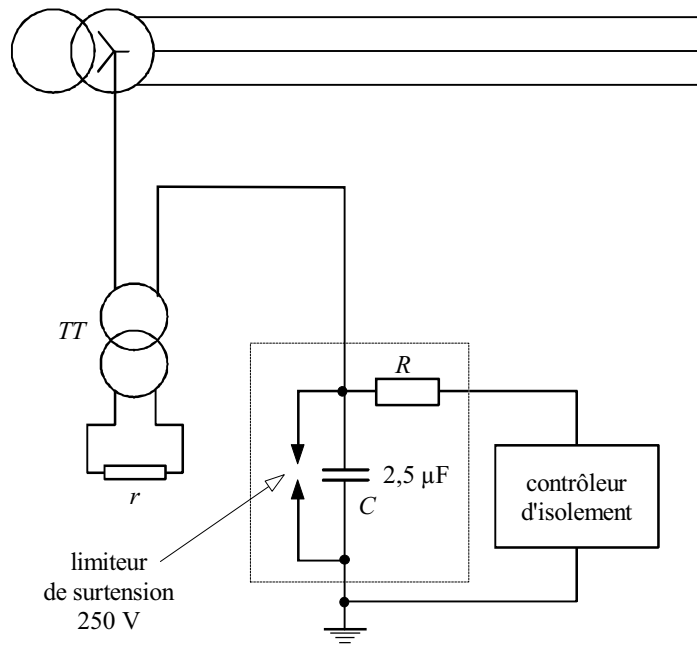


Figure 2-62 : installation d'un contrôleur d'isolement dans le cas d'un neutre accessible

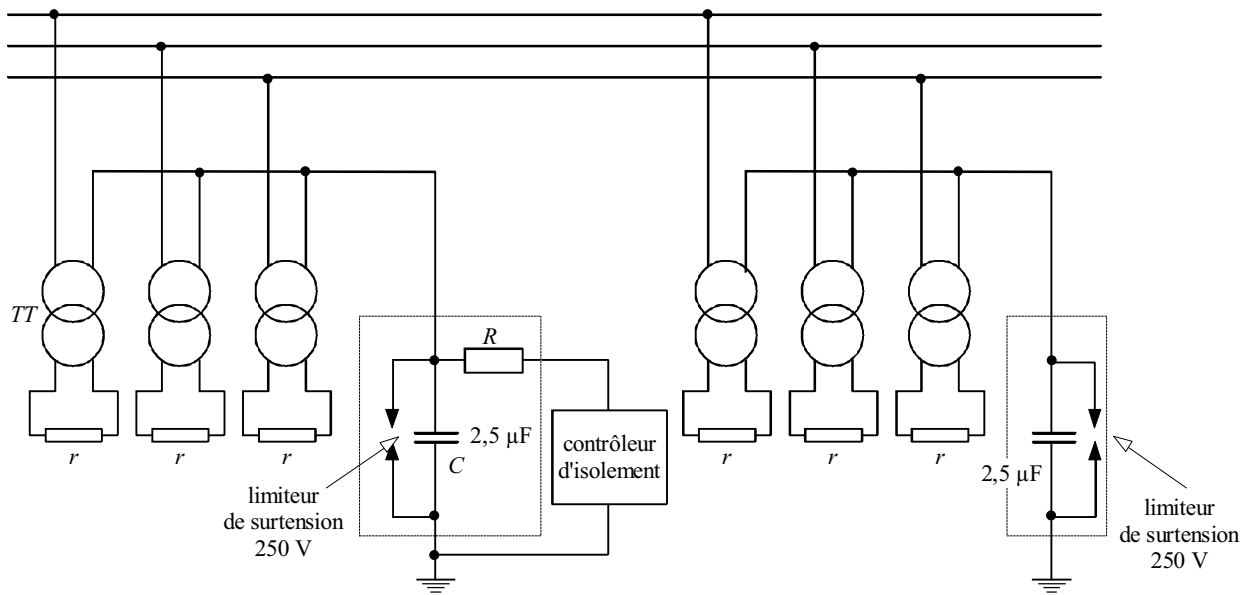


Figure 2-63: installation d'un contrôleur d'isolement dans le cas d'un neutre non accessible

2.12.5.4. Recherche du premier défaut d'isolement

Elle peut être effectuée :

- soit par un système de sélectivité performant (voir § 10.1.4.2., 10.1.5.2. et 10.1.6.2. du *Guide de protection des réseaux industriels*). Il nécessite, comme précisé précédemment, dans la majorité des cas, l'utilisation de protections à maximum de courant résiduel directionnel dont la mise en oeuvre est délicate
- soit par un déclenchement successif de chaque départ jusqu'à ce que le défaut disparaisse. Cette dernière solution est déconseillée car elle entraîne des coupures sur des départs sains et peut être préjudiciable aux conditions d'exploitation.

2.13. Principes de réalisation d'un système de mise à la terre (voir fig. 2-64)

Les trois principales fonctions assurées par un système de mise à la terre sont :

- la protection des personnes
- la réduction des effets des perturbations électromagnétiques
- la réduction des surtensions par rapport à la terre (surtensions de mode commun).

La protection des personnes est notamment assurée par l'interconnexion et le raccordement à la terre des masses des récepteurs conformément aux principes établis pour les schémas *IT*, *TT* et *TN* .

La réduction des effets des perturbations électromagnétiques et la limitation des surtensions de mode commun conduit à la recherche de l'équipotentialité de l'ensemble des masses de l'installation.

Dans une installation sont considérés comme masses :

- les enveloppes châssis et carcasses des équipements électriques et des récepteurs
- les écrans et armures des câbles
- les supports de câbles
- les tuyauteries
- les structures métalliques des bâtiments.

Concernant la réduction des effets des perturbations électromagnétiques, on retiendra les principes de mise en oeuvre suivants :

- pour la réduction des effets des perturbations à basse fréquence (inférieure à 1 000 Hz) :
 - . séparation des câbles de contrôle et des câbles de puissance en les espaçant ou en utilisant des parcours différents (voir § 5-7 du *Guide des protections*).
 - . installation des câbles de contrôle à l'intérieur de goulottes métalliques mises régulièrement à la terre.
 - . installation des câbles de puissance en trèfle, éviter les dispositions en nappe.
 - . éviter le cheminement des câbles de contrôle parallèlement aux câbles de puissance.
 - . toute boucle formée par les circuits doit être évitée.
 - . utiliser une configuration radiale pour la distribution des alimentations auxiliaires, le mode de distribution en boucle doit être évité.
 - . la protection de deux circuits différents par le même dispositif de protection doit être évitée.
 - . tous les conducteurs d'un même circuit de contrôle ou de commande doivent être situés dans le même câble. Quand il est nécessaire d'utiliser des câbles différents, ils doivent suivre le même parcours.
 - . les câbles torsadés sont recommandés pour les signaux de faible niveau.

- Pour la réduction des effets des perturbations à haute fréquence :
 - . tendre vers l'équipotentialité du système.
 - . supprimer les boucles pouvant être créées par les conducteurs de protection et les écrans des câbles.
 - . mettre en place un système de protection contre la foudre.
 - . utiliser des câbles de contrôle blindés :
 - les écrans doivent être continus.
 - les écrans doivent avoir une faible résistance et une faible impédance de couplage écran-conducteurs.
 - tous écrans doit être mis à la terre aux deux extrémités.
 - les mises à la terre des écrans doivent être les plus courtes possible.
 - les écrans doivent être mis à la terre à l'entrée des équipements auxquels ils sont raccordés. Les connexions doivent être de préférence circulaires en utilisant des presse-étoupes appropriés.

afin de réduire les surtensions de mode différentiel entre conducteurs différents, les câbles de contrôle doivent être groupés. Les conducteurs d'un même circuit de contrôle ou de commande doivent être groupés dans un même câble.

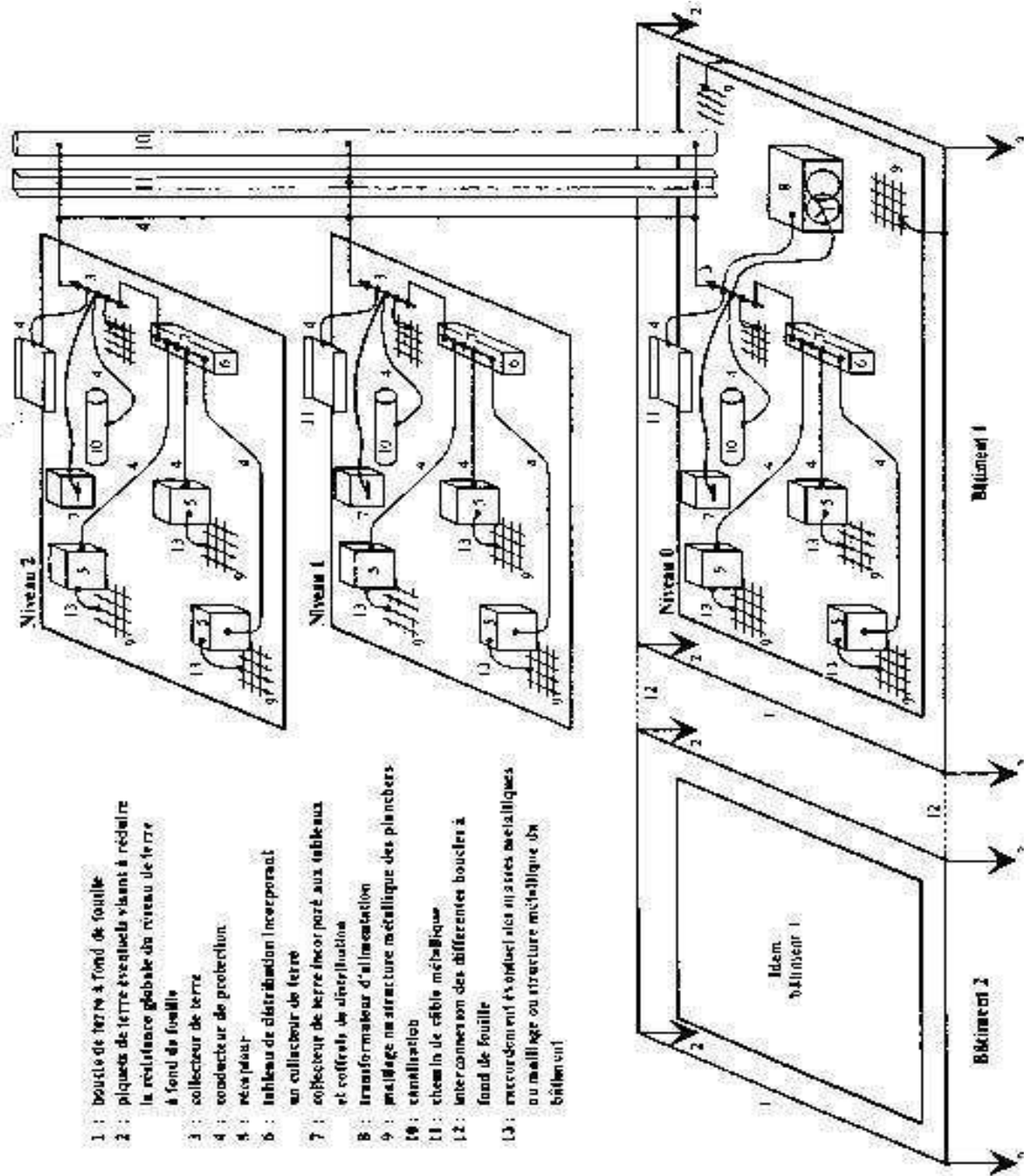


Figure 2-64 : principe de réalisation d'un système de mise à la terre

3. Les récepteurs et leurs contraintes d'alimentation

3. LES RECEPTEURS ET LEURS CONTRAINTES D'ALIMENTATION

3.1. Les perturbations dans les réseaux industriels

Les perturbations affectant les réseaux industriels peuvent être groupées en quatre catégories : les variations de l'amplitude de tension, les modifications de la forme d'onde, les dissymétries du système triphasé et les fluctuations de la fréquence autour de 50 Hz.

■ variations de fréquence

Les variations de fréquence susceptibles d'exister dépendent de la présence ou non de l'alimentation du distributeur.

□ réseau de distribution public

Les fluctuations de la fréquence d'un réseau de distribution public sont rares et ne sont rencontrées que dans des circonstances exceptionnelles telles que les défauts graves sur le réseau de production et de transport. Ce type de perturbations apparaît notamment lorsqu'il n'y a plus d'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique.

Dans la plupart des réseaux publics, la variation de fréquence n'excède pas 1 Hz autour de la fréquence nominale (50 ou 60 Hz).

□ réseau alimenté par une source autonome de production ilotée

Des variations de charge importantes provoquent des variations de fréquence. Un système de délestage permet de maintenir la fréquence en cas de surcharge (voir § 12.2.3.3.).

La norme 1000-2-4, paragraphe 4-4, sur le niveau de compatibilité dans les installations industrielles énonce que les variations de fréquence peuvent aller jusqu'à $\pm 4\%$.

■ variations de l'amplitude**□ creux de tension et coupures brèves**

Un creux de tension est une réduction d'au moins 10 % de la tension pendant une durée d'une demi-période à quelques secondes (voir fig. 3-1).

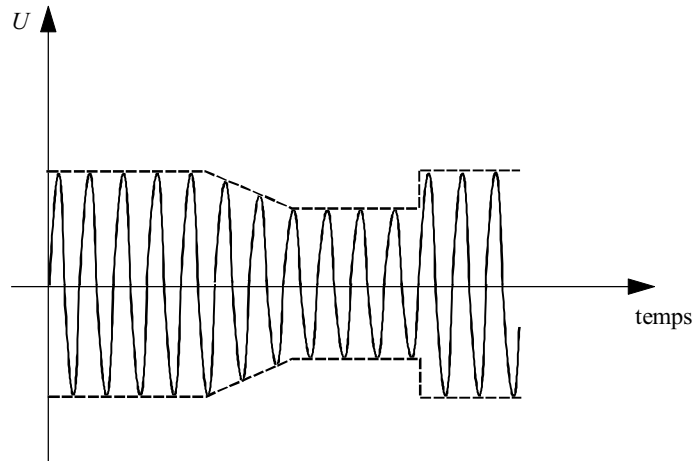


Figure 3-1 : creux de tension

Une coupure brève est un creux de 100 % d'une durée supérieure à quelques secondes et inférieure à une minute.

□ fluctuations de tension (flicker)

Les fluctuations de tension sont des variations périodiques ou aléatoires de l'enveloppe de la tension. Leur amplitude est inférieure à 10 % de la tension nominale (voir fig. 3-2).

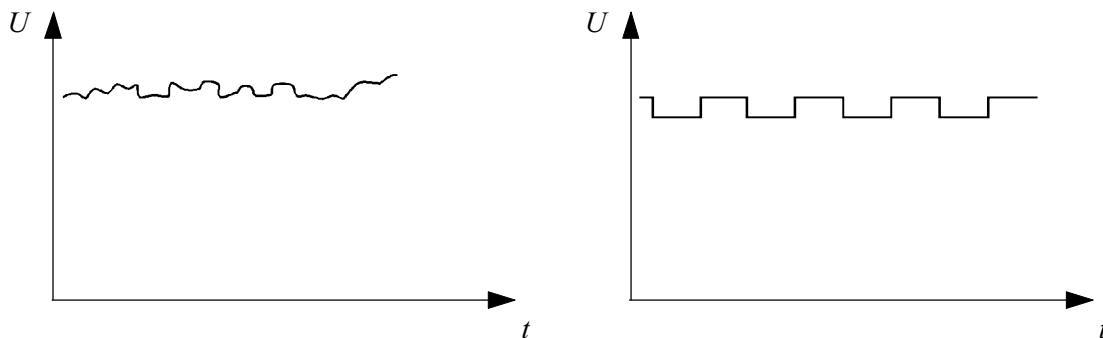


Figure 3-2 : exemples de fluctuations de tension

Ce type de perturbations est connu sous le nom de "flicker" pour son effet de papillotement sur l'éclairage. Le flicker est défini dans la norme VEl 161-08-13 comme une impression d'instabilité de la sensation visuelle due à un stimulus lumineux dont la luminosité ou la couleur fluctuent dans le temps. Il peut gêner les personnes dans les ateliers, les bureaux, les locaux d'habitation en provoquant une fatigue visuelle et nerveuse. La norme CEI 1000-2-2 définit la courbe admissible de flicker, elle donne l'amplitude des variations maximales de tension en fonction de la fréquence de variation (voir fig. 3-3).

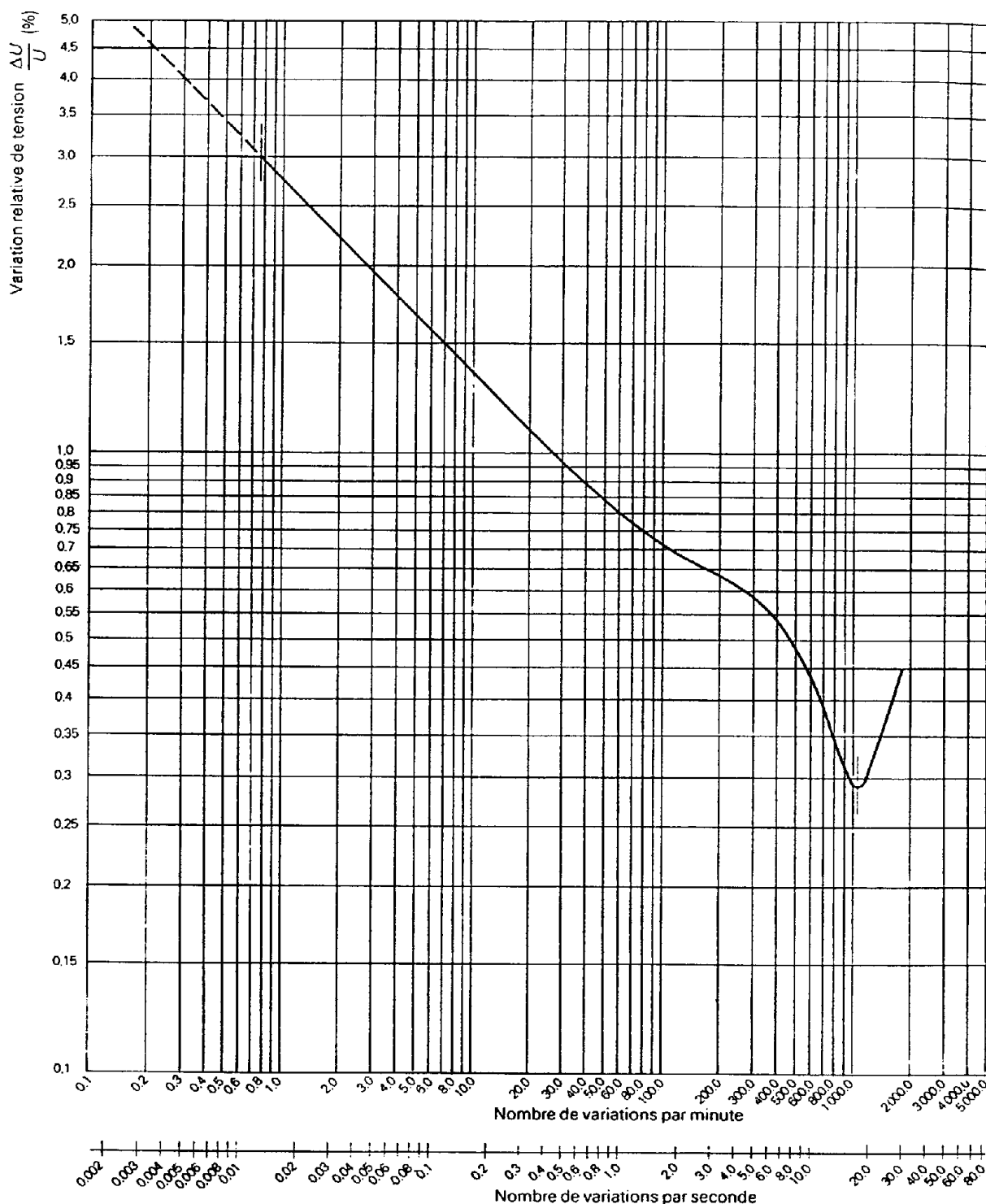


Figure 3-3 : amplitude des variations maximales en fonction de la fréquence de variation

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ modifications de la forme d'onde : les harmoniques

Les harmoniques, de par leur spécificités, font l'objet d'un chapitre particulier (§ 8). Il sera fait référence à ce dernier pour tous les problèmes concernant les harmoniques dans les récepteurs.

■ dissymétries du système triphasé : les déséquilibres

Le réseau triphasé est déséquilibré lorsque les trois tensions du système triphasé ne sont pas égales en amplitude ou ne sont pas décalées les unes par rapport aux autres de 120 °.

Le taux de déséquilibre est défini comme étant le rapport du module de la composante inverse à celui de la composante directe, $\tau = \frac{V_i}{V_d}$

En pratique, une valeur approchée du déséquilibre peut être obtenue par le rapport :

Valeur maximale de l'écart entre une quelconque des trois tensions et
la moyenne des trois tensions

Valeur moyenne des trois tensions

$$= \frac{\max_k |V_k - V_{moy}|}{V_{moy}}$$

avec $V_{moy} = \frac{V_1 + V_2 + V_3}{3}$

$$V_k : V_1, V_2 \text{ ou } V_3$$

■ niveaux de compatibilité

C'est le niveau maximal spécifié des perturbations auxquelles on peut s'attendre que soit soumis un appareil.

La norme CEI 1000-2-4 définit les niveaux de compatibilité sur les réseaux industriels (voir tableau 3-1).

Elle s'applique aux réseaux basse et moyenne tension.

Les niveaux de compatibilité sont donnés pour différentes classes d'environnement :

Classe 1

Cette classe s'applique aux réseaux protégés, elle a des niveaux de compatibilité plus bas que ceux des réseaux publics. Elle se rapporte à l'utilisation d'appareils très sensibles aux perturbations du réseau de puissance, par exemple instrumentation de laboratoires technologiques, certains équipements d'automatisation et de protection, certains ordinateurs ... Elle contient normalement des équipements qui nécessitent d'être alimentés par une alimentation sans interruption. Elle s'applique seulement aux réseaux **basse tension**.

Classe 2

Elle s'applique au point de livraison du distributeur et au réseau interne.
Les niveaux de compatibilité sont identiques à ceux des réseaux publics.

Classe 3

Elle s'applique seulement au réseau interne. Les niveaux de compatibilité sont supérieurs à ceux de la classe 2.

Perturbation	Classe 1	Classe 2	Classe 3
Variations de tension	± 8 %	± 10 %	+ 10 % à + 15 %
Creux de tension durée à $f = 50$ Hz	10 % à 100 % 10 ms	10 % à 100 % 10 ms à 3s	10 % à 100 % 10 ms à 3 s
Déséquilibre de tension	2 %	2 %	3 %
Variations de fréquence	± 1 %	± 1 %	± 2 %
Flicker	Voir fig. 3-3		

Tableau 3-1 : niveaux de compatibilité sur les réseaux industriels basse et moyenne tension

3.2. Les remèdes pour se prémunir contre le flicker

Différents remèdes sont envisageables pour limiter le phénomène de flicker.

■ choix du mode d'éclairage

Il existe des sources lumineuses plus ou moins sensibles au flicker, la solution évidente et la première à considérer est de bien les choisir.

Les lampes fluorescentes ont une sensibilité aux variations de tension deux à trois fois plus faible que les lampes à incandescence. Elles s'avèrent donc être le meilleur choix vis à vis du flicker.

■ alimentation sans interruption (ASI)

Dans le cas où la gêne due au flicker reste limitée à un groupe d'utilisateurs bien identifié, il est envisageable de "nettoyer" le départ éclairage par l'installation d'une ASI (voir § 1.6.3).

L'investissement d'une telle installation peut être relativement faible, mais cette solution n'est qu'un remède local.

■ modification du perturbateur

Le flicker peut être atténué en modifiant le cycle de fonctionnement de la charge perturbatrice : rythme de soudure, rapidité de remplissage du four, ...

Lorsque le démarrage direct et fréquent d'un moteur est la cause du flicker, un mode de démarrage réduisant la surintensité peut être adopté.

■ adjonction d'un volant d'inertie

Dans certains cas particuliers, un moteur avec charge variable ou un alternateur dont la puissance de la machine d'entraînement est variable peuvent provoquer des fluctuations de tension. Un volant d'inertie sur l'arbre les réduit.

■ convertisseur tournant

Un groupe moteur - générateur réservé à l'alimentation de la charge fluctuante est une solution valable si la puissance active de cette charge est relativement constante, mais son prix est élevé.

■ modification du réseau

Selon la structure du réseau, deux méthodes sont envisageables :

- éloigner (électriquement), voire isoler, la charge perturbatrice des circuits d'éclairage
- augmenter la puissance de court-circuit du réseau en diminuant son impédance.

Pour cela, différentes solutions sont possibles :

- raccordement des circuits d'éclairage au plus près du point de livraison
- augmentation de la puissance du transformateur commun (à U_{cc} constant)
- diminution de la tension de court-circuit (U_{cc} %) du transformateur commun (à puissance constante)
- mise en parallèle de transformateurs supplémentaires
- en BT, renforcement de la section des conducteurs situés en amont de la charge perturbatrice
- raccordement de la charge perturbatrice à un réseau de tension plus élevée
- alimentation de la charge perturbatrice par un transformateur indépendant.

■ la capacité - série (voir fig. 3-4-a)

L'introduction d'une capacité en série dans le réseau, en amont du point de raccordement à la charge perturbatrice et aux circuits sensibles au flicker, peut réduire de moitié les fluctuations de tension. Cette solution présente un avantage supplémentaire, car elle assure en plus une production d'énergie réactive. Par contre, elle comporte aussi un inconvénient, car il faut protéger les condensateurs contre les courts-circuits en aval.

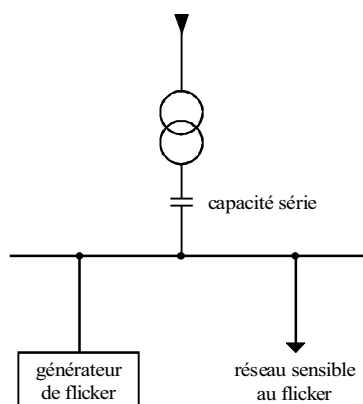


Figure 3-4-a : Capacité en série dans le réseau

■ la réactance série (voir fig. 3-4-b)

Utilisée pour les fours à arcs, cette solution peut réduire de 30 % le taux de flicker.

La réactance est insérée en série avec l'alimentation HT du four en aval du point de raccordement. Elle peut être incluse dans le transformateur du four. Elle comporte souvent un dispositif de réglage hors tension (prises boulonnées) et une possibilité de court-circuitage.

Son principal effet "positif" sur les variations de tension est qu'elle réduit le courant appelé par le four. En plus, elle stabilise l'arc du four. Ainsi, les fluctuations de tension sont moins brusques et le fonctionnement aléatoire de l'arc est réduit.

Son inconvénient est que la réactance est traversée par le courant de charge du four, elle consomme donc de l'énergie réactive.

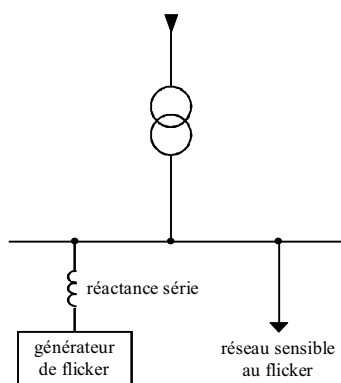


Figure 3-4-b : Réactance série

■ la réactance shunt saturée (voir fig. 3-4-c)

Une telle réactance raccordée au plus près de la source de flicker peut réduire d'un facteur 10 les fluctuations supérieures à la tension nominale, mais elle est inopérante pour les fluctuations inférieures parce que l'inductance ne sature pas.

Ces réactances présentent des inconvénients :

- elles consomment du courant réactif
- elles produisent des harmoniques
- leur prix est plutôt élevé.

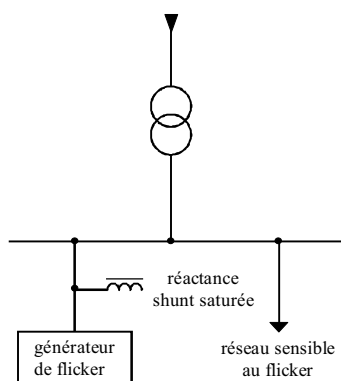


Figure 3-4-c : Réactance shunt saturée

■ la réactance de découplage (voir fig. 3-4-d)

Ce procédé est très efficace, puisqu'il peut réduire les fluctuations d'un facteur 10. Mais il exige une configuration appropriée du réseau.

Une impédance est insérée dans l'alimentation de la charge perturbatrice. Grâce à un auto-transformateur spécial connecté à cette impédance, on ajoute la tension opposée à la perturbation au niveau du réseau sensible au flicker. Il n'y a pas d'atténuation du flicker en amont du dispositif.

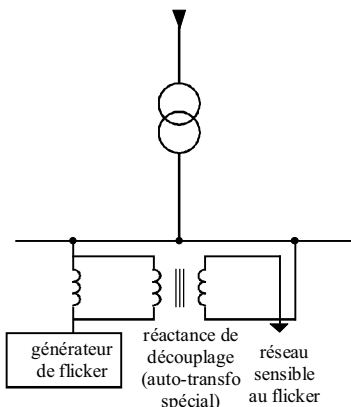


Figure 3-4-d : Réactance de découplage

■ le compensateur synchrone (voir fig. 3-4-e)

Cette solution conduit à une réduction des fluctuations de 2 à 10 % et jusqu'à 30 % avec des systèmes modernes de contrôle électronique.

Le compensateur est parfois complété de réactances (linéaires) d'amortissement installées sur l'alimentation.

Actuellement, les compensateurs synchrones sont remplacés par des compensateurs statiques. Mais ils peuvent s'avérer encore intéressants s'ils sont déjà installés et s'ils peuvent être remis en service.

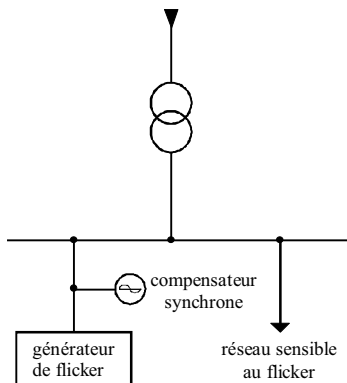


Figure 3-4-e : Compensateur synchrone

■ le convertisseur de phase

Les chutes de tension produites par des charges fluctuantes monophasées sont fortement réduites par des convertisseurs de phases, groupes tournants, transformateurs à couplages spéciaux ou pont de Steinmetz (voir fig. 3-5). Ce dernier permet le rééquilibrage d'une charge résistive monophasée.

Ainsi, une charge monophasée $S_m = P_m + jQ_m$ peut être compensée par une charge $-jQ$ sur la même phase. Il en résulte une charge monophasée purement résistive P_m qui peut être compensée en ajoutant des admittances selfique et capacitive sur les deux autres branches.

Ce montage équivaut à une charge triphasée équilibrée purement résistive de puissance $\frac{P_m}{3}$ sur chaque phase.

Quand la charge monophasée S_m est fortement fluctuante, un dispositif d'électronique de puissance peut permettre une compensation dynamique, pratiquement en temps réel. Dans ce cas, le pont de Steinmetz devient un "compensateur statique".

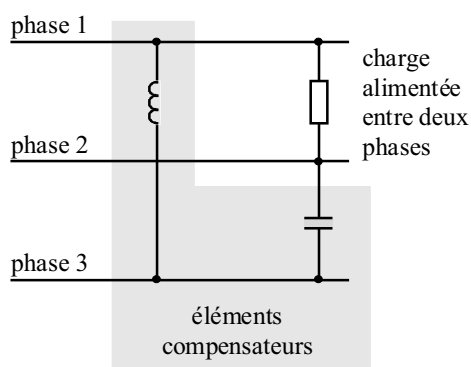


Figure 3-5 : montage en pont de Steinmetz pour la compensation d'une charge monophasée alimentée entre deux phases (schéma de principe)

■ le compensateur statique (SVC) (voir fig. 3-6)

Cet équipement SVC (Static Var Compensator) est destiné à faire une compensation en temps réel de la puissance réactive. Son emploi permet également une réduction du flicker de 25 % à 50 %.

Il comporte des inductances de compensation, une batterie fixe de condensateurs shunts montés en filtre (accordés à différentes fréquences, 150 Hz, 250 Hz...) et un dispositif électronique à base de thyristors. Le dispositif électronique a pour rôle de faire varier la consommation d'énergie réactive des inductances pour maintenir pratiquement constante la puissance réactive absorbée par l'ensemble générateur de flicker, batterie fixe de condensateurs, et inductances de compensation.

Cette compensation phase par phase est d'un intérêt évident pour les fours à arc dont les régimes de fonctionnement sont particulièrement déséquilibrés.

Les performances d'un tel compensateur sont très bonnes.

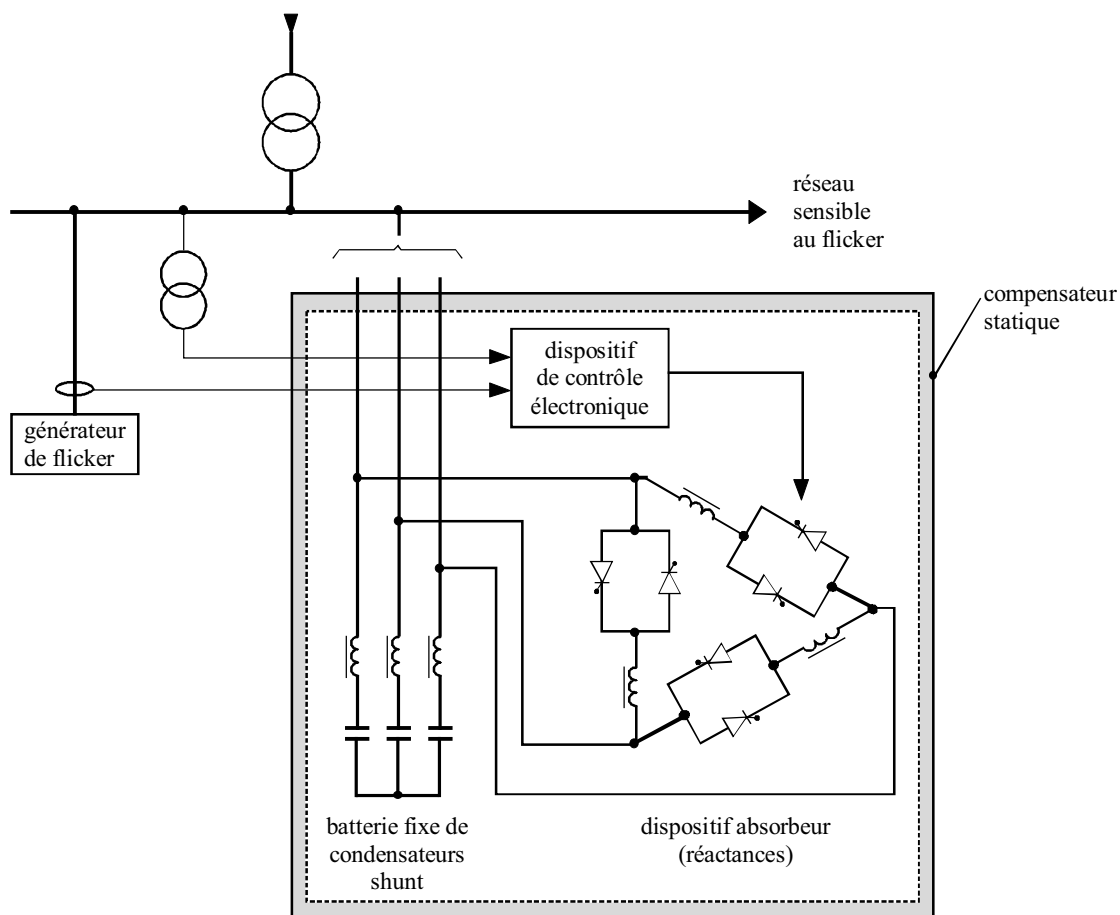


Figure 3-6 : schéma d'installation d'un compensateur statique

■ tableau récapitulatif

Le tableau 3-2 résume, en fonction du type de la charge produisant le flicker, les remèdes qu'il est possible d'apporter, et leur rentabilité.

Remèdes	Charges fluctuantes			
	démarrage moteur	moteur à charge fluctuante	four à arc	soudeuse
Modification du perturbateur	+ <i>c</i>	-	+ <i>b</i>	+ <i>b</i>
Volant d'inertie	-	+ <i>a</i>	-	-
Convertisseur tournant	+ <i>c</i>	+ <i>c</i>	+ <i>b</i>	+ <i>c</i>
Modification du réseau	+ <i>b</i>	+ <i>b</i>	+ <i>a</i>	+ <i>b</i>
Capacité série	+ <i>b</i>	+ <i>b</i>	+ <i>c</i>	+ <i>b</i>
Réactance série	-	-	+ <i>a</i>	-
Réactance shunt saturée	-	-	+ <i>c</i>	+ <i>c</i>
Réactance de découplage	+ <i>c</i>	+ <i>c</i>	+ <i>c</i>	+ <i>b</i>
Compensateur synchrone	+ <i>c</i>	+ <i>c</i>	+ <i>a</i>	+ <i>b</i>
Convertisseur de phase	-	-	+ <i>c</i>	+ <i>b</i>
Compensateur statique	+ <i>b</i>	+ <i>b</i>	+ <i>a</i>	+ <i>b</i>

- : techniquement inadapté
- + : techniquement possible
- a* : souvent économique
- b* : parfois rentable
- c* : rarement rentable

Tableau 3-2 : les remèdes pour réduire le flicker

3.3. Les moteurs électriques

Deux types de moteurs électriques triphasés existent :

- les moteurs asynchrones
- les moteurs synchrones.

Nous ne parlerons pas dans ce chapitre des moteurs à courant continu.

3.3.1. Les moteurs asynchrones

■ constitution des moteurs asynchrones

Le stator et le rotor séparés par l'**entrefer** se composent d'un circuit magnétique, qui canalise l'essentiel du flux magnétique, et de bobinages qui sont logés dans des encoches réparties sur le diamètre d'alésage pour le stator, sur la périphérie pour le rotor.

Le bobinage stator, généralement triphasé, est relié au réseau.

Selon la nature du bobinage rotor, on distingue deux grandes classes de machines asynchrones :

- les machines à bagues ou à rotor bobiné
- les machines à "cage" ("d'écureuil") ou à rotor en court-circuit.

□ machines à bagues ou à rotor bobiné (voir fig. 3-7)

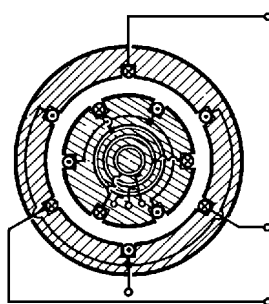


Figure 3-7 : rotor bobiné

Les enroulements rotor sont toujours triphasés à couplage étoile.

Les extrémités de l'enroulement rotorique sont sorties et reliées à des bagues montées sur l'arbre, sur lesquelles frottent des balais en carbone. On peut ainsi mettre en série avec le circuit rotorique des éléments de circuit complémentaires qui permettent des réglages, par exemple du couple de démarrage (voir fig. 3-37) ou de la vitesse (voir fig. 3-22).

□ machine à "cage" ou à rotor en court-circuit

- **rotor à simple cage** (voir fig. 3-8)

Le circuit du rotor est constitué de barres conductrices régulièrement réparties entre deux couronnes métalliques formant les extrémités, le tout rappelant la forme d'une cage d'écureuil. Bien entendu, cette cage est insérée à l'intérieur d'un circuit magnétique analogue à celui du moteur à rotor bobiné.

Ce type de moteur, beaucoup plus aisé à construire que le moteur à rotor bobiné, est d'un prix de revient inférieur et a une robustesse intrinsèquement plus grande. Il n'est donc pas étonnant qu'il constitue, et de loin, la plus grande partie du parc des moteurs asynchrones en service.

Son inconvénient majeur est qu'il ne permet pas d'insérer un rhéostat et qu'il a, au démarrage, de mauvaises performances (courant élevé et couple faible). C'est pour remédier à cette situation qu'ont été développés deux autres types de moteur (rotor à double cage et rotor à encoches profondes).

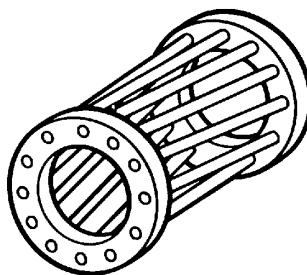


Figure 3-8 : rotor à simple cage

- **rotor à double cage**

Le rotor comporte deux cages coaxiales (voir fig. 3-9) :

- l'une (fréquemment réalisée en laiton ou en bronze), externe, à résistance relativement élevée, est placée près de l'entrefer
- l'autre (en cuivre), interne, de plus faible résistance, est noyée dans le fer, ayant ainsi une inductance des fuites supérieures à la première.

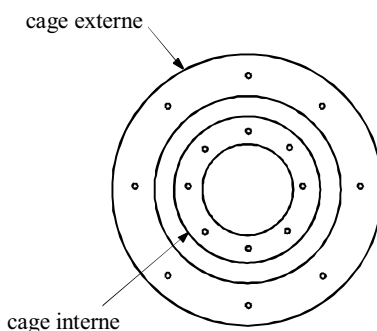


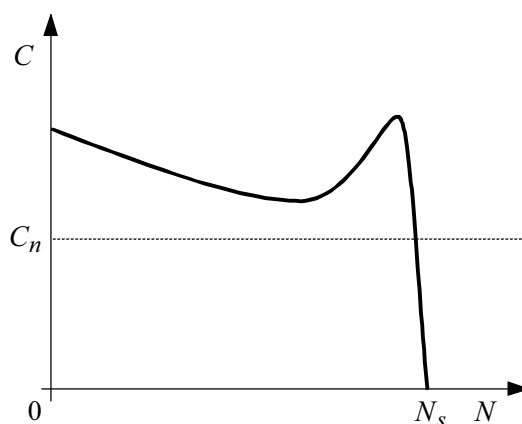
Figure 3-9 : rotor à double cage

Au **démarrage**, le courant rotorique, de fréquence égale à la fréquence f du réseau d'alimentation, se répartit de façon inversement proportionnelle aux réactances des cages, qui sont alors grandes devant les résistances. Dans ces conditions, c'est la cage externe qui est parcourue par le maximum de courant ; sa relativement forte résistance réduit l'appel de courant et accroît le couple.

Au contraire, lorsque le moteur atteint son **régime nominal** de fonctionnement, normalement caractérisé par un faible glissement g et une fréquence basse gf , ce sont les résistances qui contrôlent la répartition du courant, ce qui favorise le passage du courant dans la cage interne de faible résistance.

On peut, ainsi, obtenir des couples de démarrages de l'ordre de deux à trois fois supérieurs à ceux du rotor à simple cage.

La figure 3-10 montre, en fonction de la vitesse, la variation du couple d'un moteur à double cage, dont la cage externe est calculée pour obtenir le couple maximal au démarrage.



C_n : couple nominal

N : vitesse du rotor

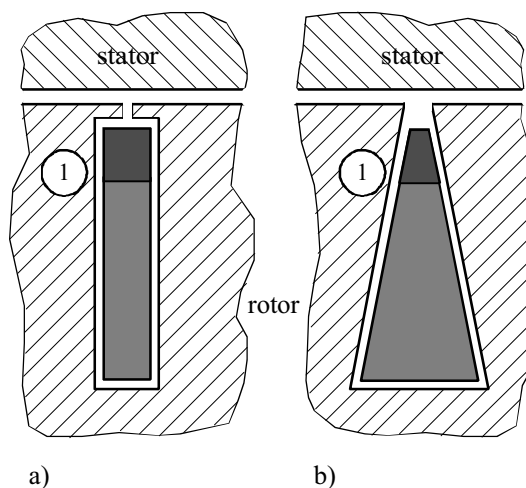
N_s : vitesse de synchronisme

Figure 3-10 : courbe du couple d'un moteur à double cage en fonction de sa vitesse

- **rotor à encoches profondes**

Le rotor à double cage est beaucoup plus difficile à construire que le rotor à simple cage et est donc d'un coût plus élevé.

On peut pallier cet inconvénient, tout en gardant une partie des avantages de la double cage, en construisant une cage rotorique simple avec des barres très plates s'enfonçant profondément dans le circuit magnétique (voir fig. 3-11-a) :



① : localisation des courants au démarrage

Figure 3-11 : schéma des encoches profondes a) et des conducteurs en trapèze b)

- lors du **démarrage**, la réactance est prépondérante devant la résistance car la fréquence des courants du rotor est égale à N_s (voir § principe de fonctionnement). La réactance qui croît avec la profondeur, tend à imposer aux lignes de courant de se concentrer près de la périphérie et à leur assigner ainsi une section de conducteur réduite et une résistance accrue, ce qui réduit l'appel de courant et accroît le couple
- en revanche, en **marche normale**, la réactance est faible devant la résistance car la fréquence des courants rotor est faible (gN_s). Ainsi, l'effet décrit au démarrage disparaît et les lignes de courant, en occupant la pleine section de la barre, retrouvent un circuit de faible résistance.

Ce type de moteur, dit à **encoches profondes**, est très utilisé, notamment dans le cas des moteurs à haute tension et à fort couple de démarrage. Il présente cependant l'inconvénient d'entraîner une diminution du facteur de puissance du moteur, et, bien sûr, d'exiger un diamètre de rotor plus important.

Pour remédier à ce dernier inconvénient, on a parfois fait appel à des conducteurs ayant des formes plus compliquées, en **trapèze** (voir fig. 3-11-b) voire en **L** (la base du **L** étant en fond d'encoche).

■ principe de fonctionnement

Considérons le cas de la machine à rotor bobiné. Electriquement, cette machine peut se comparer à un transformateur si les bagues ne sont pas raccordées à un circuit extérieur ; la tension recueillie aux bagues peut en effet être différente de la tension appliquée au stator, compte tenu du **rapport de transformation** lié au rapport des nombres de spires rotor/stator.

Le bobinage stator est réparti dans l'espace de manière à créer un champ tournant à la vitesse N_s . Les conducteurs rotor, soumis à ce champ variable, sont le siège d'une tension induite. Si le bobinage rotor est convenablement réparti lui aussi, même avec un nombre de phases différent de celui du stator, on recueille à ses extrémités une tension alternative.

Réunissons ces extrémités : des courants prennent naissance (à la fréquence du réseau, le rotor étant à l'arrêt), créant un flux de réaction qui s'oppose au phénomène, ainsi que des forces qui font tourner le rotor dans le sens du champ stator.

Le rotor tournant à la vitesse N , la fréquence des courants induits diminue et devient gf correspondant à la vitesse relative $N_s - N = g N_s$ du champ tournant par rapport au rotor. Le champ créé par ces courants induits tourne par rapport au rotor à la vitesse gN_s , c'est-à-dire par rapport au stator à la vitesse :

$$N + gN_s = N_s$$

Puisque les champs du stator et du rotor tournent à la même vitesse constante N_s , la position relative des pôles du stator et de ceux du rotor est fixe. Ces pôles peuvent donc s'attirer ou se repousser de façon constante dans le temps, ce qui crée sur l'arbre un couple constant. Ainsi, comme dans toutes les machines électriques tournantes produisant un couple constant, et en particulier pour les machines synchrones, le champ du rotor est accroché à celui du stator ; mais ici le rotor doit glisser par rapport à son propre champ pour fournir du couple. Si le rotor tourne à la même vitesse que le champ stator, aucun courant n'est induit au rotor ; le rotor devenu passif ne peut produire aucun couple. Ajoutons que si le rotor tourne à une vitesse supérieure au champ stator, la machine fonctionne en génératrice asynchrone (voir § 4.3).

□ glissement du rotor par rapport au champ tournant du stator

Ainsi que l'introduction l'a illustré, la vitesse N du rotor d'un moteur asynchrone est nécessairement inférieure à la vitesse du champ tournant N_s (vitesse synchrone atteinte uniquement à vide). La différence relative des vitesses s'appelle le "glissement" g :

$$g = \frac{N_s - N}{N_s}$$

avec :

$$N_s = 60 \frac{f}{p} \text{ (tr/min)}$$

f : fréquence du réseau (Hz)
 p : nombre de paires de pôles

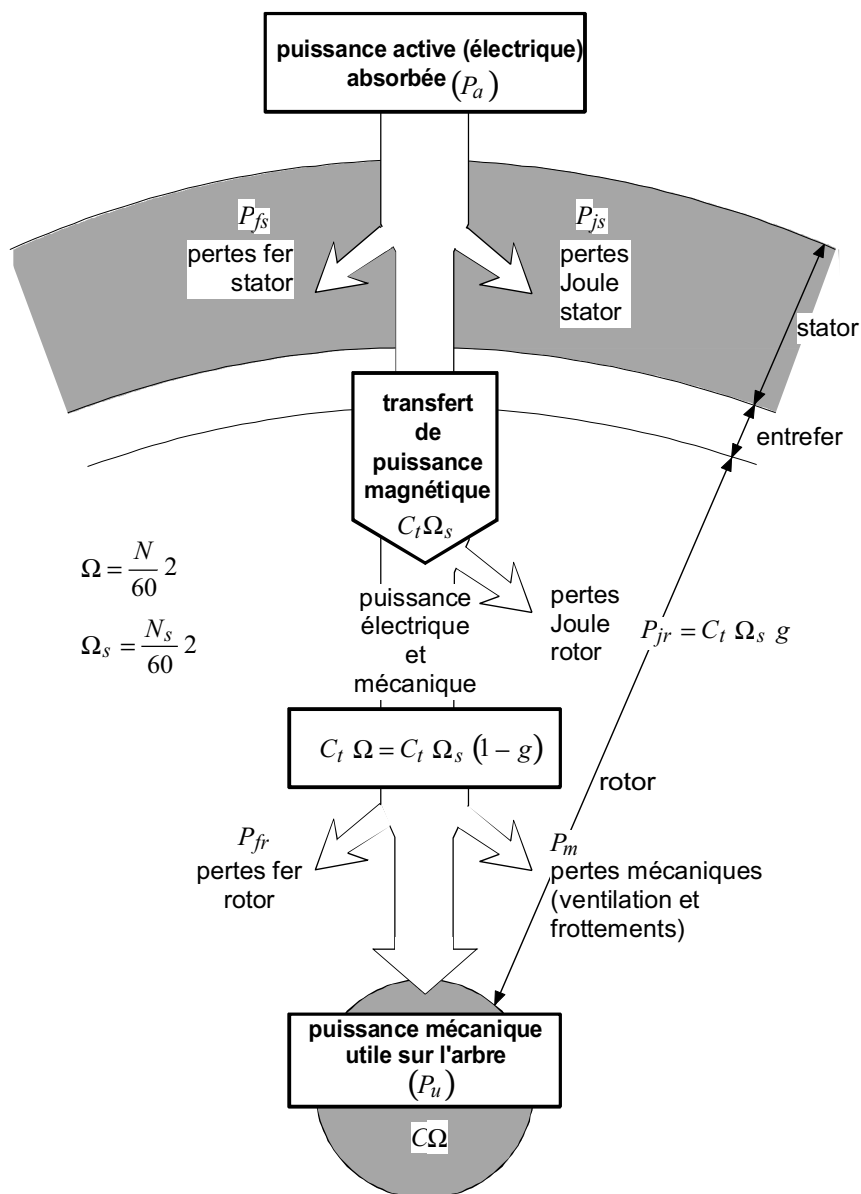
En pratique, le glissement nominal reste faible (quelques pour-cents pour les petits moteurs, moins de 1 % pour les gros).

□ schéma énergétique du moteur asynchrone

Le moteur asynchrone comporte, au stator et au rotor, des conducteurs parcourus par des courants : le stator et le rotor sont donc le siège de pertes Joule. De même le fer de chacun d'eux est soumis à des inductions variables qui provoquent des pertes fer. Le rotor tourne, ce qui suppose des pertes mécaniques. La figure 3-12 illustre les pertes de transfert de puissance.

La relation définissant les pertes Joule rotor illustre la comparaison que l'on fait souvent entre un rotor de machine asynchrone et un embrayage à friction ; dans ce dernier, les pertes de frottement sont égales au produit du couple transmis par l'écart de vitesse entre le primaire et le secondaire.

Dans la décomposition du rendement global $\eta = P_u / P_a$, on peut noter la part correspondant aux pertes Joule rotor, caractérisée par le terme $(1 - g)$ (appelé "rendement du rotor"). Le rendement global étant nécessairement inférieur à $(1 - g)$, on ne peut obtenir un bon rendement que si la valeur du glissement est relativement faible.



$\Omega_s = \frac{N_s}{60} 2\pi$: pulsation correspondant à la vitesse de synchronisme

$\Omega = \frac{N}{60} 2\pi$: pulsation correspondant à la vitesse du rotor

C_t : couple électromagnétique fourni au rotor

C : couple mécanique utile fourni à l'arbre

Figure 3-12 : schéma énergétique du moteur asynchrone

■ schéma électrique équivalent simplifié du moteur asynchrone

A échauffement, fréquence et tension constants, les enroulements stator présentent une résistance R_1 et une réactance X_1 constantes. En valeurs ramenées au primaire, le rotor possède une résistance R_2 et une inductance L_2 telle que :

$$L_2 \omega_{rotor} = L_2 g \omega_{stator} = g X_2$$

La tension induite au rotor, proportionnelle aussi à la fréquence rotorique, peut se mettre sous la forme : gE_2 , où E_2 représente la tension induite dans le rotor ouvert, à l'arrêt ($g=1$).

Le courant induit dans le rotor est donc :

$$I_2 = \frac{g E_2}{\sqrt{R_2^2 + (gX_2)^2}}$$
$$= \frac{E_2}{\sqrt{\frac{R_2^2}{g^2} + X_2^2}}$$

La figure 3-13 représente le schéma équivalent monophasé du moteur asynchrone, en négligeant les pertes fer.

La branche centrale correspond au courant réactif **magnétisant** nécessaire à l'entretien du flux magnétique dans la machine.

A vide $g \rightarrow 0, R_2 / g \rightarrow \infty$; le courant à vide se réduit alors pratiquement au courant magnétisant.

Pour que ce courant soit faible, en particulier parce qu'il détermine le $\cos \varphi$ de la machine, le constructeur s'efforce de réduire la réluctance du circuit magnétique (faible entrefer, encoches semi-fermées).

Au démarrage, $X_2 \gg R_2 / g$; le courant rotor est réactif, en phase avec I_μ , et l'on peut écrire la relation algébrique : $I_1 = I_\mu + I_2$. Limité par l'impédance totale du moteur, cet appel de courant est important et atteint quatre à dix fois le courant nominal.

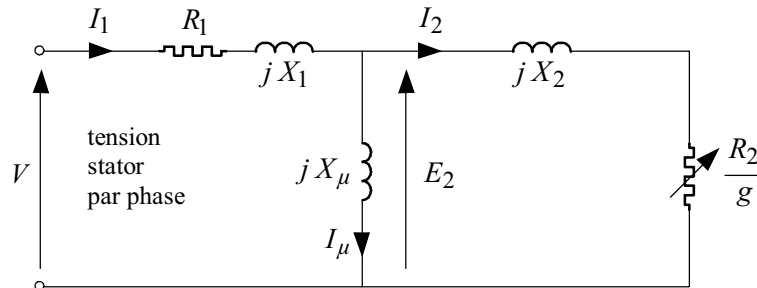


Figure 3-13 : schéma électrique équivalent du moteur asynchrone

La réactance du moteur au démarrage $X_m = X_1 + (X_2 // X_\mu)$ peut être calculée à partir des données fournies par les constructeurs :

$$X_m = \frac{U_n^2}{P} \frac{I_n}{I_d} \eta \cos \varphi$$

- η : rendement du moteur à la puissance nominale
- $\cos \varphi$: facteur de puissance du moteur à la puissance nominale
- $\frac{I_n}{I_d}$: rapport du courant nominal au courant de démarrage du moteur
- P : puissance mécanique fournie par le moteur

■ étude du couple d'un moteur asynchrone

En négligeant les pertes fer du rotor et les pertes mécaniques, on peut expliciter le couple moteur (cf. fig. 3-12 et 3-13) :

$$\begin{aligned} C \cong C_t &= \frac{P_{jr}}{\Omega_s g} = \frac{3 R_2 I_2^2}{\Omega_s g} \\ &= \frac{3 R_2 g E_2^2}{R_2^2 + (g X_2)^2} \frac{1}{\Omega_s} \end{aligned}$$

- A résistance rotor constante et glissement égal, le couple est proportionnelle au carré de la tension (E_2 est proportionnel à V).

- Au synchronisme ($g = 0$), le couple est nul.
- A l'instant du démarrage ($g = 1$), le couple est proportionnel à la résistance du rotor R_2 :

$$C_d = \frac{3 R_2 E_2^2}{\Omega_s X_2^2}$$

- Au voisinage du synchronisme, c'est-à-dire dans la zone de fonctionnement stable du moteur, $g X_2 \ll R_2$ le couple est proportionnel au glissement :

$$C \cong \frac{3 E_2^2}{\Omega_s R_2} g$$

On observe aussi qu'à V (ou E_2) et C constants, le glissement est proportionnel à la résistance rotor, et qu'à R_2 et C constants, le glissement varie en raison inverse du carré de la tension.

- Aux forts glissements, c'est-à-dire pendant la phase de démarrage, $g X_2 \gg R_2$, le couple est proportionnel à l'inverse du glissement :

$$C = \frac{3 R_2 E_2^2}{g \Omega_s X_2^2}$$

- Entre ces domaines extrêmes le couple passe par un maximum qui correspond à $\frac{dC}{dg} = 0$, c'est-à-dire à $R_2 = g X_2$.

Cette dernière condition, réintroduite dans la relation précédente liant le couple C et l'intensité I_2 , permet d'écrire :

$$C_{\max} = \frac{3 E_2^2}{2 X_2 \Omega_s}$$

A tension constante, le couple est maximal lorsque la réactance du rotor est égale à sa résistance $\left(X_2 = \frac{R_2}{g} \right)$, cette valeur du couple maximal est indépendante de la résistance du rotor R_2 . Le glissement à C_{\max} est proportionnel à $R_2 \left(g = \frac{R_2}{X_2} \right)$. Ainsi, en augmentant la résistance du rotor, on déplace la courbe de couple vers les forts glissements sans modifier C_{\max} , de plus, on augmente le couple de démarrage.

■ caractéristiques en fonction de la vitesse (voir fig. 3-14)

Les valeurs caractéristiques du couple moteur sont :

- C_d : couple de démarrage (mesuré par essai dit "à rotor bloqué")
- C_{\min} : couple minimal (creux de couple surtout sensible pour les machines à double cage)
- C_{\max} : couple maximal (ou de décrochage)
- I_d : intensité de démarrage

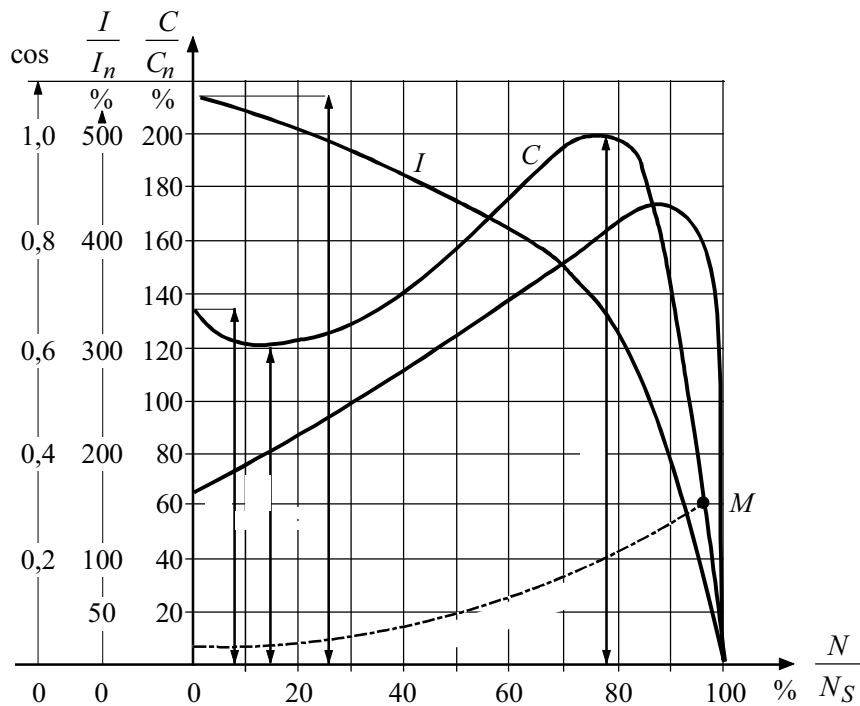


Figure 3-14 : caractéristiques d'un moteur asynchrone à cage en fonction de la vitesse

■ stabilité du moteur asynchrone

Sur la figure 3-14 représentant les caractéristiques d'un moteur asynchrone à cage en fonction de la vitesse, le point de fonctionnement M se trouve à l'intersection de la courbe de couple moteur et de la courbe de couple résistant. La marche du moteur n'est stable qu'entre les fonctionnements à vide et à couple maximal, zone dans laquelle un ralentissement entraîne un accroissement du couple moteur.

C_{\max} détermine par ailleurs :

- **la surcharge** (ou couple résistant) **instantanée** maximale admissible
- **la chute de tension instantanée** maximale admissible ou la tension de décrochage V_{dec} , qui définit la tension minimale pour que le moteur ne décroche pas en présence d'un couple résistant égal à sa valeur nominal :

$$\frac{C_{\max}}{C_n} = \left(\frac{V_n}{V_{dec}} \right)^2$$

□ exemple

Pour éviter le décrochage sous une tension de $0,7 V_n$, il faut :

$$\frac{C_{\max}}{C_n} > \left(\frac{1}{0,7} \right)^2$$

d'où
$$\frac{C_{\max}}{C_n} > 2,04$$

■ influence de la tension (voir fig. 3-15)

Le moteur asynchrone est particulièrement sensible aux variations de tension.

Pour f et N constants, le couple moteur est proportionnel à V^2 , l'appel de courant est proportionnel à V :

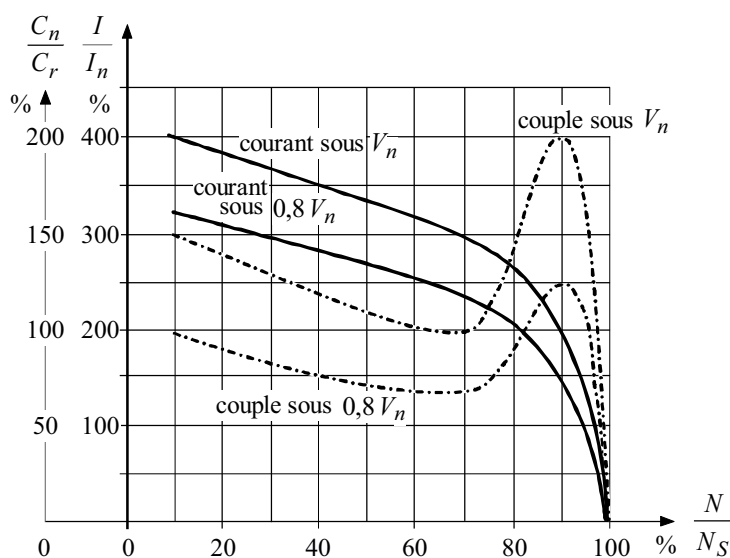


Figure 3-15 : influence de la tension sur le couple moteur et le courant

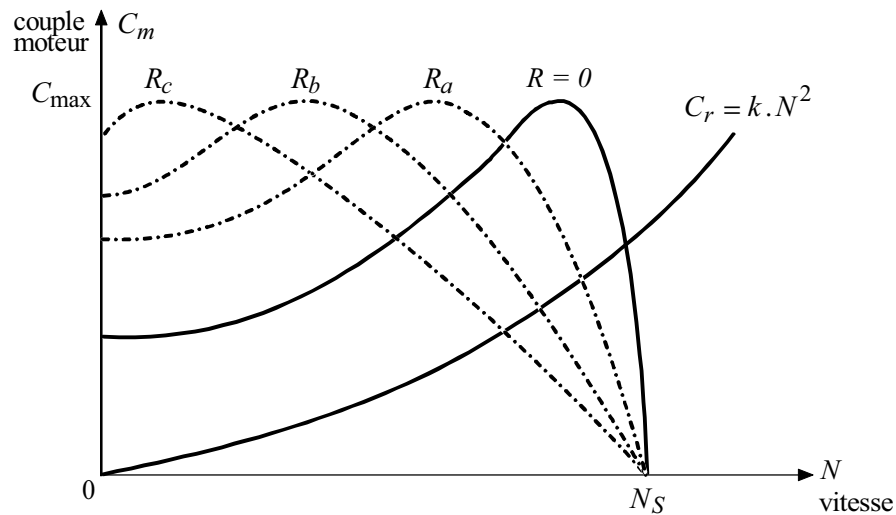
■ influence de la résistance rotor

D'après les équations précédentes, l'augmentation de R_2 a pour effet principal d'augmenter le couple de démarrage.

Cette propriété est mise à profit pour résoudre certains problèmes de démarrage (les problèmes de démarrage conditionnent largement le dimensionnement des moteurs asynchrones).

□ moteur à rotor bobiné (ou à bagues)

Dans un moteur à bagues, l'utilisation d'un rhéostat extérieur dans le circuit rotorique permet de changer la courbe de couple (voir fig. 3-16). Les points d'intersection des courbes du couple moteur et du couple résistant déterminent les points de fonctionnement aux différentes vitesses.



$R_c > R_b > R_a$: résistance additionnelle dans le circuit rotorique

Figure 3-16 : moteur asynchrone à rotor bobiné

□ moteur à cage

Dans un moteur à cage, on peut agir :

- sur la résistivité des conducteurs rotor (par exemple, par l'utilisation de bronze ou de laiton à la place du cuivre)
- sur l'accroissement de résistance apparente à fort glissement, par effet **pelliculaire** (voir § "moteur à double cage et à encoches profondes").

La figure 3-17 donne l'évolution comparée du couple moteur pour quatre types de rotor caractéristiques.

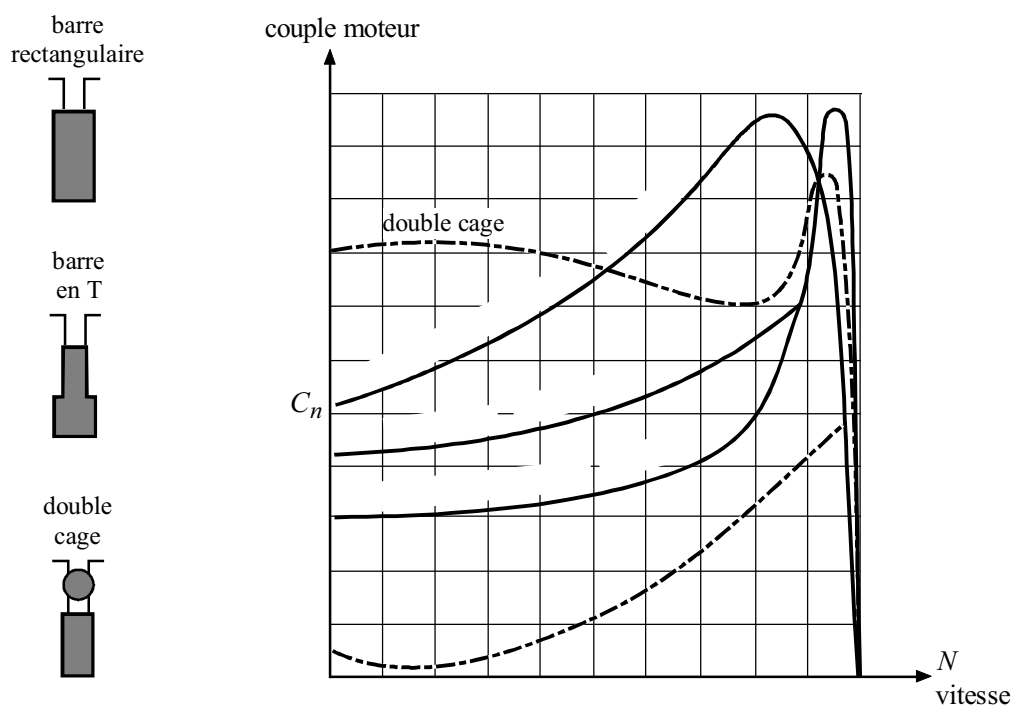


Figure 3-17 : caractéristiques de couple pour différents types de cage

■ caractéristiques en fonction de la charge (voir fig. 3-18)

Un moteur asynchrone présente l'inconvénient d'absorber de la puissance réactive.

Son facteur de puissance et son rendement se dégradent rapidement lorsque la charge décroît. A vide, le courant absorbé reste non négligeable et la puissance absorbée correspondante est presque exclusivement réactive. L'utilisateur n'a donc pas intérêt à faire fonctionner ses moteurs en sous-charge.

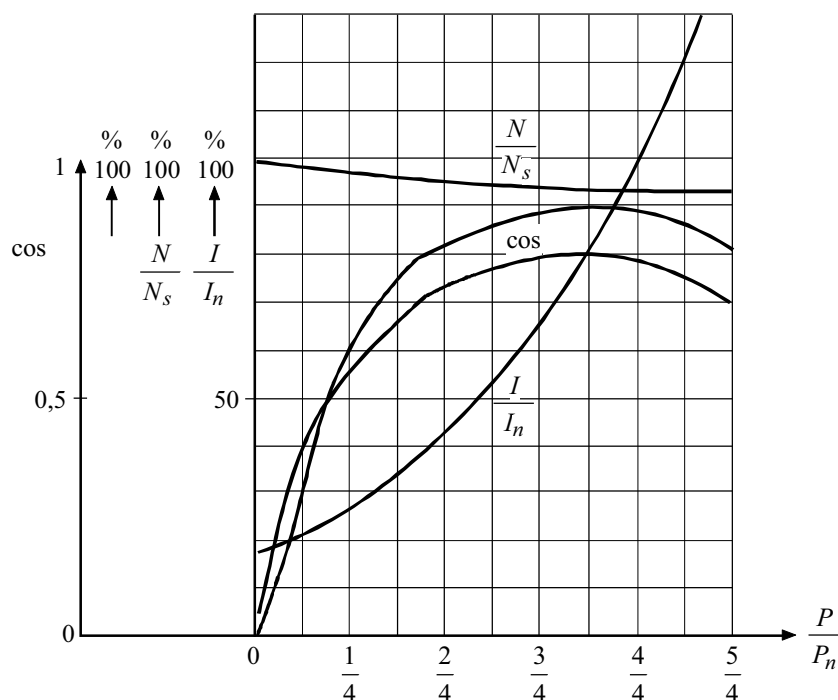


Figure 3-18 : caractéristiques d'un moteur asynchrone à cage en fonction de la charge

■ utilisation du moteur à rotor bobiné (ou à bagues)

Les moteurs à bagues sont plus chers que les moteurs à cage (de 20 à 30 % pour $P > 150$ kW et de 30 à 100 % pour $P < 150$ kW).

En pratique, ils sont réservés à des cas spéciaux qui ne peuvent être résolus par le moteur à cage.

Leur choix, avec un appareillage approprié dans le circuit rotorique, s'impose lorsque :

- l'appel de courant ou de puissance au démarrage n'est pas admissible par la source d'alimentation
- le moteur doit être utilisé avec un réglage passager ou permanent de la vitesse
- le moteur doit assurer :
 - . un service intensif, avec une fréquence élevée de démarrages et de freinages
 - . l'entraînement d'appareils à inertie ou couple de démarrage élevé.

3.3.2. Les moteurs synchrones

L'étude des moteurs synchrones n'est qu'un cas particulier de celle des machines synchrones (voir § 4.4.2, fonctionnement en moteur synchrone).

3.3.3. Entraînement à vitesse variable par moteurs électriques

L'entraînement à vitesse variable d'une machine réceptrice peut s'effectuer selon deux types de procédés, fondamentalement différents :

- le premier consiste à agir sur la transmission entre le moteur tournant à vitesse fixe et l'organe entraîné à vitesse variable : c'est le cas des systèmes mécaniques, hydrauliques et électromagnétiques
- le second s'obtient en faisant fonctionner le moteur à vitesse variable à l'aide de solutions électriques ou électroniques.

■ raisons de la vitesse variable

□ les différents types de machines entraînées

Les entraînements à vitesse variable sont bien connus dans un certain nombre d'industries et font partie intégrante du système ou du processus (laminoirs, mélangeurs, enrobeurs, extrudeuses, métiers à fils, racleurs, machines-outils, traction...). Dans ce domaine, le développement des systèmes de commande électronique permet d'éviter la dégradation de l'énergie mécanique en chaleur.

Mais le champ d'application le plus intéressant est incontestablement celui constitué par les entraînements de machines telles que pompes, ventilateurs, soufflantes ou compresseurs, car il est nécessaire d'adapter leurs caractéristiques propres (vitesse, couple, puissance) aux variations de paramètres extérieurs (débit, pression, déclivité, température). Le tableau 3-3 classe les principaux types de machines réceptrices en fonction de leur couple résistant.

Puissance P proportionnelle à	Couple résistant C_r proportionnel à	Exemples
N^3	N^2	Pompes Ventilateurs centrifuges Compresseurs ou axiaux Centrifugeuses Agitateurs
N	constant	Compresseurs Pompes à pistons Compresseurs volumétriques Pompes à engrenages Laminoires Engins de levage Bandes transporteuses
constante	$1/N$	Bobineuses Tours Dérouleuses à bois

N : vitesse en tr / min

Tableau : 3-3 : puissance et couple nécessaires pour l'entraînement des machines réceptrices tournantes

□ relation entre débit et puissance absorbée d'une pompe centrifuge ou d'un ventilateur

Le débit d'une pompe centrifuge ou d'un ventilateur est proportionnel à la vitesse de rotation de la machine, le couple croît avec le carré de la vitesse et la puissance croît comme le cube de la vitesse (voir fig. 3-19).

Le tableau de la figure 3-19 démontre d'une manière éloquentes à quel point la puissance nécessaire est réduite lorsque le débit baisse.

Ainsi, une réduction de débit de 20 % peut être obtenue soit à vitesse constante en dissipant 50 % de la puissance (perte d'énergie) par une action directe sur l'écoulement du fluide, soit en réduisant la vitesse de 20 % avec une réduction de 50 % de la puissance consommée. On comprend ainsi les économies d'énergie permises par la variation de vitesse.

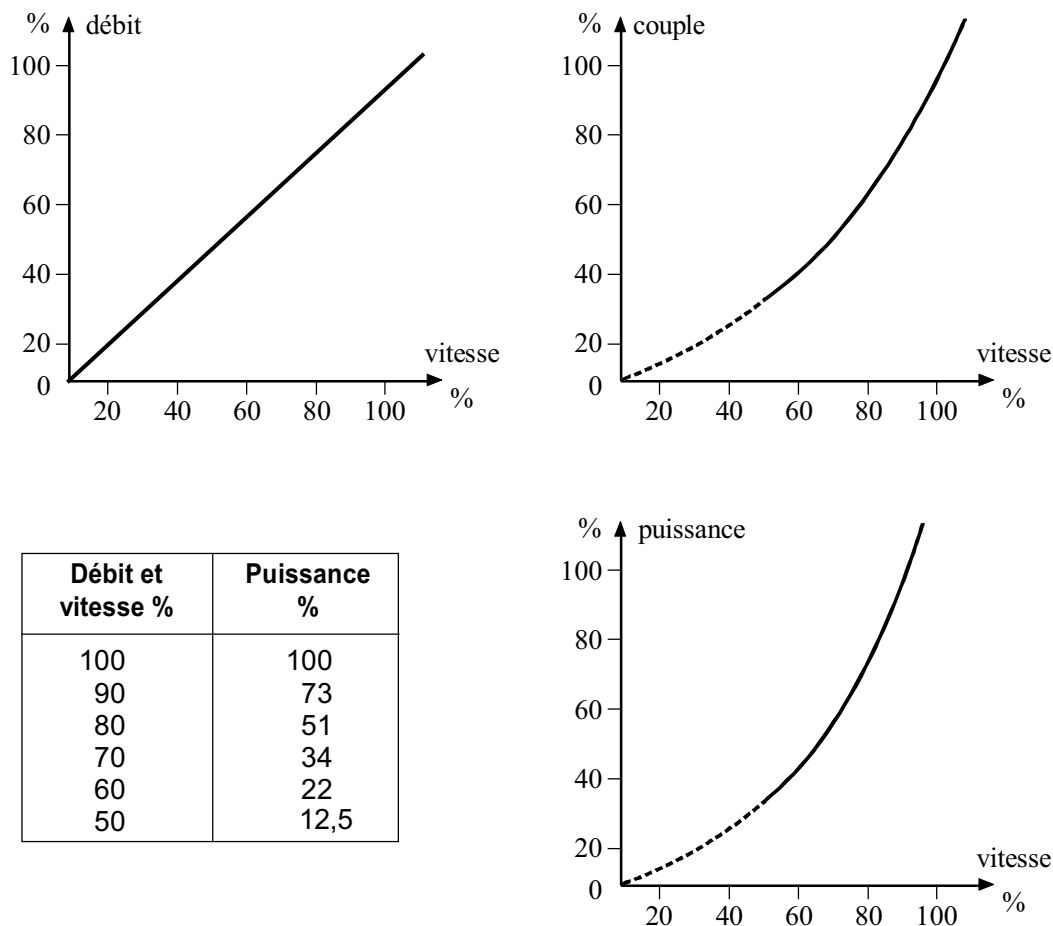


Figure 3-19 : allures théoriques comparées des courbes de débit, de couple et de puissance des pompes centrifuges ou des ventilateurs

■ solutions mécaniques, hydrauliques et électromagnétiques

Il faut noter que le rendement de ces dispositifs diminue rapidement avec la vitesse.

□ les variateurs à courroies ou à chaînes

Ce sont des organes simples et peu coûteux qui peuvent transmettre des puissances atteignant 200 kW. Les pertes sont relativement importantes, en particulier à faible vitesse.

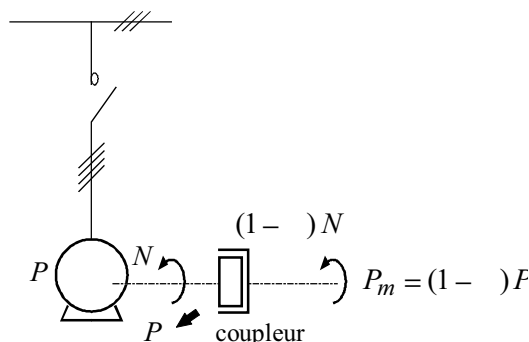
□ les boîtes de vitesses

Ce sont des dispositifs coûteux qui possèdent un bon rendement et qui autorisent une puissance transmise élevée. Mais ils ne permettent pas une variation continue de la vitesse.

□ les accouplements glissants

Ces dispositifs sont caractérisés par la dissipation d'une partie αP de la puissance par glissement au niveau de l'accouplement (voir fig. 3-20). Le rendement est alors dégradé d'un coefficient $(1 - \alpha)$.

- les systèmes à friction sont basés sur le principe d'une transmission métal sur métal dans l'huile. La puissance transmise est limitée à environ 100 kW et les pertes sont assez élevées, surtout à faible vitesse.
- les variateurs hydrauliques, en particulier les dispositifs dont le fonctionnement repose sur une circulation d'huile entre deux parties tournantes jouant respectivement le rôle de pompe et de turbine, peuvent transmettre des puissances dépassant largement 1 MW. Ces variateurs ne conviennent pas pour les faibles vitesses.
- les coupleurs à poudre sont en général réservés à des puissances inférieures à 100 kW. La transmission entre moteur et organe entraîné s'effectue par friction, par l'intermédiaire d'une poudre magnétique dont la fluidité dépend du champ magnétique auquel elle est soumise.
- les coupleurs électromagnétiques à courants de Foucault permettent d'atteindre 1 MW.



αP : puissance dissipée

$(1 - \alpha)$: facteur de réduction de la vitesse

Figure 3-20 : Accouplement glissant

■ solutions électriques

Seules les plus répandues sont mentionnées :

- le réglage de la vitesse d'un moteur asynchrone à rotor bobiné par rhéostat est un procédé incompatible avec un bon rendement et n'est de ce fait utilisé que dans les cas particuliers où les impératifs de réglage sont considérés comme prioritaires et doivent être réalisés même au prix d'une baisse importante du rendement
- le réglage de la vitesse des moteurs asynchrones à cage par changement de polarité, consiste à connecter différemment les bobines du stator. Ce procédé ne permet que l'obtention de vitesses discrètes dont le nombre dépend de celui de paires de pôles réalisables (en général deux vitesses)
- installer deux moteurs de vitesses différentes sur le même arbre.

■ solutions électroniques

Avant de décrire succinctement les principaux procédés utilisés, il semble utile de donner un bref aperçu des avantages qui font de la variation électronique de vitesse une solution attrayante pour bon nombre de processus industriels, à la fois techniquement et économiquement.

□ intérêt de la variation électronique de vitesse

Les principaux avantages, d'ailleurs souvent intimement liés, sont les suivants :

• souplesse de réglage et fonctionnement optimisé

- grande facilité de démarrage avec un couple moteur programmable. Le démarrage est indépendant des conditions climatiques et sans temps de préparation.
- souplesse de fonctionnement permettant d'adapter l'organe entraîné à des conditions variables d'utilisation et même, dans certains cas, d'accroître sa plage utile de service.
- adaptation aisée aux procédés modernes d'automatisation et, de ce fait, participation à l'amélioration de la productivité et de la constance de qualité des produits.
- possibilité d'utiliser les moteurs à des vitesses supérieures à celles imposées par le réseau.
- simplification des lignes d'arbre.

- **économie d'énergie**

- capacité de réaliser des économies d'énergie significatives par rapport aux entraînements du type accouplement glissant grâce à des rendements de conversion électromécanique intrinsèquement plus élevés.
- possibilité pour un équipement de fonctionner en permanence aux meilleurs rendements sur toute la gamme des vitesses réalisables et non pas seulement au point maximal de fonctionnement.
- voir paragraphe 3.3.3.6., exemple de choix d'un variateur de vitesse.

- **disponibilité et maintenabilité**

- disponibilité élevée des équipements, résultant d'une part d'une fiabilité élevée, et d'autre part de la faible durée des réparations et de l'entretien nécessaires.
- dépannages facilités par la modularité des sous-ensembles électroniques et la possibilité de mettre en oeuvre des procédures de détection automatique de défaut et de substitution rapide.

- **réduction des contraintes sur les matériels et de certaines nuisances**

- réduction des contraintes appliquées à la mécanique (couple transitoire au démarrage, décrochages, coups de bélier, etc...) par contrôle permanent de l'accélération.
- suppression des appels de courant sur le réseau lors du démarrage des moteurs.
- possibilité de se passer des bagues et contacts glissants, facilitant ainsi l'utilisation en atmosphère explosible ou agressive.

- **précautions d'utilisation**

Les dispositifs électroniques utilisés pour la variation de vitesse des moteurs engendrent des courants harmoniques qui peuvent perturber l'installation électrique ou le distributeur (voir § 8).

■ tableau récapitulatif des caractéristiques des différents variateurs de vitesse

	Type	Puissance maximale approximative (kW)	Variation de la vitesse	Stabilité de la vitesse (%)	Rendement global	Fiabilité	Maintenance	Simplicité	Remarques
Mécanique	Courroies	100	20 à 200 %	1 à 3	70 à 90 %	*	**	****	Vitesse nulle impossible. Entretien important. Prix faible.
	Friction	50	30 à 95 %	0,1	50 à 90 %	**	**	**	Vitesse nulle possible. Limité aux faibles puissances.
Hydraulique	Hydrocinétique	> 1 000	25 à 98 %	1 à 2	60 à 95 %	***	***	***	Bien adapté pour pompes et ventilateurs centrifuges. Ne convient pas pour faibles vitesses
	Hydrostatique	> 1 000	5 à 98 %	2 à 3	60 à 90 %	***	***	**	Souplesse de conduite mais vitesse nulle impossible.
Electromagnétique	Poudre magnétique	50	25 à 98 %	3 à 5	50 à 90 %	**	**	****	Le rendement décroît rapidement
	Courant de Foucault	1 000	50 à 98 %	3 à 5	50 à 95 %	**	**	**	quand la vitesse diminue.
Electronique	Pour moteur asynchrone	25 000 (1)	0 à >> 100 %	0,5 à 4 (en boucle ouverte)	85 à 90 %	****	***	*	Tous types d'applications.
	Pour moteur synchrone	80 000 (1)	0 à >> 100 %	1	90 à 95 %	****	***	**	Tous types d'applications
**** = excellent *** = très bon ** = correct * = moyen (1) Seuil économique entre moteur asynchrone et moteur synchrone : 500 à 1 000 kW.									

Tableau 3-4 : caractéristiques des principaux variateurs de vitesse

3.3.3.1. Moteur asynchrone à cage alimenté par gradateur (voir fig. 3-21)

Le gradateur statique est un équipement qui permet de démarrer un moteur asynchrone sous une tension progressive. Ainsi, les appels de courant sur le réseau sont limités et la mise en vitesse du moteur est contrôlée.

Ce procédé permet de faire varier la tension statorique, donc la vitesse, en jouant sur l'angle de retard à l'amorçage des thyristors montés en anti-parallèle et placés dans chacune des phases d'alimentation du moteur.

Ce type de réglage convient mieux pour les entraînements à faible couple résistant aux basses vitesses que pour ceux à couple résistant constant quelle que soit la vitesse. D'autre part, la diminution de la vitesse se traduit par une augmentation des pertes de glissement, ce qui réduit la plage de variation de vitesse et restreint l'application aux moteurs à cage résistante de faible puissance, ou à des services intermittents.

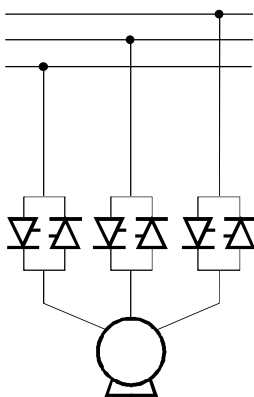


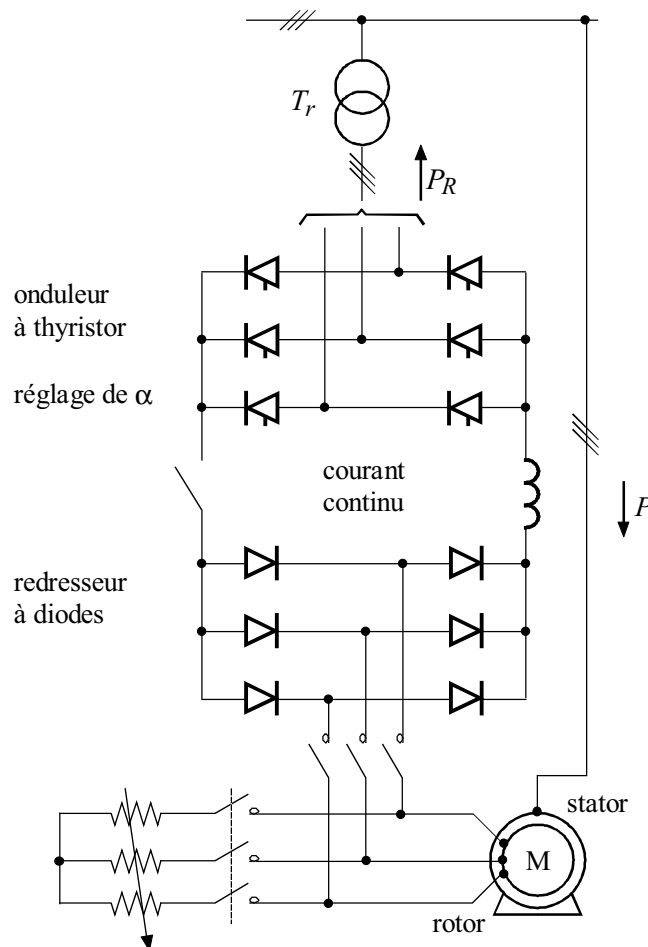
Figure 3-21 : moteur asynchrone à cage alimenté par gradateur

3.3.3.2. Moteur asynchrone à rotor bobiné (ou à bagues) avec cascade hyposynchrone (voir fig. 3-22)

Avec un moteur à rotor bobiné, on a la possibilité de faire varier le glissement en modifiant la résistance rotorique (voir fig. 3-16). Si l'on utilise pour cela un rhéostat, on dissipe en pure perte de l'énergie active et on abaisse de façon inacceptable le rendement. Pour que le procédé soit intéressant, il faut faire appel à un circuit qui permet la récupération de l'énergie correspondante en la réinjectant dans le réseau. On redresse le courant rotorique par un pont de diodes et, après filtrage, on le renvoie dans le réseau au moyen d'un onduleur et d'un transformateur adaptateur de tension. Le réglage du glissement s'effectue en jouant sur le retard à l'amorçage des thyristors. Le rendement obtenu est de l'ordre de 0,9 à 0,95.

En théorie, il est possible de régler la vitesse depuis sa valeur maximale jusqu'au voisinage de l'arrêt. En fait, il n'est pas intéressant de prévoir une telle plage de variation. D'une part, il est rare que l'on ait besoin d'une si grande variation de vitesse, d'autre part, on montre que la puissance de dimensionnement de la cascade est proportionnelle au glissement. Du point de vue des coûts, il faut donc la dimensionner pour la seule marge de glissement nécessaire, ce qui implique d'utiliser un rhéostat pour le démarrage.

Le convertisseur indirect ainsi constitué peut souvent avantageusement être remplacé par un cycloconvertisseur.



- M : moteur
 P : puissance absorbée
 P_R : puissance réinjectée au réseau
 Tr : transformateur d'adaptation
 α : angle de retard à l'amorçage des thyristors

Figure 3-22 : schéma d'une cascade hyposynchrone

En remplaçant le pont de diodes par un pont de thyristors et en injectant, à partir du réseau, de l'énergie dans le rotor, on acquiert le moyen de dépasser la vitesse de synchronisme, en réalisant ainsi une **cascade hypersynchrone** (et hyposynchrone).

3.3.3.3. Moteur asynchrone à cage alimenté par redresseur-onduleur autonome

Lorsque le moteur est asynchrone à cage, on peut utiliser un convertisseur du type redresseur-onduleur. Pour les petites et moyennes puissances (< 400 kW), les commutations sont actuellement plutôt effectuées par des transistors IGBT. Ils permettent une fréquence de commutation supérieure à celle des thyristors et autorisent ainsi des vitesses élevées. Pour les fortes puissances, les thyristors sont seuls à être utilisés. La commutation des thyristors doit être assurée par des circuits auxiliaires constitués de thyristors et de condensateurs (commutation forcée). Ce type de variateur est souvent appelé "commutateur".

Différents types d'alimentation sont possibles :

- redresseurs-commutateurs de tension
- redresseurs-onduleurs à modulation de largeur d'impulsions
- redresseurs-commutateurs de courant.

■ redresseur-commutateur de tension (voir fig. 3-23)

Il comprend un redresseur contrôlé permettant d'alimenter à tension variable un onduleur triphasé. La fréquence de sortie souhaitée est obtenue en agissant sur l'angle d'amorçage des thyristors de l'onduleur.

Ce type de convertisseur de fréquence est le plus simple, mais il nécessite une inductance et une capacité de filtrage.

Le freinage par récupération d'énergie est possible pour autant que le redresseur de tête à thyristors soit lui-même réversible. La réversibilité en vitesse s'obtient en inversant l'ordre des phases dans la commande des thyristors de l'onduleur.

Ce type d'alimentation convient bien pour les moteurs à forte réactance.

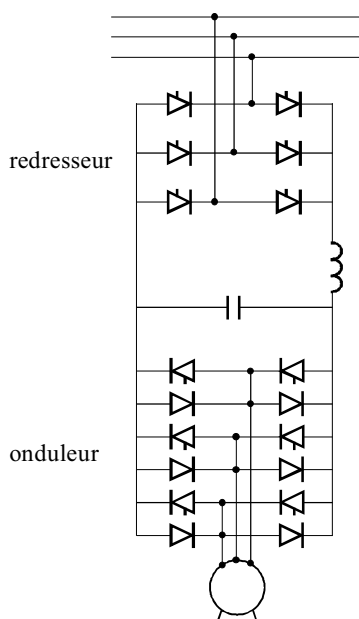


Figure 3-23 : moteur asynchrone à cage avec redresseur-commutateur de tension

■ redresseur-onduleur à modulation de largeur d'impulsions (M.L.I.) (voir fig. 3-24)

Le redresseur utilisé dans ce cas est à tension constante (diodes au lieu de thyristors). L'onduleur fournit à la fois une tension et une fréquence variables. En faisant varier la largeur des impulsions de sortie ainsi que leur fréquence, on obtient une tension de sortie et un courant de charge proches d'une sinusoïde.

Cette solution permet de réaliser des entraînements à vitesse variable de grandes performances. Elle autorise une grande plage de variation de vitesse. Par contre, pour les vitesses importantes, la fréquence de commutation est élevée. Il faut alors utiliser des transistors, ce qui limite la puissance maximale ($P \leq 400 \text{ kW}$).

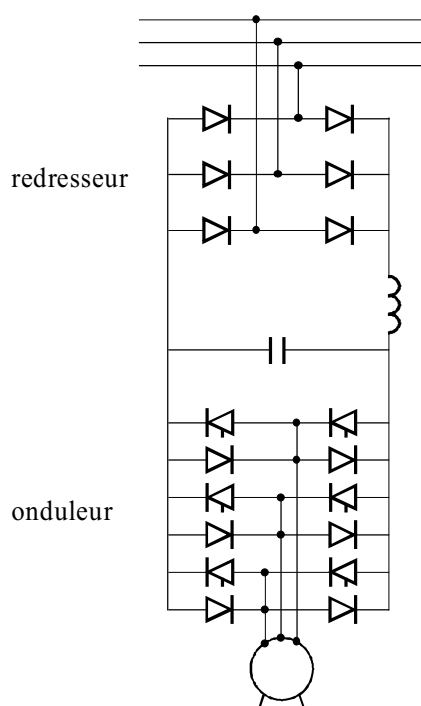


Figure 3-24 : moteur asynchrone à cage avec redresseur-onduleur M.L.I.

■ redresseur-commutateur de courant

Le schéma de la figure 3-25 présente un exemple de redresseur-commutateur de courant. Cette solution comprend un convertisseur d'entrée (redresseur contrôlé par thyristors) à commutation naturelle (la commutation des thyristors s'effectue sans circuit auxiliaire) qui, associé à une inductance de lissage, se comporte comme une source de courant continu. Un convertisseur de sortie (commutateur) commute ce courant dans les phases de la machine à l'aide de condensateurs. Cette commutation, effectuée à fréquence variable, permet d'obtenir un fonctionnement très souple du moteur dans une large gamme de vitesse.

Sans élément supplémentaire, l'équipement fonctionne dans les quatre quadrants du plan couple-vitesse. Dans le fonctionnement en génératrice, le convertisseur côté réseau fonctionne en mode onduleur et le commutateur côté machine en mode redresseur.

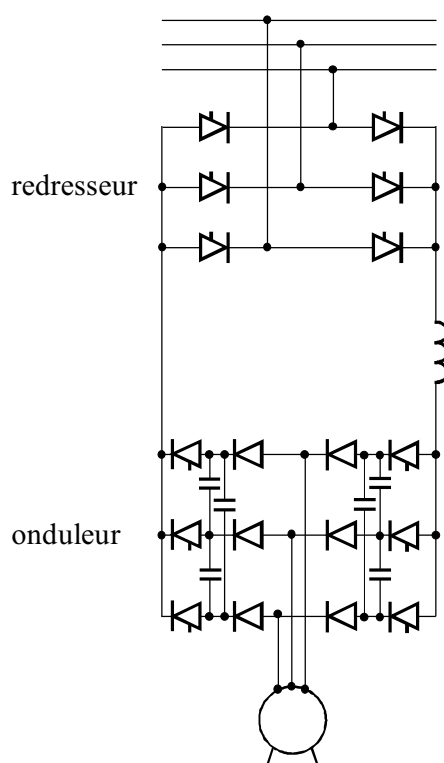


Figure 3-25 : moteur asynchrone à cage avec redresseur-commutateur de courant

3.3.3.4. Moteur synchrone alimenté par redresseur-onduleur autopiloté

Cette solution met en oeuvre un premier convertisseur alimenté par le réseau et un second piloté par la machine. La liaison entre les deux convertisseurs s'effectue par l'intermédiaire d'une inductance de découplage.

Dans le fonctionnement en moteur, le convertisseur côté réseau fonctionne en mode redresseur et règle l'intensité dans l'étage intermédiaire à courant continu ; le second convertisseur travaille en mode onduleur non autonome et commute ce courant à fréquence variable dans les phases de la machine.

La commutation d'une phase du stator à la suivante est déterminée, soit par mesure de la position du rotor, soit par mesure des tensions statoriques, l'énergie réactive nécessaire à cette commutation étant fournie par la machine excitée. Ce mode de réglage écarte tout risque de décrochage, la fréquence restant toujours parfaitement synchrone avec la vitesse.

Au démarrage et à faible vitesse, la tension de la machine est insuffisante pour effectuer la commutation de l'onduleur. Dans ce cas, c'est le convertisseur d'entrée qui, utilisé transitoirement en onduleur, assure cette fonction.

Cette solution est en principe utilisée pour des puissances unitaires supérieures à quelques centaines de kilowatts et jusqu'à plusieurs dizaines de mégawatts.

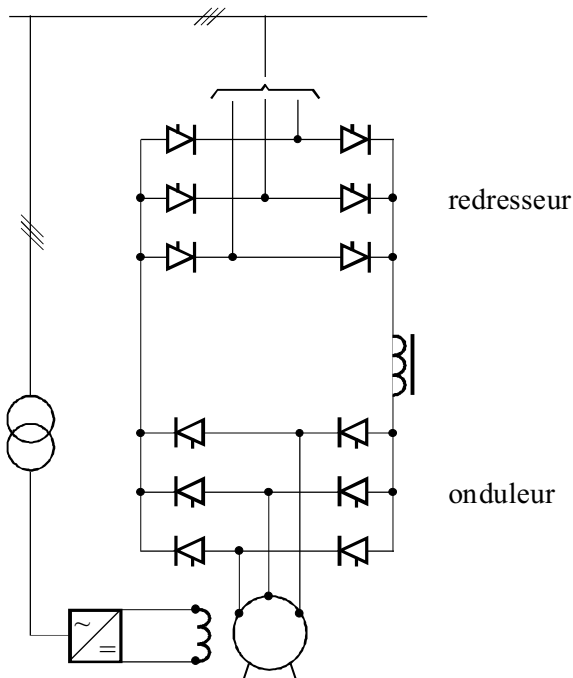


Figure 3-26 : moteur synchrone avec redresseur-onduleur autopiloté

3.3.3.5. Moteur asynchrone ou synchrone alimenté par cycloconvertisseur

C'est le seul système générateur de fréquence variable capable de réaliser une conversion directe de fréquence en partant du réseau alternatif.

L'alimentation du moteur alternatif nécessite un convertisseur par phase comme l'indique la figure 3-27 qui présente un exemple de schéma possible. Les trois convertisseurs sont commandés par trois références déphasées entre elles de 120° . Quand l'un des ponts est conducteur, il est redresseur si le courant et la tension sont de même signe et onduleur si courant et tension sont de signes opposés. Pratiquement, le cycloconvertisseur limite l'excursion de la fréquence de sortie entre 0 et $f/3$ (f étant la fréquence du réseau). Ce type de solution est donc plus particulièrement adapté aux entraînements de moteurs à faible vitesse de rotation.

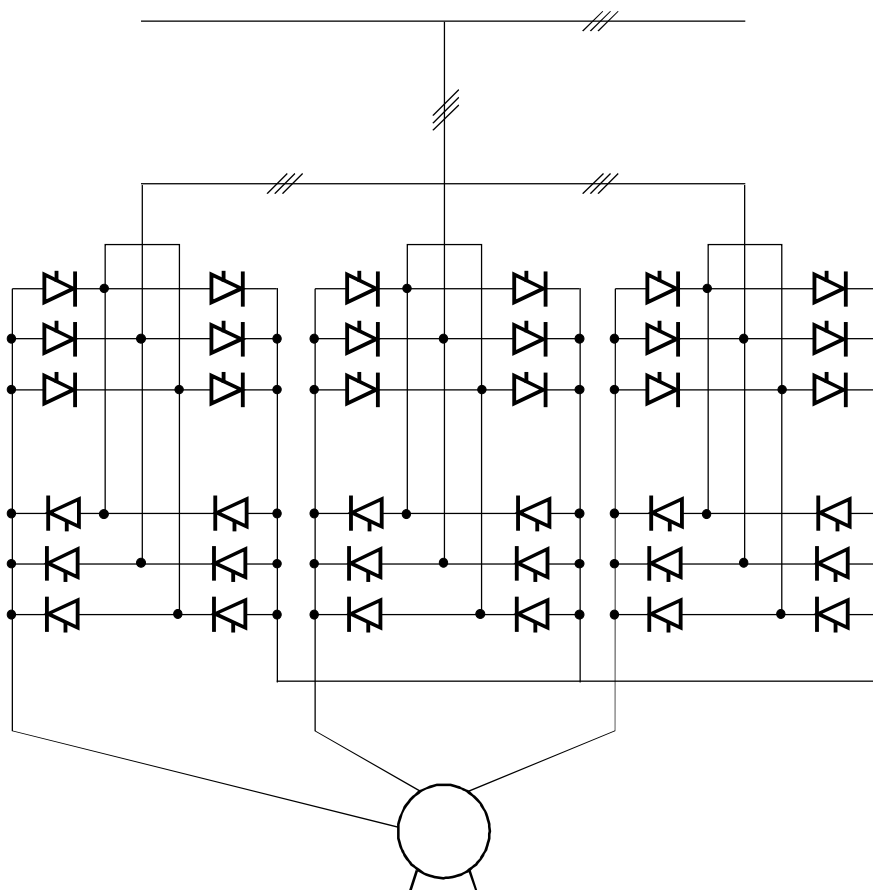


Figure 3-27 : moteur à courant alternatif avec cycloconvertisseur

3.3.3.6. Caractéristiques et domaines d'application des variateurs électroniques de vitesse

Principe de variation de vitesse		Puissance	Plage de variation	Rendement global	Domaines d'application
Moteur asynchrone Fréquence fixe Gradateur	Action sur tension statorique Fréquence fixe	qq 10 kW	20 à 90 % de N_s (1)	0,2 à 0,7	- Service intermittent en levage et manutention (translation). - Pour $C_r = k \cdot N^2$ ou $C_r = k \cdot N^3$, faible plage de variation de vitesse : pompes, ventilateurs. - Auxiliaires, démarrage des moteurs.
Moteur asynchrone rotor bobiné Fréquence fixe avec récupération d'énergie	Dispositif redresseur-onduleur. Action sur le glissement par variation du courant rotorique. Récupération d'énergie au rotor Cascade Hyposynchrone Fourniture d'énergie au rotor Cascade Hypersynchrone	qq 100 kW à qq 1 000 kW	60 à 100 % de N_s 100 à 140 % de N_s	0,90 à 0,95	Pour $C_r = k \cdot N^2$ ou $C_r = k \cdot N^3$: pompes, ventilateurs, soufflantes, compresseurs. - Extrudeuses (grandes puissances). - Puissance $\leq \frac{8 N_s}{1 500} MW$ (N_s en tr/min).
Moteur asynchrone ou synchrone Cyclo-convertisseur Fréquence variable Conversion directe	Action sur tension et fréquence statoriques. Convertisseur de fréquence par pont thyristors : 0 à 16 Hz maxi pour un réseau 50 Hz. Généralement à commutation naturelle par le réseau (moteurs synchrones et asynchrones) ou par la charge (moteur synchrone surexcité). Cyclo-convertisseur	qq 100 kW à qq 10 000 kW		0,85 à 0,90	- Broyeurs, fours à ciments. - Trains de rouleaux de laminoirs. - Pour vitesse de rotation faible.
Moteur asynchrone Fréquence variable Conversion indirecte	Action sur tension et fréquence statoriques. Dispositif redresseur-onduleur autonome : - commutateur de tension (2) - onduleur M.L.I. - commutateur de courant Redresseur-onduleur autonome	qq 10 kW à qq 100 kW	0 à 120 % de N_s (voire plusieurs fois N_s)	0,85 à 0,90	- Pompes, ventilateurs, soufflantes, compresseurs. - Mélangeurs. - Extrudeuses. - Auxiliaires de métallurgie, machines outils. - Bancs d'essais.
Moteur synchrone Autopiloté Fréquence variable	Action sur tension et fréquence. Dispositif redresseur-onduleur autosynchrone. Redresseur-onduleur autopiloté	qq 100 kW à qq 10 000 kW	0 à plusieurs N_s	0,90 à 0,95	- Grandes puissances : compresseurs, ventilateurs, mélangeurs, extrudeuses. - Grandes vitesses : centrifugeuses (6 000 tr/min.). - Démarrage, couplage de moteurs synchrones. - Lanceurs.

(1) N_s : vitesse de synchronisme (en tr/min.)
(2) Plus particulièrement adapté à la commande multi-moteurs.

Tableau 3-5 : caractéristiques des variateurs électroniques de vitesse

■ exemple de choix d'un variateur de vitesse

Le champ d'application le plus intéressant des entraînements à vitesse variable est incontestablement celui constitué par les entraînements de machines telles que pompes, ventilateurs, soufflantes ou compresseurs. Ces machines requièrent en effet dans la plupart des processus industriels un réglage de leur point de fonctionnement, afin d'adapter leurs caractéristiques aux paramètres d'exploitation (débit, pression, température par exemple).

Ce réglage peut s'effectuer en modifiant la caractéristique du réseau initial, par introduction d'une perte de charge supplémentaire (perte de puissance), l'artifice utilisé (laminage, by-pass, aubes ajustables, etc...) se traduit par une puissance effective absorbée par la machine supérieure à la puissance requise par le processus.

Un autre procédé de réglage consiste à déplacer la caractéristique de la machine pour l'amener au point de fonctionnement requis sur la caractéristique du réseau. On y parvient en faisant varier sa vitesse de rotation. Il y a, dans ce cas, identité entre la puissance absorbée et la puissance effectivement requise, donc économie d'énergie.

Cette économie d'énergie devient rapidement sensible dans le cas des machines centrifuges. Ceci peut être illustré très simplement à l'aide de l'exemple d'une pompe d'eau dimensionnée pour les conditions suivantes (point *A* de la figure 3-28) :

débit : $Q = 1\,000 \text{ m}^3/\text{h}$

pression en hauteur d'eau équivalente : $H_A = 27 \text{ m}$

rendement : $\eta = 0,73$

masse volumique de l'eau : $\rho = 1\,000 \text{ kg/m}^3$

La puissance de cette pompe est donnée (avec les unités ci-dessus) par l'expression :

$$P = \frac{QH\rho \times 9,81}{3\,600\eta}$$

d'où $P = 100 \text{ kW}$

Les conditions de service imposent souvent un débit de 500 m³/h, donc un réglage fréquent du point de fonctionnement.

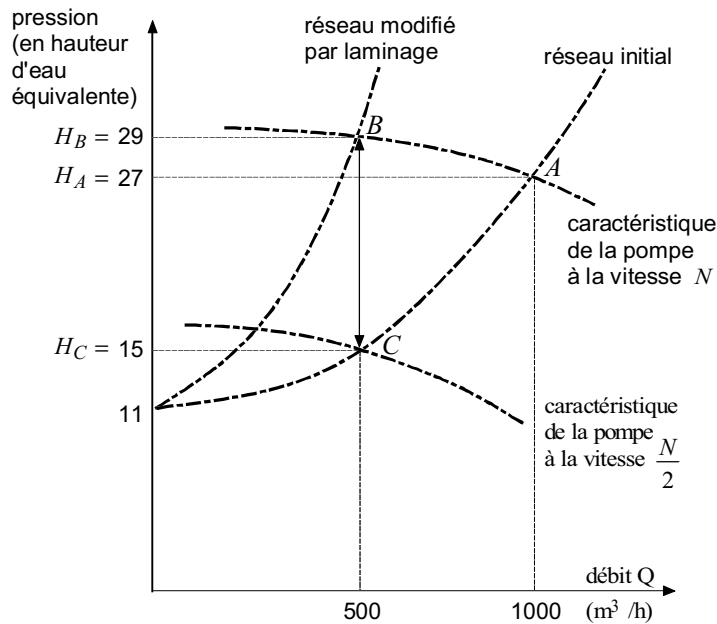


Figure 3-28 : comparaison des solutions "laminage" et "vitesse variable" pour l'entraînement d'une pompe centrifuge

Nota : la différence $H_B - H_C$ traduit les pertes de charge supplémentaires apportées par le laminage.

- **première solution**

On procède par laminage au refoulement de la pompe (vanne effectuant "un freinage du débit"). Le nouveau point de fonctionnement B ($H_B = 29$ m, $Q = 500$ m³/h, $\eta = 0,5$) nécessite une puissance d'entraînement :

$$P = \frac{500 \times 29 \times 1000 \times 9,81}{3600 \times 0,5} = 79 \text{ kW}$$

- **deuxième solution**

On modifie la vitesse de façon à atteindre le débit souhaité sans déplacement de la caractéristique du réseau. Le nouveau point de fonctionnement C ($H_C = 15$ m, $Q = 500$ m³/h, $\eta = 0,6$) permet de faire travailler la pompe à une pression réduite. La puissance d'entraînement requise est alors :

$$P = \frac{500 \times 15 \times 1000 \times 9,81}{3600 \times 0,6} = 34 \text{ kW}$$

Le recours à la variation de vitesse se traduit, par rapport au laminage, par une réduction de la puissance d'entraînement de 45 kW. Les économies sur la facture d'énergie pourront donc être importantes.

3.3.4. Démarrage des moteurs électriques

Le démarrage est un point délicat de l'exploitation des moteurs électriques. Les dispositifs de démarrage décrits dans ce paragraphe doivent pouvoir résoudre la plupart des cas qui se présentent au concepteur d'installation :

- couple résistant élevé
- appel limité d'intensité
- démarrages fréquents.

Lors de la mise sous tension, l'impédance présentée par le moteur est très faible. Il peut s'ensuivre un violent appel de courant (4 à 10 fois le courant nominal) si aucun dispositif particulier ne vient le limiter.

Le réseau d'alimentation n'étant jamais de puissance infinie, cet appel de courant peut provoquer une chute de tension sur le réseau susceptible de perturber les autres utilisateurs. Cette chute de tension peut aussi conduire à faire travailler le moteur dans des zones de fonctionnement à proscrire, du fait de l'échauffement excessif en résultant, ou d'une mise en vitesse trop lente de la machine entraînée, voire d'un ralentissement et d'un arrêt du moteur sous tension.

■ puissance de court-circuit du réseau

C'est un paramètre très important. Un moteur démarre plus vite, s'échauffe moins et provoque une moindre chute de tension si la puissance de court-circuit au point de raccordement du moteur est élevée. On peut considérer qu'elle est élevée si elle est supérieure à 100 fois la puissance du moteur.

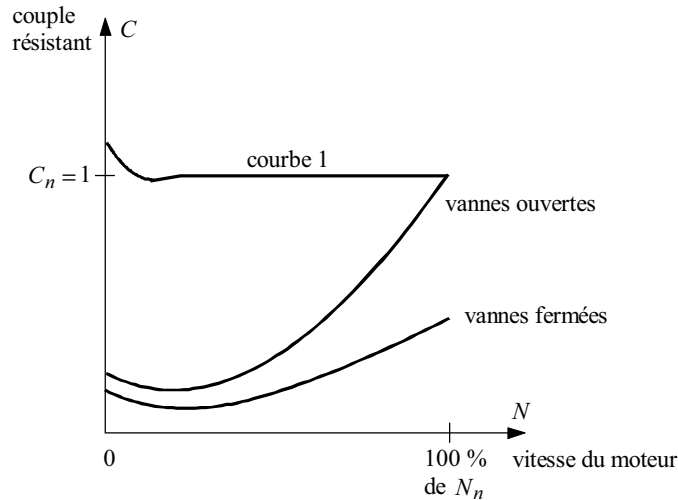
■ couple de démarrage des moteurs

□ couples résistants

Il y a deux grands types de couple résistant (voir fig. 3-29) :

- couple constant quelle que soit la vitesse : compresseurs et pompes à pistons, compresseurs volumétriques, pompes à engrenage, broyeurs à minerais ou de cimenterie, engins de levage et de manutention (courbe 1)
- couple parabolique avec la vitesse : ventilateurs, compresseurs centrifuges, agitateurs (courbe 2 pour machine démarrant en charge et courbe 2 bis pour machine démarrant à vide, c'est-à-dire vannes ou ventelles fermées).

Il faut, bien sûr, que le couple initial au démarrage du moteur soit supérieur au couple de décollement de la charge et, dans le cas du moteur synchrone, que le couple moteur à l'accrochage soit supérieur d'au moins 10 % au couple résistant.



Courbe 1 : couple constant
 Courbe 2 et 2 bis : couple parabolique

Figure 3-29 : courbes de couple résistant des machines entraînées

□ moment d'inertie

Généralement exprimé sous la forme $J = MR^2$

avec :

M : masse en kg

R : rayon équivalent en mètre

Mais, on trouve aussi le terme PD^2 , avec $PD^2 = 4J$.

Lorsque le moment d'inertie est élevé, il faut une énergie importante pour amener le moteur à sa vitesse de fonctionnement stabilisée. Il ne doit donc pas être trop élevé afin de limiter le temps de démarrage et l'échauffement du rotor.

Certaines machines sont surdimensionnées uniquement à cause d'un moment d'inertie élevé, afin de limiter l'échauffement en surface du rotor ou de la cage d'écureuil.

Si la vitesse N_1 de la machine entraînée diffère de celle du moteur N_n (par un système d'engrenage), le moment d'inertie de la machine entraînée est affecté du rapport : $\left(\frac{N_1}{N_n}\right)^2$.

Ainsi l'expression du moment d'inertie du moteur avec sa machine entraînée est :

$$J = J_m + \left(\frac{N_1}{N_n}\right)^2 J_e$$

J_m : moment d'inertie du moteur

J_e : moment d'inertie de la machine entraînée.

■ durée de démarrage

La mise en vitesse de la machine se fera en un temps que l'on peut calculer par la formule simplifiée suivante :

$$t_d = \frac{2\pi}{60} \times \frac{J N}{C_m}$$

t_d : durée de démarrage en secondes

J : moment d'inertie de l'ensemble (moteur + machine entraînée), ramené à l'arbre moteur, en $\text{kg} \times \text{m}^2$

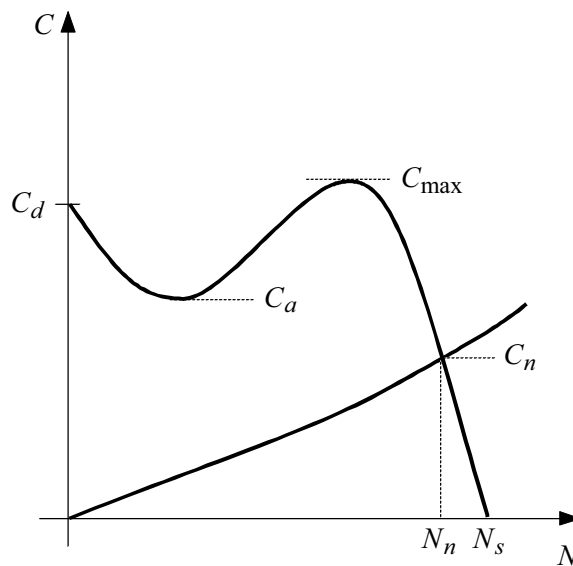
N : vitesse de rotation après le démarrage, en tr/min

C_m : couple accélérateur moyen en N.m .

C_m est le couple moyen développé par le moteur durant le démarrage diminué du couple résistant moyen pendant la même période.

En général, pour les machines centrifuges, on peut écrire avec une bonne approximation :

$$C_m = \frac{C_d + 2 C_a + 2 C_{\max} + C_n - C_r}{6} \quad (\text{voir fig. 3-30})$$



C_d : couple de démarrage

C_a : couple d'accrochage

C_{\max} : couple maximal

C_r : couple résistant moyen

Figure 3-30 : couple en fonction de la vitesse

3.3.4.1. Démarrage des moteurs asynchrones triphasés

A la mise sous tension, le moteur asynchrone se comporte comme un transformateur dont le secondaire (rotor) est en court-circuit. L'intensité de démarrage I_d dans le stator peut alors atteindre 4 à 10 fois la valeur de l'intensité nominale I_n .

La solution retenue doit réaliser le meilleur compromis entre trois contraintes :

- couple nécessaire au démarrage du moteur
- échauffement admissible au démarrage
- puissance de court-circuit du réseau d'alimentation limitée.

■ couple nécessaire au démarrage du moteur

Pour limiter la chute de tension qui résulte de l'appel de courant du moteur, il est naturel de réduire ce courant ; mais on est limité par la réduction consécutive du couple moteur. Pour que le démarrage soit possible, il faut que la courbe du couple moteur se situe, à chaque instant et pour toutes les vitesses, au-dessus de la courbe du couple résistant ; la marge de sécurité doit être suffisante pour assurer une montée en vitesse suffisamment rapide. Ce couple moteur est proportionnel au carré de la tension, donc au carré du courant. On néglige l'effet secondaire de saturation, même si dans certaines machines, ce phénomène peut accroître sous pleine tension le courant de démarrage de plus de 20 %, et le couple de plus de 40 %. Mais, étant donné que l'effet de saturation décroît très rapidement avec la tension, et que tout démarrage s'accompagne généralement d'une chute de tension plus ou moins importante, il est prudent de ne considérer que la valeur du couple sans effet de saturation, pour déterminer les possibilités de démarrage. On peut prendre en compte une valeur moyenne entre les couples avec et sans saturation lorsque cette dernière valeur est donnée par le constructeur.

■ échauffement admissible au démarrage

Lors du démarrage en charge d'un moteur asynchrone, l'énergie thermique apportée au rotor dépend fortement de l'énergie cinétique qu'il faut fournir aux masses tournantes : $\left(\frac{1}{2} J \omega^2\right)$.

Dans le cas des moteurs à cage, toute cette énergie thermique doit être absorbée par la cage rotorique ; c'est pourquoi les constructeurs donnent dans leurs catalogues les moments d'inertie entraînés maximaux admissibles (ramenés à la vitesse moteur), à partir d'hypothèses qui sont en général les suivantes :

- démarrage direct sous pleine tension (stable et à fréquence nominale)
- couple résistant d'allure parabolique jusqu'au couple nominal
- nombre de démarrages successifs à partir de l'état froid (2 ou 3 démarrages), et à partir de l'état chaud (1 ou 2 démarrages).

Le problème d'échauffement des cages est d'autant plus difficile à résoudre que la puissance et la vitesse assignées augmentent. Intervient également la température limite admise, différente suivant le métal utilisé pour la cage ; dans la pratique, on choisit :

- l'aluminium jusqu'à 2 000 kW pour un moteur quatre pôles
- le cuivre jusqu'à 3 000 kW pour un moteur deux pôles, et 7 000 kW pour un moteur quatre pôles
- le laiton pour des puissances supérieures.

Si l'on veut démarrer une machine ayant un moment d'inertie dépassant la limite prescrite, ou accroître la cadence des démarrages, il faut surdimensionner la machine et augmenter au maximum la capacité thermique de la cage. A cet égard, on note que l'emploi d'une double cage est rarement la meilleure solution, car la chaleur ne peut s'uniformiser rapidement d'une cage à l'autre.

Dans les mêmes conditions de démarrage, les pertes à dissiper dans les enroulements du rotor d'un moteur à bagues sont beaucoup plus faibles que dans un moteur à cage. En effet, le rhéostat de démarrage absorbe la majeure partie des pertes, au prorata du rapport des résistances extérieures et de la résistance totale (résistance rotor + résistances extérieures).

Nota : un variateur de vitesse fonctionnement sur le principe de la variation de fréquence permet de diminuer le courant de démarrage tout en maintenant un couple élevé. Il permet ainsi de ne pas nécessiter l'utilisation d'un moteur dont la capacité thermique de la cage est importante.

■ puissance de court-circuit du réseau d'alimentation

Dans le cas d'une **mise sous tension directe** du moteur, on constate pendant presque toute la durée de montée en vitesse (voir fig. 3-14) :

- une intensité très forte,

$$4 I_n < I_d < 10 I_n$$

- un facteur de puissance faible,

$$0,1 < \cos \varphi < 0,6$$

Il faut s'assurer que le réseau d'alimentation du moteur peut supporter une telle surintensité ; la chute de tension induite ne doit pas perturber les autres utilisateurs (voir § 6.1.7.).

En première approche, la chute de tension relative créée par le moteur en un point A du chemin électrique alimentant le moteur est :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{S_d}{S_{ccA} + S_d}$$

S_d : puissance apparente de démarrage du moteur

S_{ccA} : puissance de court-circuit du réseau au point A

$$S_d = \frac{P_n}{\eta_n} \frac{1}{\cos \varphi_n} \frac{I_d}{I_n}$$

avec :

P_n : puissance mécanique nominale du moteur

η_n : rendement nominal du moteur

$\cos \varphi_n$: facteur de puissance nominal

I_d : intensité de démarrage

I_n : intensité nominale

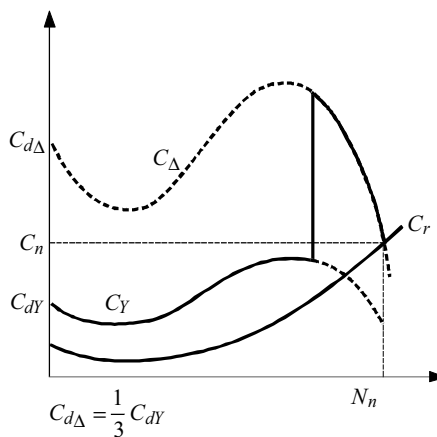
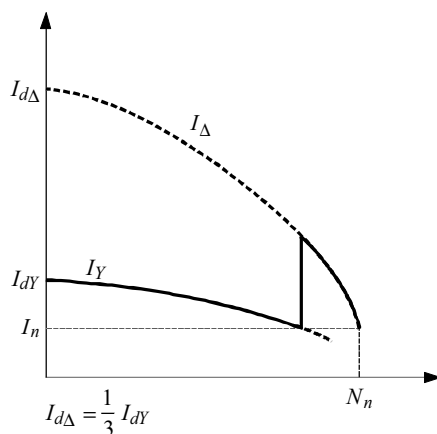
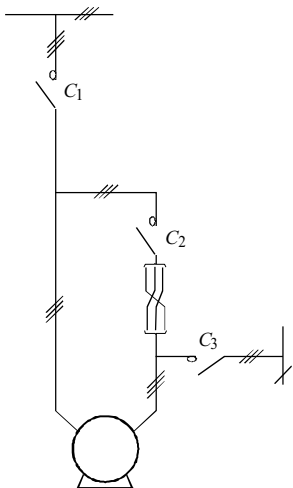
3.3.4.1.1. Démarrage des moteurs à cage

■ démarrage étoile-triangle d'un moteur à cage (voir fig. 3-31)

Il s'agit du plus simple des dispositifs de démarrage sous une tension réduite. Il peut être conseillé pour des puissances maximales du moteur de 500 kW. Il nécessite que le moteur ait ses six extrémités d'enroulements ramenées aux bornes, et qu'il soit couplé en triangle sous sa tension nominale.

Dans un premier temps, lors de la mise sous tension, les enroulements sont connectés en couplage étoile. Si l'on néglige l'effet de saturation, l'intensité est alors trois fois moindre que celle en démarrage direct ; de même le couple de démarrage est divisé par trois. Dans le cas où l'effet de saturation est sensible le facteur de division peut atteindre plus de 3,5.

Dans un deuxième temps (à environ 80 % de la vitesse nominale pour les petits moteurs), lorsque le couple moteur devient proche du couple résistant (utilisation d'une temporisation prééglée), la commutation en couplage triangle des enroulements ramène le couple et l'intensité sur leur courbe normale, avec une pointe transitoire de courant accompagnée d'un à-coup mécanique parfois important.



Enclenchements successifs des contacteurs			
Ordres successifs	Etats contacteurs		
	C ₁	C ₂	C ₃
1	0	0	1
2	1	0	1
3	1	0	0
4	1	1	0

(1 = fermé) (0 = ouvert)

- Δ : alimentation triangle
- Y : alimentation étoile
- d : à l'instant du démarrage

Figure 3-31 : démarrage étoile-triangle d'un moteur à cage

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ démarrage par résistances statoriques d'un moteur à cage

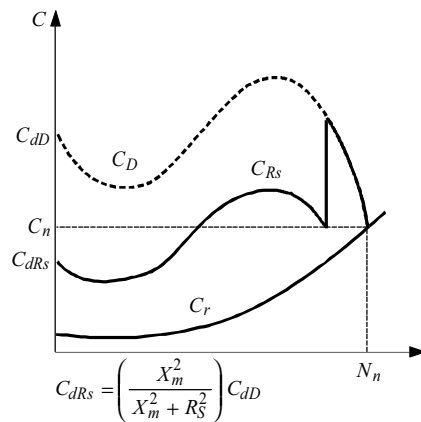
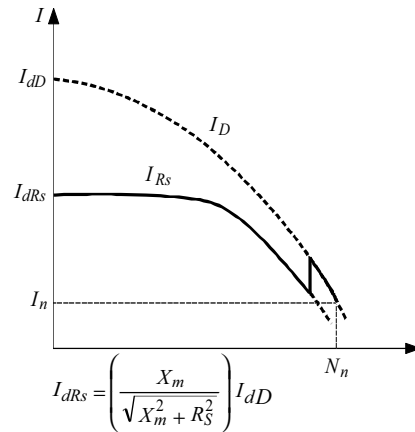
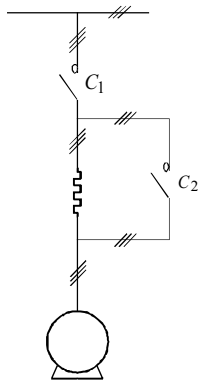
Ce dispositif consiste à introduire une résistance en série sur chaque phase du moteur. La chute de tension dans cette résistance, quand elle est traversée par le courant de démarrage, limite la tension aux bornes du moteur, et par conséquent, le courant de démarrage. Le courant est réduit proportionnellement à la tension. Le couple moteur est quant à lui réduit proportionnellement au carré de la tension. Ce dispositif est essentiellement utilisé en basse tension.

Deux types de résistances sont utilisés :

- les résistances métalliques à un ou plusieurs crans
- les résistances électrolytiques.

□ résistances métalliques à un ou plusieurs crans (voir fig. 3-32)

Lorsque le couple moteur réduit devient insuffisant pour poursuivre la montée en vitesse de la machine, on peut, soit commuter une valeur plus faible de résistance (changement de cran), soit court-circuiter cette résistance pour rejoindre les courbes de couple et d'intensité normales, avec un léger à-coup mécanique (moindre que celui du démarrage étoile-triangle).



Enclenchements successifs des contacteurs		
Ordres successifs	Etats contacteurs	
	C ₁	C ₂
1	0	0
2	1	0
3	1	1

- R_S : résistance statorique
- X_m : réactance du moteur au démarrage (voir § 3.3.1.)
- D : alimentation directe

Figure 3-32 : démarrage d'un moteur à cage par résistances statoriques (cas d'un seul cran)

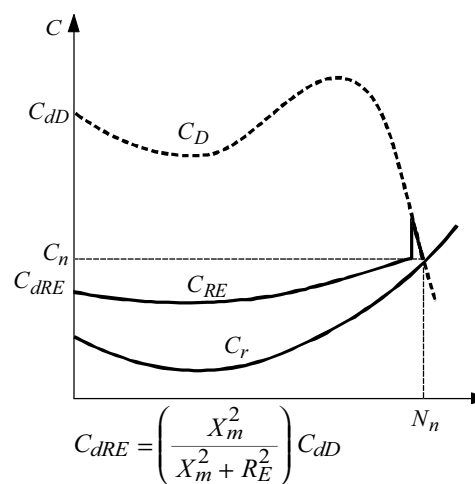
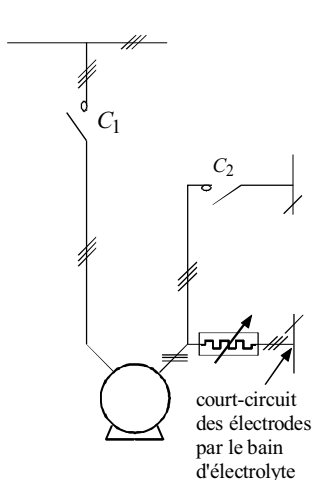
Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

□ **résistance électrolytique** (voir fig. 3-33)

La résistance est continûment variable au cours du démarrage et permet d'atteindre la vitesse nominale sans à-coup, jusqu'au court-circuitage du dispositif.

La variation de résistance est obtenue, soit par variation du niveau de l'électrolyte entre les électrodes, soit par variation naturelle de la résistivité du fait de l'échauffement de l'électrolyte.

Dans le cas d'une résistance électrolytique à variation de niveau, le dispositif est inséré en aval du moteur pour reconstituer le point neutre du moteur ; celui-ci doit être couplé en étoile sous sa tension nominale avec les extrémités d'enroulements ramenées aux bornes. La valeur initiale de la résistance est fixée par la concentration du bain d'électrolyte, l'intensité maximale par le niveau d'électrolyte et la durée de démarrage par la rapidité de variation du niveau.



Enclenchements successifs des contacteurs		
Ordres successifs	Etats contacteurs	
	C ₁	C ₂
1	0	0
2	1	0
3	1	1

R_E : résistance électrolytique
 D : alimentation directe
 X_m : réactance du moteur au démarrage (voir § 3.3.1.)

Figure 3-33 : démarrage d'un moteur à cage par résistance électrolytique avec reconstitution du point neutre du moteur

Dans le cas d'une résistance électrolytique **thermo-variable**, la valeur initiale de la résistance est elle aussi fixée par la concentration de l'électrolyte. Le démarreur est inséré entre l'alimentation électrique et le moteur. Après mise sous tension du moteur, la résistance élevée de l'électrolyte froid décroît progressivement en raison des pertes Joule dues au passage du courant de démarrage, ce qui entraîne l'augmentation de la tension aux bornes du moteur et donc celle du couple moteur.

■ démarrage étoile-triangle avec résistances statoriques d'un moteur à cage (voir fig. 3-34)

L'association des deux dispositifs précédents réalise un bon compromis entre une forte réduction de l'intensité au décollage de la machine, et une forte réduction de la pointe en fin de démarrage. Le démarrage se fait en trois temps :

- alimentation étoile

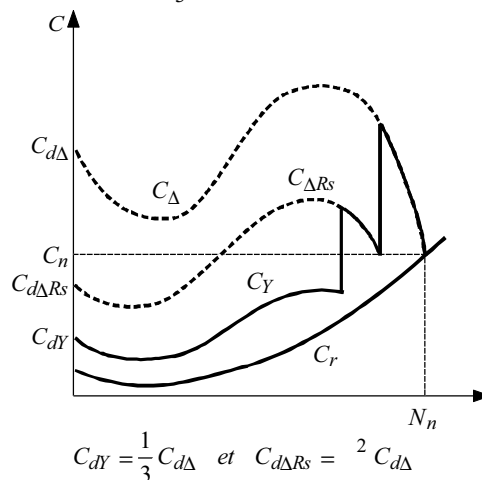
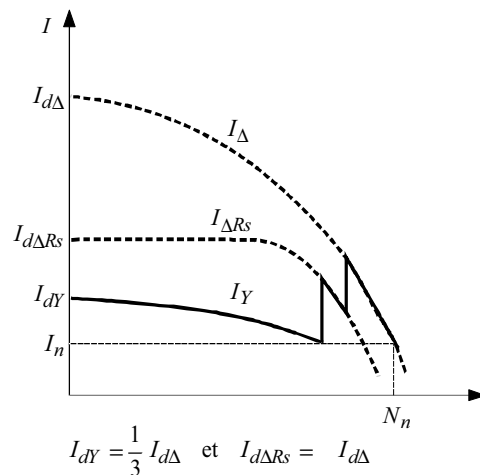
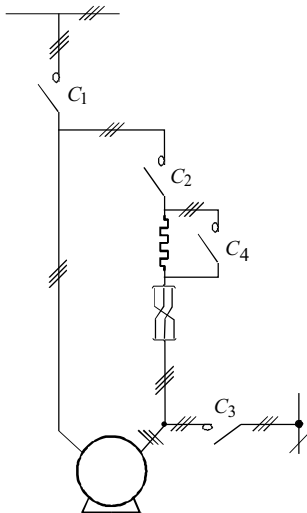
$$I_{dY} = \frac{1}{3} I_{d\Delta} \quad \text{et} \quad C_{dY} = \frac{1}{3} C_{d\Delta}$$

- alimentation triangle avec résistances statoriques ; au moment de la commutation, on définit le rapport α tel que :

$$I_{d\Delta RS} = \alpha I_{d\Delta} \quad \text{avec} \quad \alpha > \frac{1}{\sqrt{3}}$$

on a alors $C_{d\Delta RS} = \alpha^2 C_{d\Delta}$ avec $\alpha^2 > \frac{1}{3}$

- alimentation triangle (résistances statoriques court-circuitées).



Enclenchements successifs des contacteurs				
Ordres successifs	Etats contacteurs			
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
1	0	0	1	0
2	1	0	1	0
3	1	0	0	0
4	1	1	0	0
5	1	1	0	1

Figure 3-34 : démarrage étoile-triangle avec résistances statoriques d'un moteur à cage

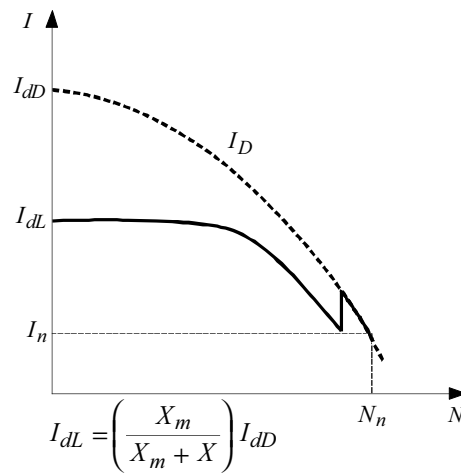
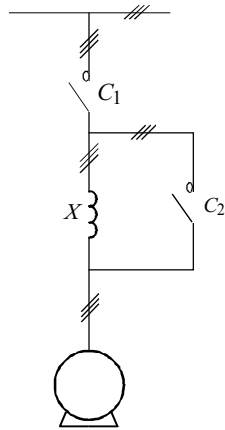
Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ démarrage d'un moteur à cage par inductances statoriques (voir fig. 3-35)

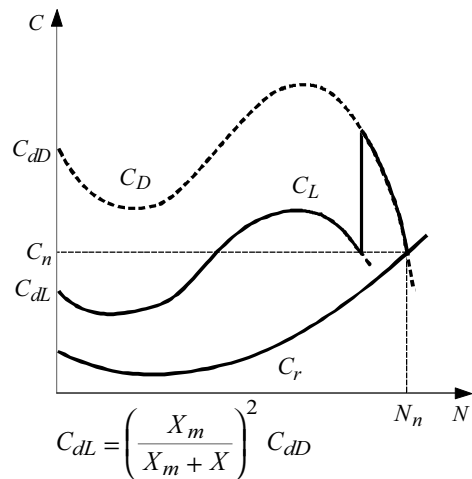
Semblable dans son principe au démarrage avec résistances statoriques, le montage d'inductances, en série avec le moteur, réalise un démarrage sous tension réduite, avec détérioration du facteur de puissance. Là encore, le courant est réduit proportionnellement à la tension, alors que le couple est réduit proportionnellement au carré de la tension.

Il présente l'avantage de ne pas dissiper d'énergie active, et se substitue donc aux résistances statoriques pour les moteurs à moyenne tension (puissance supérieure à 400 kW environ).

On peut aussi citer un dispositif de démarrage par inductance saturable en série avec le moteur. Un bobinage alimenté en courant continu sature le flux et modifie la valeur de l'inductance.



Enclenchements successifs des contacteurs		
Ordres successifs	Etats contacteurs	
	C ₁	C ₂
1	0	0
2	1	0
3	1	1



L : inductance
X_m : réactance du moteur au démarrage
 (voir § 3.3.1.)

Figure 3-35 : démarrage d'un moteur à cage par inductances statoriques

■ démarrage d'un moteur à cage avec "transformateur-bloc"

Dans le cas où le moteur doit être alimenté par un transformateur spécifique, celui-ci peut être dimensionné avec une tension de court-circuit élevée (par exemple deux fois la tension habituelle). En phase de démarrage (direct) la forte inductance du transformateur joue un rôle identique à celui du démarreur avec inductances statoriques en série.

En marche normale, on observe une légère dégradation du facteur de puissance.

Ce principe de démarrage présente en outre l'avantage de permettre le choix de la tension nominale d'alimentation du moteur (MT ou BT).

La dénomination "transformateur bloc" signifie que le constructeur a étudié et fourni simultanément le moteur et son transformateur associé pour des caractéristiques de démarrage et de fonctionnement déterminées.

■ démarrage d'un moteur à cage par autotransformateur (voir fig. 3-36)

La présence, devant le moteur, d'un autotransformateur de rapport k prédéterminé, permet de réduire la tension aux bornes du moteur, en réduisant l'intensité sur la ligne d'un rapport k^2 .

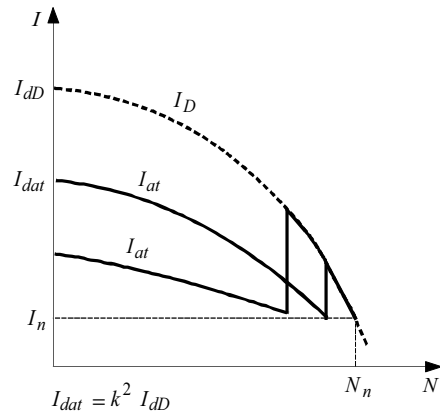
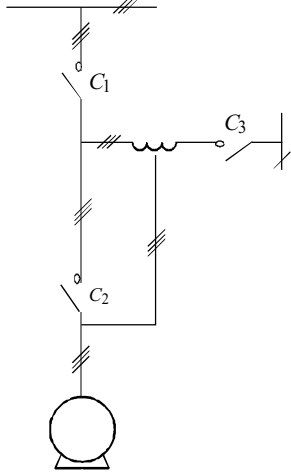
Le démarrage se fait en trois temps :

- **alimentation du moteur sous tension réduite d'un facteur k** ; le couple est alors réduit d'un facteur k^2
- **ouverture du point neutre de l'autotransformateur** ; une fraction du bobinage se trouve alors en série avec le moteur et est traversée par l'intensité de démarrage ; les à-coups de tension et de courant du troisième temps sont ainsi limités. Par contre, le point neutre subit une surtension à peu près égale à 2 fois la tension simple. L'isolement du point neutre du transformateur doit donc être dimensionné en conséquence.
- **court-circuit du dispositif et mise sous tension nominale.**

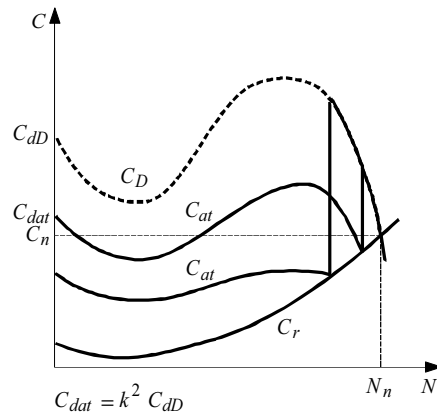
Le deuxième temps est en principe bref car ralentisseur. Il correspond au temps de commutation naturelle des contacteurs. Ce fonctionnement peut nécessiter une détermination précise de la valeur de la réactance présentée par l'autotransformateur fonctionnant avec le point neutre ouvert, de façon à ce que la réduction du couple moteur pendant le deuxième temps et la chute de tension au début du troisième temps ne soient pas trop importantes.

On veille à ce que les contacteurs soient correctement et automatiquement verrouillés et munis de temporisations. Lors des commutations, il est nécessaire d'éviter tout risque de court-circuit sur le secondaire de l'autotransformateur.

Ce dispositif de démarrage est recommandé pour les moteurs de forte puissance en basse et moyenne tensions. Il a l'avantage de ne pas dissiper d'énergie (à la différence du démarreur à résistances statoriques). Il permet d'obtenir, pour une même réduction d'intensité, une réduction du couple moindre que dans le cas d'un démarreur à inductances.



Enclenchements successifs des contacteurs			
Ordres successifs	Etats contacteurs		
	C ₁	C ₂	C ₃
1	0	0	1
2	1	0	1
3	1	0	0
4	1	1	0



k : inverse du rapport de transformation ($k < 1$)
 at : autotransformateur

Figure 3-36 : démarrage d'un moteur à cage par autotransformateur

■ démarrage d'un moteur à cage par condensateurs

Le montage de condensateurs en parallèle avec le moteur permettrait un démarrage direct du moteur sous tension nominale en limitant l'intensité de démarrage sur le réseau amont. La puissance réactive demandée par le moteur serait fournie par les condensateurs. Le facteur de puissance globale serait ramené à une valeur acceptable.

Ce dispositif est cependant très délicat à mettre en oeuvre, et nécessite une étude précise pour éviter les résonances et surtensions par auto-excitation (voir § 7.9.).

■ **démarrage d'un moteur à double cage** (voir § 3.3.1., fig. 3-10)

Le tableau 3-6 montre les propriétés de démarrage des moteurs à double cage.

$\frac{C_d}{C_n}$	2,0	1,5	1,0
$\frac{I_d}{I_n}$	5 à 4,5	3,8 à 3,5	3,5 à 3,2

Tableau 3-6 : propriétés de démarrage des moteurs à double cage

■ **démarrage d'un moteur à cage à encoches profondes**

Voir le paragraphe 3.3.1.

■ **dispositifs électroniques de démarrage des moteurs à cage**

□ **gradateur** (voir § 3.3.3.1.)

Le gradateur peut être utilisé pour réduire la tension aux bornes des moteurs à cage en limitant l'intensité. Il est généralement court-circuité en fin de démarrage. Son utilisation est particulièrement intéressante pour démarrer des gros moteurs alimentés par des alternateurs.

□ **variation électronique de fréquence**

L'alimentation d'un moteur asynchrone à cage par un système de type redresseur onduleur à fréquence variable permet de réaliser un démarrage avec un couple maximal et une intensité minimale.

Outre la nécessité de variation de vitesse ou de vitesse d'entraînement supérieure à la vitesse de synchronisme du moteur, le variateur électronique de fréquence permet de résoudre bien des problèmes liés au démarrage :

- possibilité de maintenir le courant de démarrage voisin de la valeur nominale I_n , ce qui évite tout suréchauffement, permettant ainsi de démarrer des charges à forte inertie et/ou à couple résistant élevé de manière fréquente
- possibilité de limiter le couple pendant toute la durée du démarrage (sans-à-coup) à une valeur compatible avec la mécanique entraînée
- possibilité de maintenir un couple non nul lorsque le moteur est à l'arrêt.

3.3.4.1.2. Démarrage des moteurs asynchrones à rotor bobiné (ou à bagues)

Les contraintes de couple, d'intensité, de durée de démarrage peuvent imposer l'emploi du moteur à bagues (ou rotor bobiné) car il permet d'obtenir le couple maximal à l'instant du démarrage, pour une intensité proche de l'intensité nominale.

La présence de bagues, et donc de contacts tournants, nécessite de plus grandes précautions d'emploi pour ces moteurs (poussières, ambiances explosives) que pour les moteurs à cage.

■ démarrage par résistances rotoriques (voir fig. 3-37)

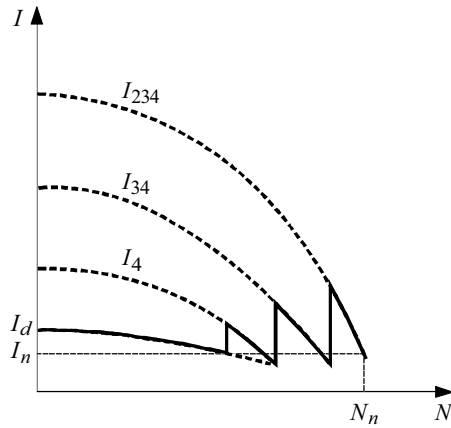
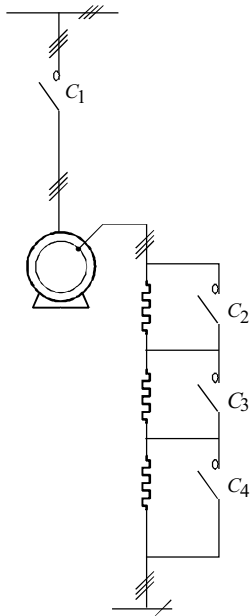
L'insertion de résistances dans le circuit du rotor déplace la courbe de couple favorablement, tout en limitant l'intensité.

Les résistances utilisées sont à un ou plusieurs crans de valeurs discrètes (résistances métalliques) ou continûment variables (résistances électrolytiques), ce qui permet de choisir l'intensité et la durée du démarrage.

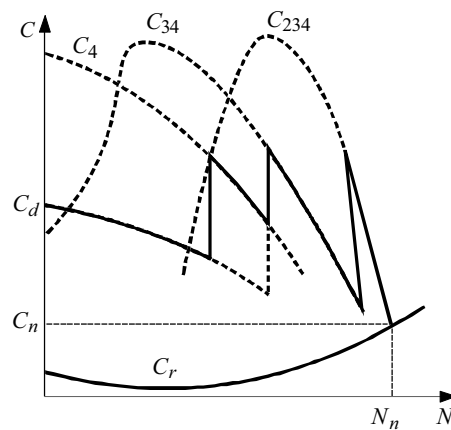
Dans le cas de résistance électrolytique à **variation de niveau** ou à **déplacement d'électrodes**, la variation de résistance est obtenue en noyant progressivement les électrodes dans une cuve au moyen d'un électrolyte adapté.

Le rotor est mis en court-circuit en fin de remplissage de la cuve (le réglage du débit fixe la durée de remplissage) ou en fin de descente des électrodes (durée préalablement fixée). La résistance est alors quasi nulle et la pointe d'intensité correspondante est faible.

Le choix de la composition de l'électrolyte permet d'adapter la valeur de la résistance en début de démarrage et par conséquent le couple à l'instant du démarrage. La décroissance de la résistance électrolytique **thermo-variable** s'effectue du fait des pertes Joule dues au passage du courant de démarrage, par échauffement ou par vaporisation partielle et mélange liquide-vapeur, de l'électrolyte.

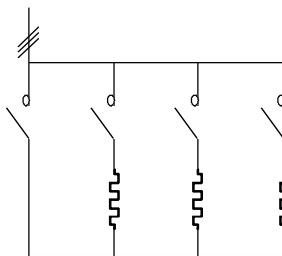


Enclenchements successifs des contacteurs				
Ordres successifs	Etats contacteurs			
	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄
1	1	0	0	0
2	1	1	0	0
3	1	1	1	0
4	1	1	1	1



- 234 : les contacteurs C₂, C₃ et C₄ sont fermés
- 34 : les contacteurs C₃ et C₄ sont fermés, C₂ est ouvert
- 4 : le contacteur C₄ est fermé, C₂ et C₃ sont ouverts

Variante (voir ci-dessous) :



Elle présente l'avantage d'utiliser des contacteurs de courant nominal plus faible.

Figure 3-37 : démarrage par résistances rotoriques d'un moteur à rotor bobiné (ou à bagues)

■ démarrage par "résistance induite"

Un jeu de bobines entourant un noyau de fer massif est inséré dans le circuit électrique externe du rotor. Les courants rotoriques génèrent des courants de Foucault dans le noyau de fer qui joue alors le rôle de résistance rotorique induite, continûment décroissante avec la fréquence de ces courants lors de la montée en vitesse du rotor.

En fin de démarrage, le dispositif est mis en court-circuit avec un faible à-coup mécanique.

Les courbes de couple et d'intensité sont comparables à celles du démarrage à résistance électrolytique.

Ce dispositif présente l'avantage d'être entièrement statique et sans fluide, mais avec une souplesse d'adaptation aux caractéristiques du moteur moindre que celle du démarrage électrolytique.

3.3.4.2. Démarrage des moteurs synchrones triphasés

Le tableau 3-7 présente les quatre grands modes de démarrage des moteurs synchrones à vitesse fixe.

S'il s'agit d'un moteur à vitesse variable, équipé d'un ensemble redresseur-onduleur, il est possible de faire varier la fréquence de zéro à la fréquence nominale, le rapport U_n / f restant constant. Ce mode de démarrage en mode synchrone permet de garder le couple nominal tout au long de la période de démarrage.

Les moteurs synchrones à vitesse fixe démarrent tous en asynchrone, sur leur cage d'amortisseurs pour les moteurs à pôles feuilletés, sur les épanouissements polaires pour les moteurs à pôles massifs.

Pour les moteurs à pôles feuilletés et à cage complète :

$$I_d \approx \frac{U_n}{X_d''} \frac{1}{\sqrt{3}}$$

X_d'' : réactance subtransitoire

Pour les moteurs à pôles massifs :

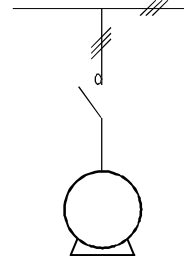
$$I_d = (1,1 \text{ à } 1,2) \frac{U_n}{X_d''} \frac{1}{\sqrt{3}}$$

Pour les moteurs à vitesse fixe, le démarrage par redresseur-onduleur dimensionné uniquement pour cette phase est possible.

Nota : on peut citer pour mémoire le démarrage possible des moteurs synchrones par lanceur (dispositif annexe permettant de "lancer" le moteur à sa vitesse de synchronisme).

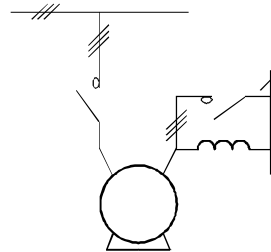
• **Démarrage direct**

C'est le procédé de démarrage le plus simple, le moins cher et le plus rapide. Il ne provoque pas de surtension contrairement au démarrage par inductance ou par autotransformateur lors des différentes commutations. Son utilisation est limitée par la puissance de court-circuit du réseau. Rappelons que plus un moteur a un couple maximal élevé (cas des moteurs ayant de grands entrefers), plus la réactance subtransitoire est faible, et plus le courant de démarrage est important.



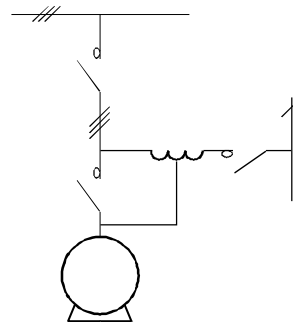
• **Démarrage par inductance**

C'est le mode le plus utilisé et le plus économique après le démarrage direct. Il réalise le meilleur compromis coût-performances. Il ne nécessite qu'un groupe de trois inductances et un contacteur supplémentaire de mise en court-circuit de celles-ci. L'adaptation des caractéristiques du démarrage à la charge et au réseau est moins bonne que dans le cas de l'utilisation de l'autotransformateur.



• **Démarrage par autotransformateur**

C'est le mode le plus souple pour l'utilisation, car il a l'avantage d'adapter le courant et le couple à la charge et au réseau. Toutefois, il nécessite l'installation d'un auto-transformateur et d'un appareillage de commande et de contrôle important. Il est, de ce fait, relativement coûteux.



• **Démarrage par transformateur-bloc**

Lorsque le moteur possède une puissance unitaire importante (≈ 10 MW), il peut être intéressant de le raccorder au réseau HT par l'intermédiaire d'un transformateur HT/MT de même puissance apparente que celle du moteur. Les appels de courant et les chutes de tension sont répercutés sur le réseau HT, et non plus sur le réseau MT.

C'est une solution relativement coûteuse, car elle nécessite un transformateur et un appareillage supplémentaire HT ; cette solution permet cependant de résoudre le problème des chutes de tension sur le réseau.

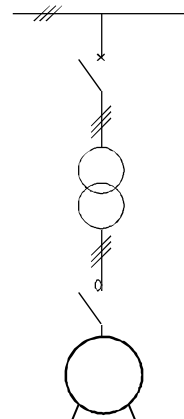


Tableau 3-7 : principaux modes de démarrage des moteurs synchrones à vitesse fixe

■ couple de démarrage (en mode asynchrone) d'un moteur synchrone

La forme du couple de démarrage suivant le type de pôle, massif ou feuilleté, est indiquée sur la figure 3-38.

Le couple du rotor à pôles feuilletés, muni d'amortisseurs et d'une cage complète, a l'allure traditionnelle du couple d'un moteur asynchrone.

Le couple du rotor à pôles massifs a une allure nettement différente. Il est pratiquement constant jusqu'aux trois quarts de la vitesse pour diminuer rapidement ensuite. La pente de la courbe est plus faible, ce qui fait que, pour un même couple résistant, le glissement est plus élevé pour un rotor massif que pour un rotor feuilleté. Lorsque la vitesse du moteur est stable et proche de la vitesse du synchronisme, on applique la tension d'excitation continue au rotor afin que le moteur fonctionne en machine synchrone.

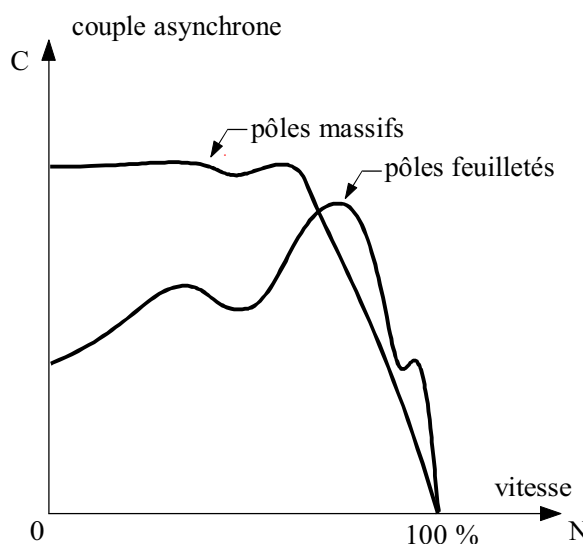


Figure 3-38 : couple asynchrone de démarrage d'un moteur synchrone

3.3.5. Freinage des moteurs asynchrones

Le couple de freinage de l'ensemble moteur et machine entraînée est égal au couple développé par le moteur augmenté du couple résistant de la machine entraînée :

$$C_f = C_m + C_r$$

C_f : couple de freinage

C_m : couple moteur

C_r : couple résistant

Le temps de freinage, ou temps nécessaire au moteur asynchrone pour passer d'une vitesse N à l'arrêt, est :

$$T_f = \frac{2 \pi J N}{60 C_f}$$

T_f : temps de freinage en seconde

J : moment d'inertie en $\text{kg} \times \text{m}^2$

N : vitesse de rotation en tr/min .

C_f : couple moyen de freinage dans l'intervalle $N \rightarrow 0$ en $\text{Newton} \times \text{m}$

■ freinage par contre courant

Ce mode de freinage est obtenu par inversion de deux phases.

Le contacteur d'inversion de phases est temporisé afin d'attendre que la tension rémanente soit suffisamment faible. Elle est due au flux emmagasiné par le rotor qui s'éteint exponentiellement, sa durée est d'environ une seconde. La temporisation permet ainsi d'éviter un couplage en opposition de phase qui serait dommageable au moteur.

Généralement, un dispositif électrique de coupure déconnecte finalement le moteur du réseau au moment du passage de la vitesse à $N = 0$.

Le couple de freinage moyen est, en général, supérieur au couple de démarrage pour des moteurs asynchrones à cage.

Ce mode de freinage implique un courant absorbé important, approximativement constant et légèrement supérieur au courant de démarrage.

Les sollicitations thermiques, pendant le freinage, sont 3 fois plus importantes que pour une mise en vitesse.

Nota : pour inverser le sens de rotation d'une machine, il faut effectuer un freinage par contre-courant et un démarrage. Thermiquement, une inversion est donc équivalente à 4 démarrages.

■ freinage par tension continue

La stabilité de fonctionnement en freinage par contre-courant peut poser des problèmes, dans certains cas.

Le freinage par tension continue ne présente pas cet inconvénient. Il s'applique aux moteurs à cage et aux moteurs à bagues.

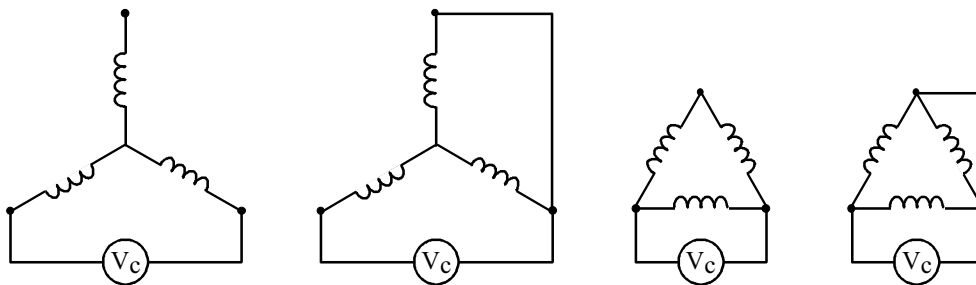
Le freinage est obtenu par coupure de la tension alternative et application d'une tension continue au stator après que la tension rémanente est suffisamment faible.

Quatre modes de couplage des enroulements sur la tension continue peuvent être réalisés (voir fig. 3-39).

La tension continue appliquée au stator est généralement fournie par un redresseur branché sur le réseau. Un gradateur utilisé pour le démarrage du moteur peut en plus réaliser cette fonction.

Les sollicitations thermiques sont approximativement 3 fois moins élevées que pour le mode de freinage par contre-courant, mais la durée du freinage est plus longue.

L'allure du couple de freinage dans l'intervalle de vitesse $(0, N_s)$ est similaire à celle de la courbe $C_m = f(N)$ (voir fig. 3-40-a)



V_c : tension continue

Figure 3-39 : modes de couplage des enroulements du moteur sur la tension continue

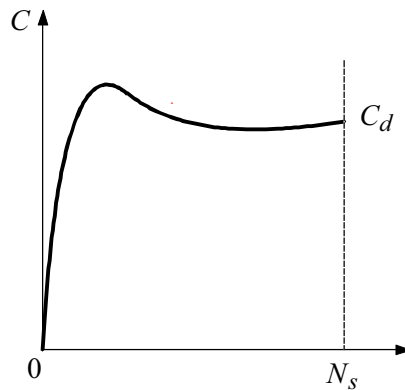


Figure 3-40-a : allure du couple de freinage

■ freinage en génératrice asynchrone

Ce mode de freinage s'applique aux moteurs à plusieurs vitesses (2 et 4 pôles, 1 500 et 3 000 tr/min, par exemple) lors du passage à la vitesse inférieure. Il est impossible d'obtenir l'arrêt du moteur par ce procédé.

Les sollicitations thermiques sont approximativement identiques à celles qui sont obtenues lors du passage de la vitesse inférieure à la vitesse supérieure.

Le couple de freinage développé par la machine asynchrone, à la vitesse inférieure, fonctionnant en génératrice asynchrone dans l'intervalle de vitesse $(2 N_s, N_s)$ est très important.

Le couple maximal de freinage est légèrement supérieur au couple de démarrage du moteur à la vitesse inférieure.

■ freinage d'un moteur alimenté par un variateur de vitesse électronique

Ce mode de freinage est possible lorsque le variateur de vitesse est commandé.

Lorsque l'onduleur du variateur fournit une fréquence inférieure à la vitesse du moteur, celui-ci freine et renvoie son énergie :

- sur le réseau lorsque le redresseur est réversible (redresseur à thyristor)
- sur une résistance de dissipation thermique commandée par transistor installée en parallèle sur le circuit continu.

Un système de récupération d'énergie est indispensable pour ne pas détériorer l'onduleur pour les mêmes raisons que le cas du creux de tension sur le réseau (voir § 3.4.7).

3.3.6. Choix du type de moteur

Le choix du type de moteur dépend essentiellement du couple résistant de la machine entraînée, du service (intermittent, continu...) et de la puissance.

■ moteur asynchrone à cage

Le moteur asynchrone à cage convient en général :

- pour toutes les applications dans les petites et moyennes puissances
- pour l'entraînement de machines à couple résistant parabolique (pompes, ventilateurs, compresseurs centrifuges...), pour un service continu ou un nombre de démarrages réduit dans les fortes puissances.

■ moteur asynchrone à bagues

Le moteur asynchrone à bagues est adapté, dans les puissances moyennes et fortes, aux problèmes de :

- démarrage d'une charge dont le moment d'inertie est très élevé
- démarrages très fréquents (engins de levage à plus de 150 démarrages par heure, ...)
- couple résistant au démarrage élevé (broyeurs, concasseurs, ...)
- réseau d'alimentation ne supportant pas l'appel de courant d'un moteur à cage.

Les inconvénients du moteur à bagues par rapport au moteur à cage sont essentiellement :

- coût d'achat plus élevé
- entretien des bagues et balais
- fragilité des rotors à bagues à grande vitesse (3 000 tr/min)
- inadaptation à certaines atmosphères (explosives notamment).

■ moteur synchrone

Le moteur synchrone est utilisé principalement dans les cas suivants :

- nécessité d'une vitesse fixe
- fortes puissances à faible vitesse (le moteur asynchrone a un facteur de puissance plus faible à basse vitesse)
- fortes puissances en vitesse variable (grande vitesse notamment)
- besoin d'améliorer le facteur de puissance de l'installation (le moteur synchrone peut fournir de la puissance réactive).

Les inconvénients du moteur synchrone par rapport au moteur à cage sont essentiellement :

- son coût d'achat
- un rotor plus complexe.

Par contre, la réalisation de plus en plus généralisée de moteurs synchrones à redresseurs tournants élimine l'inconvénient des bagues et balais, inconvénient qui reste attaché au moteur asynchrone à bagues.

■ avantages et inconvénients des différents types de moteurs (voir tableau 3-8)

	Moteur synchrone (MS)	Moteur asynchrone (MAS)
Alimentation	Alimentation alternative. Alimentation continue (convertisseur) pour excitation.	Alimentation alternative.
Construction	Complexe. Entrefer relativement important.	Simple pour le moteur à cage. Le moteur à cage est très robuste et adapté aux atmosphères explosives. Problèmes mécaniques dus à l'entrefer relativement réduit.
Démarrage	Moteur à pôles feuilletés : - couple analogue à MAS. Moteur à pôles saillants massifs : - couple de démarrage important - peut démarrer de fortes inerties grâce à la grande capacité thermique des pôles. Appel de courant en général plus faible que MAS. Couples transitoires importants au démarrage.	Couple de démarrage suffisant en général. Couple plus important avec rotor bobiné. Démarrage d'inerties importantes par rotor bobiné avec dissipation de l'énergie dans le rhéostat.
Surcharges	Surcharges moins importantes que MAS.	Surcharges temporaires importantes.
Facteur de puissance Energie réactive	Facteur de puissance déterminé à l'avance. Peut être élevé et voisin de 1. Le moteur peut fournir de la puissance réactive.	Facteur de puissance plus bas que celui d'un MS. Varie avec la charge. Le moteur absorbe de la puissance réactive.
Stabilité face aux creux de tension	Stabilité meilleure que MAS car possibilité de surexcitation (dans la limite de la capacité de l'alimentation du rotor) rétablissant la stabilité. Risque de décrochage et nécessité de redémarrer si chute de tension trop importante.	Moins bonne stabilité que MS, mais possibilité de réaccélérer.
Vitesse	Vitesse fixe pour une fréquence donnée. Vitesse variable (voir tab. 3-5).	Léger glissement. Vitesse variable (voir tab. 3-5).
Coût	Elevé, surtout en raison du coût de l'excitation en courant continu.	Faible, comparé au MS : le MAS se suffit le plus souvent à lui-même.

Tableau 3-8 : avantages et inconvénients des différents types de moteurs

3.3.7. Effets des perturbations sur les moteurs

■ moteurs asynchrones

A l'heure actuelle, plus de la moitié de l'énergie consommée en milieu industriel est utilisée par les moteurs asynchrones, d'où l'importance de leur comportement face aux perturbations.

□ creux de tension

Lors de l'apparition d'un creux de tension, le couple moteur proportionnel au carré de la tension (voir § 3.3.1.), subit une diminution brutale qui provoque le ralentissement du moteur (voir § 9.1.). Ce ralentissement, fonction de l'amplitude et de la durée du creux, dépend essentiellement du moment d'inertie des masses tournantes et du couple résistant.

Lors de la réapparition de la tension du réseau, chaque moteur absorbe un courant d'autant plus proche de son courant de démarrage sous pleine tension que le glissement atteint en fin de perturbation est élevé. Cette phase de réaccélération n'entraîne pas a priori de conséquences graves sauf si les moteurs représentent une grande partie de la puissance d'un jeu de barres ou de l'installation. Dans ce cas, la somme des appels de courant de tous les moteurs au moment du redémarrage peut provoquer le déclenchement des protections.

Ces surintensités peuvent également conduire à des chutes de tension dans les impédances amont (en particulier celles des transformateurs) telles que le retour au fonctionnement nominal soit difficile et contraignant (faible différence entre les couples moteur et résistant, provoquant une reprise avec suréchauffement) ou même impossible (le couple moteur ayant fortement diminué et devenant inférieur au couple résistant).

□ coupures brèves

L'annulation complète de la tension d'alimentation ne supprime pas immédiatement la tension aux bornes du moteur. En effet, le flux emmagasiné dans le rotor ne peut s'éteindre instantanément. Le champ tournant créé par le rotor induit alors dans le stator une tension "rémanente" dont l'amplitude décroît exponentiellement (constante de temps égale à quelques dixièmes de seconde). La fréquence de cette tension décroît avec la vitesse de rotation. Si, au moment de la réapparition de la tension du réseau, cette dernière se trouve en opposition de phase avec une tension rémanente dont l'amplitude a peu décru, il se produit alors une surintensité élevée pouvant atteindre deux fois la pointe de démarrage du moteur, soit 12 à 15 fois son intensité nominale.

Les conséquences peuvent être importantes pour le moteur :

- échauffements supplémentaires et efforts électrodynamiques dans les bobinages pouvant engendrer des ruptures d'isolation
- à-coups de couple dangereux pouvant conduire à des contraintes mécaniques anormales (en particulier sur les accouplements).

Le moyen de se prémunir contre ce risque est d'installer une protection à minimum de tension rémanente (voir § 7.13. du *Guide des protections*).

□ déséquilibre des tensions

Les charges monophasées non équilibrées sur les trois phases et les récepteurs triphasés ne fonctionnant pas de façon symétrique (fours à résistances, machines à souder, chaudières...) créent des déséquilibres de tension (voir § 3.4.2. et 3.4.6.).

Un déséquilibre des tensions triphasées d'alimentation se traduit par l'existence de trois systèmes de tensions direct, inverse et homopolaire (voir § 4.2.2. du *Guide des protections*). Le système inverse crée un champ tournant dont la rotation s'effectue en sens inverse de celle du rotor. En présence d'un système de tension inverse, le stator induit donc dans le rotor des courants de fréquence égale au double de la fréquence du réseau. Ces courants provoquent des échauffements supplémentaires et des couples pulsatoires pouvant entraîner des contraintes mécaniques et des bruits anormaux.

On peut ajouter que la présence de ces courants induits dans le rotor a pour effet de réduire le déséquilibre des tensions du réseau ; la machine agit en compensateur de déséquilibre.

Le système homopolaire n'exerce aucune influence car l'impédance homopolaire du moteur est infinie (couplage en triangle ou étoile à neutre non relié à la terre).

La norme CEI 892 indique le facteur de déclassement des moteurs asynchrones triphasés à cage en fonction du taux de déséquilibre en tension (voir fig. 3-40-b).

Le taux de déséquilibre en tension est défini par la relation suivante :

$$\tau = \frac{\text{valeur maximale de l'écart entre une quelconque des trois tensions et la moyenne des trois tensions}}{\text{valeur moyenne des trois tensions}}$$

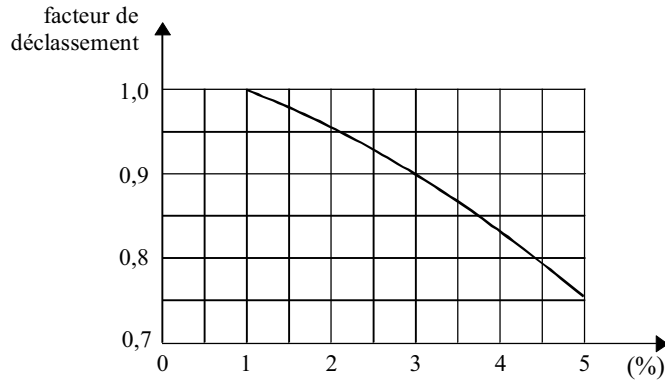


Figure 3-40-b : facteur de déclassement des moteurs triphasés à cage en fonction du taux de déséquilibre en tension

□ harmoniques de tension

L'influence des harmoniques de tension sur les moteurs est explicitée dans le paragraphe 8.2.

■ moteurs synchrones

□ creux de tension et coupures brèves

Les effets sont quasiment identiques à ceux décrits dans le cas des moteurs asynchrones.

Il faut toutefois remarquer que les moteurs synchrones peuvent supporter des creux de tension plus importants car :

- le couple est proportionnelle à la tension (et non au carré de la tension)
- la possibilité de surexciter la machine permet de favoriser un retour au fonctionnement normal (dans la limite de la capacité de l'alimentation du rotor)
- le moment d'inertie est important car le rotor a une masse plus élevée.

Par contre, en cas de décrochage, les surintensités sont importantes et les protections mettent hors service le moteur. Il faut alors reprendre le processus de démarrage du moteur.

■ harmoniques et déséquilibres de tension

Ces perturbations ont les mêmes conséquences que pour les moteurs asynchrones ; elles conduisent en particulier à des échauffements, localisés principalement dans les amortisseurs.

De plus, les courants induits dans le rotor provoquent une perturbation de la mesure du courant rotorique, entraînant ainsi un mauvais fonctionnement du régulateur varométrique.

3.4. Les autres récepteurs

Nous allons étudier le fonctionnement des récepteurs (autres que moteurs) habituellement rencontrés dans les installations électriques et les contraintes d'alimentation qu'ils provoquent.

3.4.1. Les fours à arcs

■ principe de fonctionnement

L'arc électrique permet de mettre en oeuvre des puissances très importantes et d'atteindre des températures élevées (environ 3000 °C). Les fours à arcs à courant alternatif sont généralement alimentés en triphasé et comportent, par conséquent, trois électrodes verticales en graphite à partir desquelles les arcs prennent naissance (voir fig. 3-41).

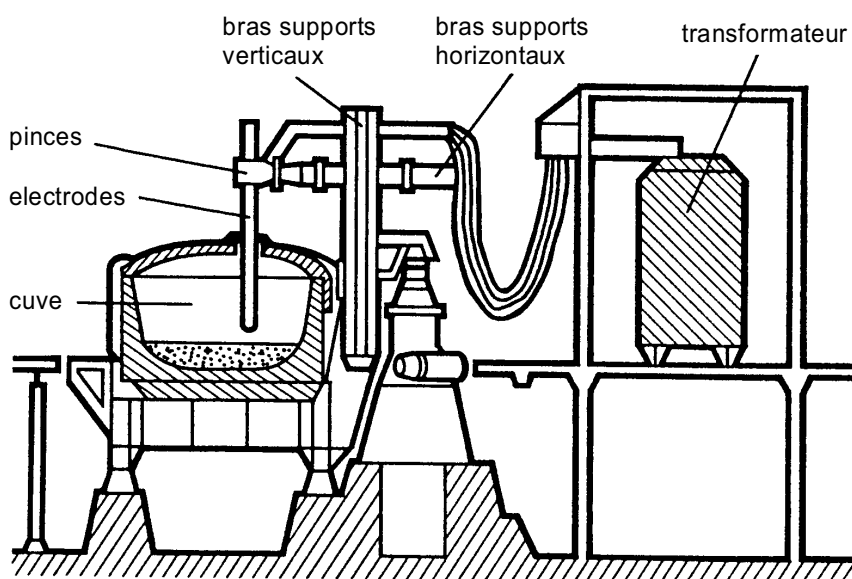


Figure 3-41 : schéma d'une installation de four à arcs

Il existe également des fours à arcs monophasés alternatifs réservés aux petites capacités de production, et des fours à arcs à courant continu dont l'utilisation se répand rapidement depuis quelques années.

Les puissances des fours s'étendent de quelques MVA à plus de 100MVA.

Les tensions au niveau du four les plus élevées utilisées à l'heure actuelle ne dépassent pas 950 Volts. Quant aux intensités utilisées, elles vont d'une dizaine de milliers d'Ampères jusqu'à une centaine de milliers d'Ampères ; les densités de courant dans les électrodes peuvent atteindre 25 A/cm².

Le principal domaine d'application des fours à arcs étant la fusion de métal dans les aciéries, la suite du paragraphe sera restreinte à ce secteur qui regroupe néanmoins la quasi-totalité des fours à arcs existants.

Les aciéries électriques traditionnelles sont équipées de deux fours à arcs :

- un four de fusion alimenté en alternatif ou en continu
- un four d'affinage en forme de poche, de puissance plus réduite et généralement alimenté en courant alternatif pour la montée en température du bain d'acier.

Les principaux éléments constituant chaque four sont :

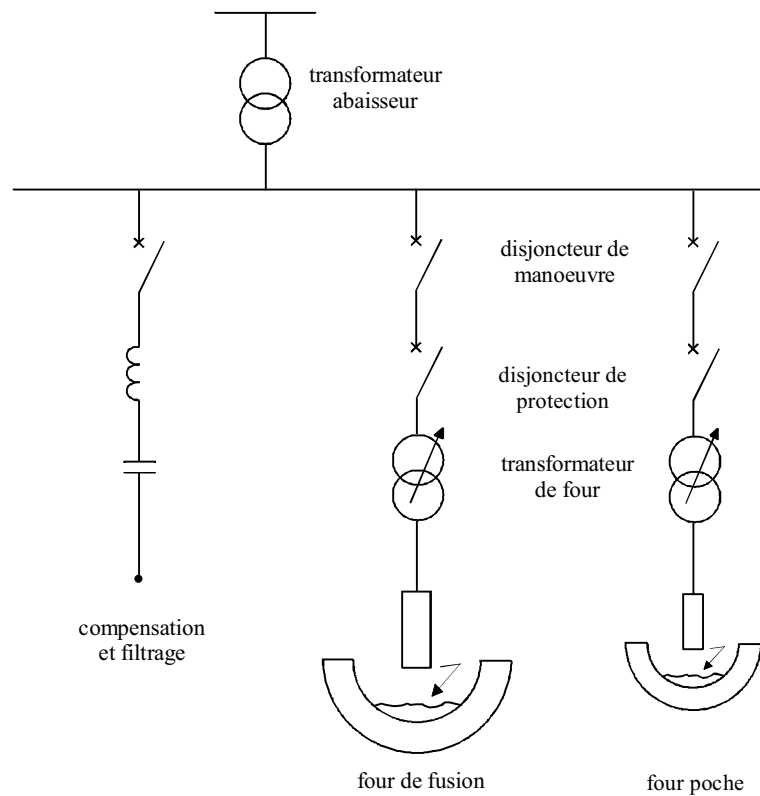
- l'alimentation électrique
- l'enceinte du four (dont le diamètre peut varier de 4 à 10m) comportant un revêtement intérieur de réfractaires (briques emmagasinant de la chaleur, donc à forte inertie thermique)
- les installations annexes (systèmes d'aspiration, de traitement des fumées et de refroidissement des connexions électriques).

■ contraintes d'alimentation, perturbations et remèdes

Dans cette partie, seront traités et comparés les deux types de fours à arcs : à courant alternatif et à courant continu car chacun des types comporte ses propres spécificités et contraintes d'alimentation.

Le circuit électrique d'un four à arcs à courant alternatif comporte (voir figure 3-42) :

- un transformateur abaisseur
- un disjoncteur de manoeuvre
- un disjoncteur de protection
- un transformateur de four
- éventuellement, un système de compensation d'énergie réactive, de filtrage anti-harmoniques et de protection contre les surtensions
- des câbles électriques.



↗ : régleur en charge pour ajuster la tension secondaire

Figure 3-42 : alimentation d'un four à courant alternatif

Le circuit électrique du four à arcs à courant continu se distingue du précédent par l'alimentation électrique redressée et la présence d'une ou plusieurs électrodes permettant le retour du courant (voir fig. 3-43).

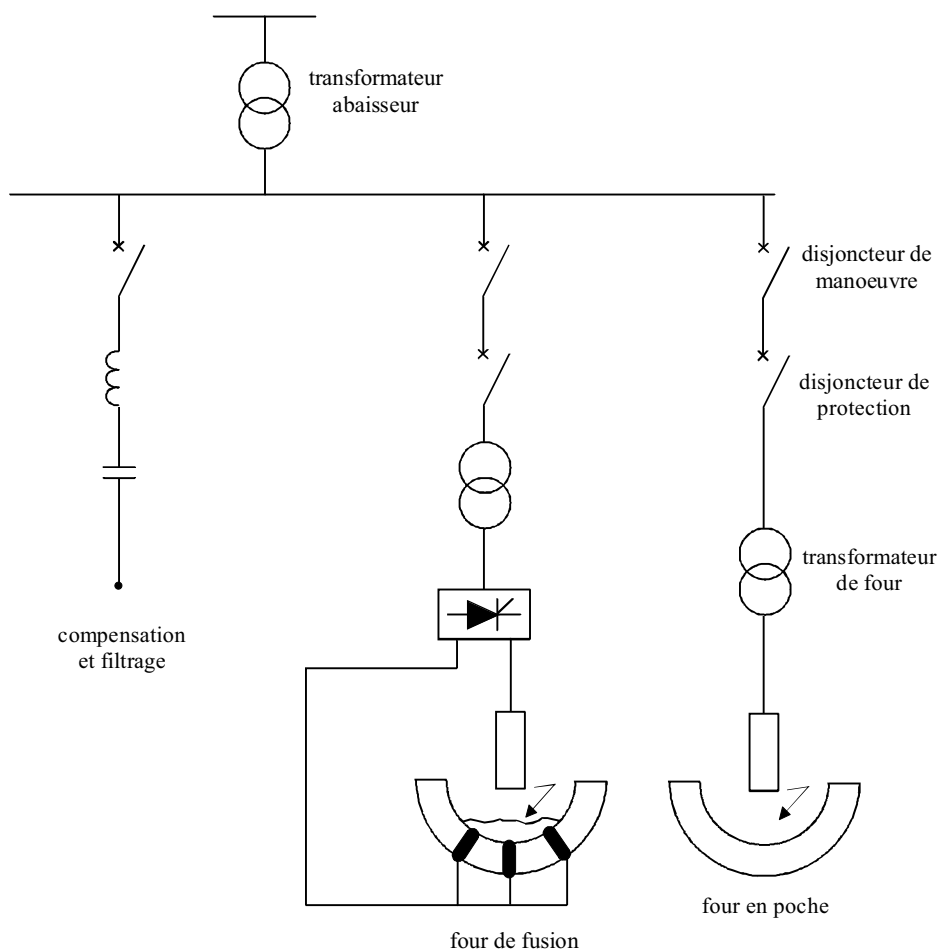


Figure 3-43 : alimentation d'un four à courant continu

La puissance du four est réglée par une action sur la tension d'alimentation et sur la position des électrodes, donc la longueur de l'arc. La puissance absorbée varie, en effet, suivant les phases de fonctionnement du four (voir fig. 3-44).

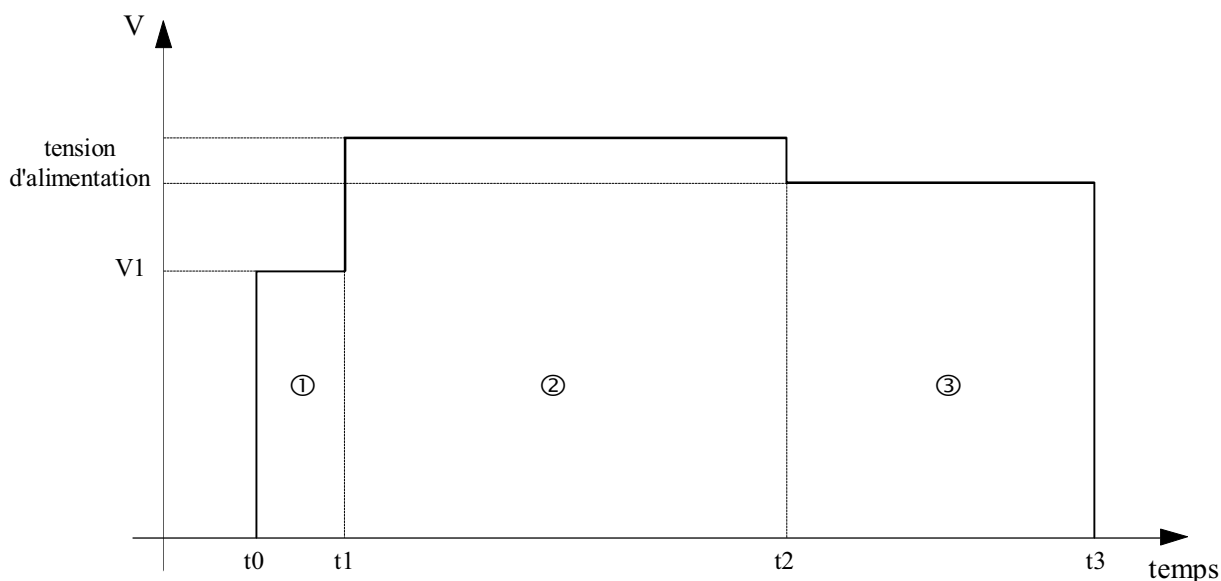


Figure 3-44 : diagramme de fonctionnement du four à arcs

On peut distinguer trois phases dans le fonctionnement d'un four à arcs :

- 1. L'amorçage** : c'est la période pendant laquelle les électrodes creusent leur puits à travers le métal froid. La tension d'arc et la puissance ne sont pas maximales afin de maintenir la stabilité de l'arc fortement perturbé par le mouvement des masses métalliques et le mélange non homogène.
- 2. La fusion** : dans cette phase, la charge est fondue par rayonnement direct ou par conduction électrique du bain. La puissance du four est alors maximale.
- 3. L'affinage** : dans cette dernière phase est effectuée la montée en température de l'acier à puissance plus réduite pour éviter l'usure des réfractaires des parois latérales, avant la coulée dans le four d'affinage où la montée en température se poursuivra.

Durant toutes ces étapes, la puissance appelée par le four fluctue de manière importante, ce qui va engendrer des variations de tension sur le réseau.

■ chute de tension entre le jeu de barres et le point de raccordement du four

La chute de tension entre le jeu de barres et le point de raccordement du four (voir fig. 3-45) est donnée par la formule habituelle :

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{RP + XQ}{U_n^2}$$

avec :

P : puissance active absorbée par le four

Q : puissance réactive absorbée par le four

$Z = R + jX$: somme des impédances du point de raccordement du four jusqu'au jeu de barres (câbles, inductance série et transformateur abaisseur)

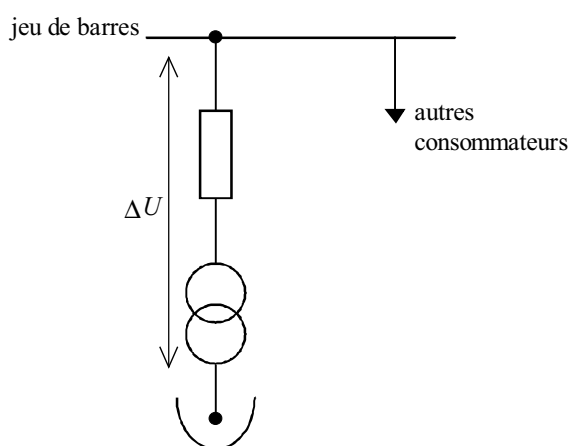


Figure 3-45 : chute de tension entre le jeu de barres et le point de raccordement du four

■ flicker

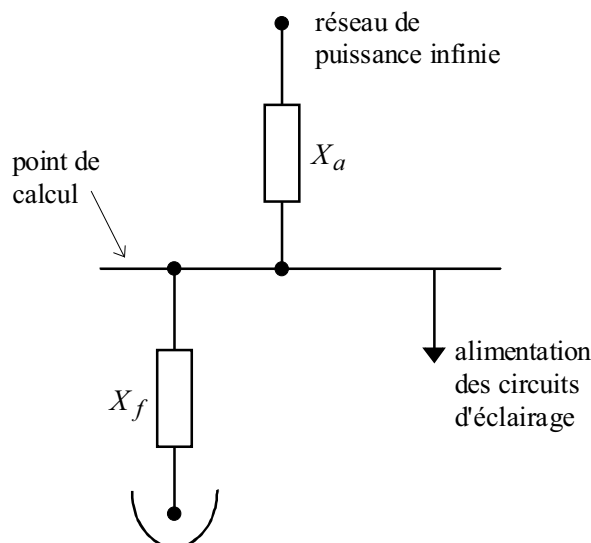
Le phénomène de flicker est la principale perturbation engendrée par les fours à arcs, notamment les fours à courant alternatif.

Ceci est dû à l'instabilité de l'arc électrique principalement lors de la phase de fusion. La nature alternative de l'alimentation électrique conduit à des phénomènes d'extinction et de réallumage lors des passages à zéro du courant. La charge métallique perturbe également le fonctionnement de l'arc par ses mouvements et entraîne des variations d'intensité pouvant aller jusqu'à des courts-circuits ou des interruptions de fonctionnement.

Il en résulte le phénomène de flicker ou fluctuation de tension.

□ "dose de flicker" créée par un four à arcs à courant alternatif

Considérons le schéma de la figure 3-46.



X_a : réactance équivalente au réseau amont au point de calcul

X_f : somme des réactances de toutes les liaisons électriques du point de calcul jusqu'au four (câbles, transformateur abaisseur et connexions des électrodes du four)

Figure 3-46 : schéma électrique équivalent de l'alimentation d'un four à arcs

La dose de flicker créée par un four à arcs à courant alternatif est définie par l'équation suivante :

$$G = k^2 \left(\frac{X_a}{X_a + X_f} \right)^2$$

Le coefficient k est estimé statistiquement par l'analyse de résultats d'essais effectués sur une cinquantaine de fours. La valeur moyenne obtenue est égale à 11,25 avec un écart-type de 2.

L'expérience montre qu'une valeur admissible de la dose de flicker est :

$$G = 0,09$$

Soit
$$k^2 \left(\frac{X_a}{X_a + X_f} \right)^2 = 0,09$$

Il est ainsi possible d'en déduire une condition de raccordement d'un four à arcs sur un réseau industriel :

$$\frac{X_f}{X_a} \geq 36$$

On peut, en outre, déterminer rapidement **la puissance de court-circuit minimale** requise pour l'alimentation d'un four :

$$S_{cc \text{ min } i} = \frac{36 U_n^2}{X_f}$$

Les remèdes pour se prémunir contre le flicker sont explicités dans le paragraphe 3.2.

La forte dose de flicker issue du fonctionnement des fours à arcs est spécifique aux fours à courant alternatif. L'utilisation de fours à courant continu permet, en effet, de réduire sensiblement le phénomène de flicker. En revanche, l'alimentation des fours à courant continu génère de nombreux harmoniques sur le réseau d'alimentation (voir § 8.1.3).

□ harmoniques

A cause de l'instabilité de l'arc électrique, les fours à arcs présentent un spectre d'harmoniques continu superposé à des taux individuels de valeurs élevées (voir § 8.1.3).

Dans le cas particulier des fours à courant continu, les harmoniques de rang entier sont créés par les ponts redresseurs.

□ disjoncteur d'enclenchement et transformateur

Le transformateur d'un four à arcs est complètement différent d'un transformateur classique de distribution. Son rapport de transformation est élevé car la tension secondaire n'est que de quelques centaines de Volts pour un primaire en moyenne ou haute tension de 20 kV à 63kV. Il est à prises multiples au primaire pour ajuster la tension secondaire. Il est soumis à d'importants efforts électrodynamiques, c'est pour cela que le type cuirassé est souvent préféré pour sa géométrie (voir fig. 3-47).

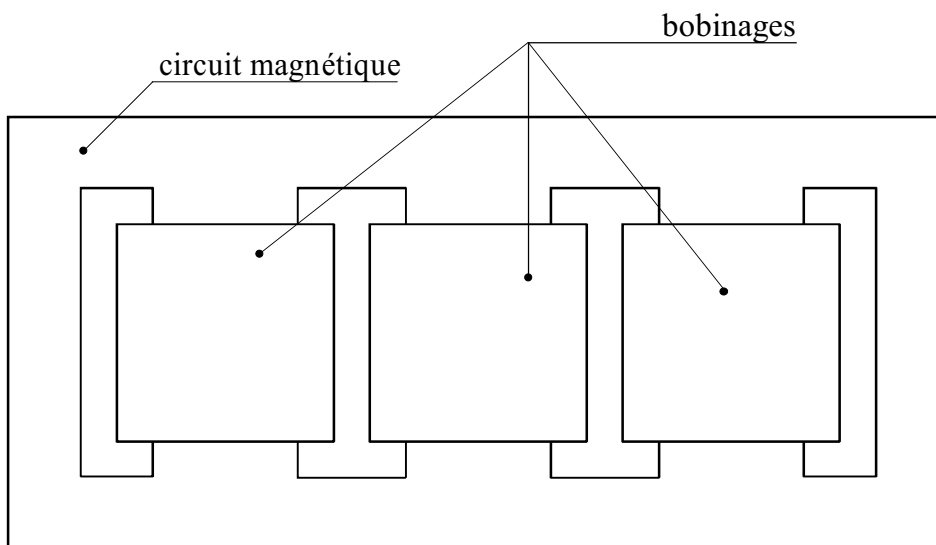


Figure 3-47 : transformateur cuirassé

Le disjoncteur d'enclenchement doit permettre, d'une part, d'assurer la protection de l'installation et doit donc avoir un pouvoir de coupure au moins égal à la puissance de court-circuit de l'alimentation, et, d'autre part, de supporter les nombreuses ouvertures et fermetures quotidiennes (jusqu'à 5000 par an) imposées par le fonctionnement du four.

Les deux fonctions sont souvent dissociées et affectées à deux disjoncteurs différents (voir fig. 3-42 et 3-43) :

- un disjoncteur de manoeuvre
- un disjoncteur de protection.

■ exemple de calcul du flicker fourni par un four à arcs

Les caractéristiques de l'installation sont indiquées sur la figure 3-48.

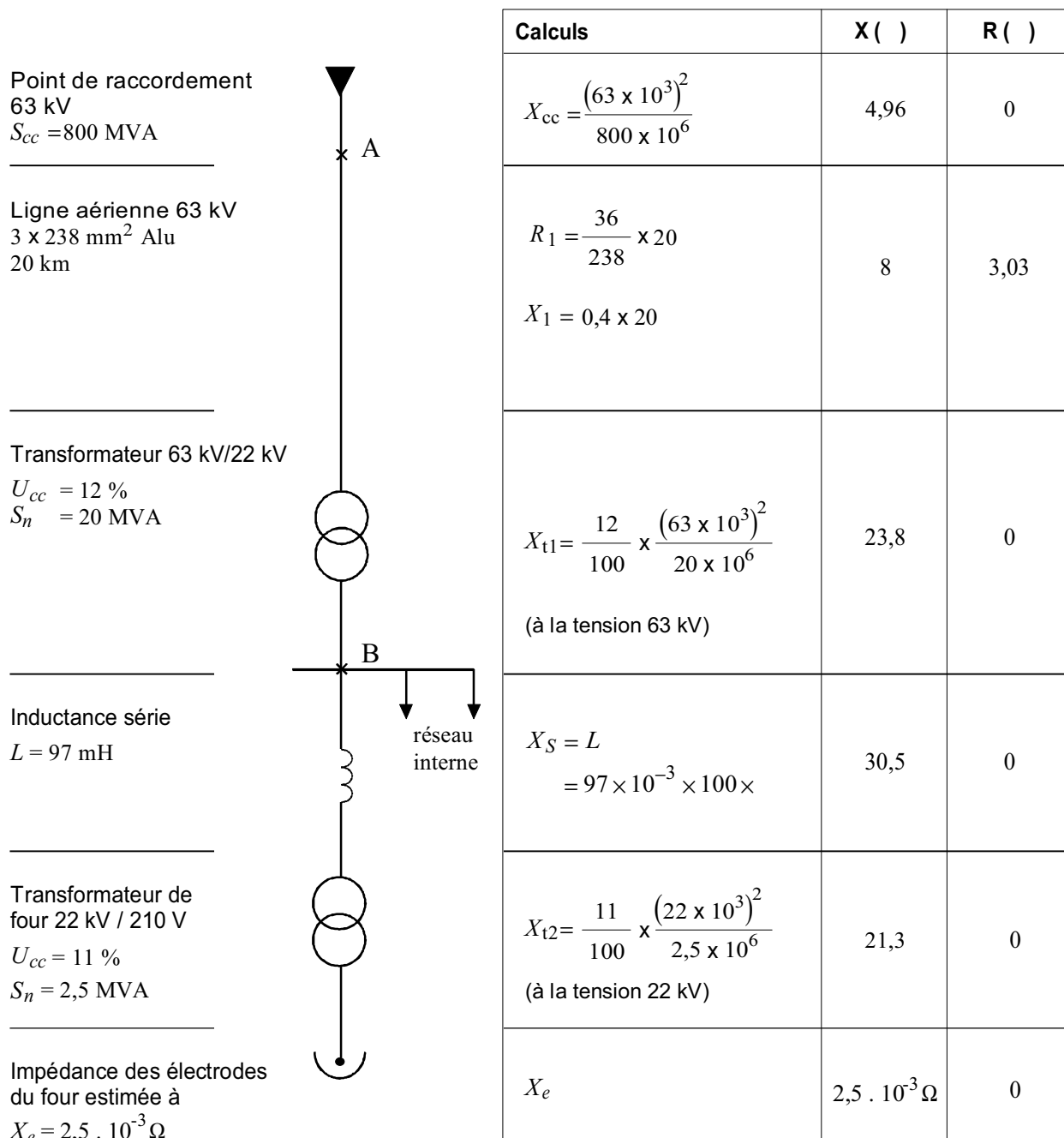


Figure 3-48 : caractéristiques de l'alimentation du four à arcs

■ **détermination de la dose de flicker au point de raccordement du réseau industriel (point A)**

C'est la dose de flicker que subiront les autres usagers de la ligne 63 kV (tous les usagers en aval de cette ligne).

L'impédance amont au point A est :

$$X_a = 4,96 \Omega$$

L'impédance aval au point A, ramenée à la tension 63kV est :

$$X_f = 8 + 23,8 + 30,5 \times \left(\frac{63}{22}\right)^2 + 21,3 \times \left(\frac{63}{22}\right)^2 + 2,5 \times 10^{-3} \times \left(\frac{63}{0,210}\right)^2 = 681,6 \Omega$$

d'où
$$\frac{X_f}{X_a} = 137$$

$$\frac{X_f}{X_a} > 36 \text{ , les autres usagers de la ligne 63 kV ne seront donc pas perturbés}$$

■ **détermination de la dose de flicker au niveau du jeu de barres 22 kV (point B)**

C'est la dose de flicker que subira le réseau interne de l'usine.

L'impédance amont au point B, ramenée à la tension 22kV est :

$$X_a = (4,96 + 8 + 23,8) \times \left(\frac{22}{63}\right)^2 = 4,48 \Omega$$

L'impédance aval au point B, ramenée à la tension 22kV est :

$$X_f = 30,5 + 21,3 + 2,5 \times 10^{-3} \times \left(\frac{22}{0,21}\right)^2 = 79,2 \Omega$$

d'où
$$\frac{X_f}{X_a} = 17,7$$

$$\frac{X_f}{X_a} < 36 \text{ , l'éclairage de l'usine va donc subir une dose de flicker inacceptable.}$$

Le four étant déjà équipé d'une inductance en série importante et qui ne peut donc plus être augmentée, les solutions sont, par exemple :

- raccorder par l'intermédiaire d'un transformateur spécifique le four au jeu de barres 63 kV pour lequel le critère de raccordement est satisfait.
- installer un compensateur statique sur le jeu de barres 20 kV (voir § 3.2, fig. 3-6).

Les autres remèdes possibles sont explicités dans le paragraphe 3.2.

3.4.2. Machines à souder par résistance

■ principe de fonctionnement

Le soudage par résistance met en jeu l'effet Joule résultant du passage d'un fort courant à travers les pièces à assembler. L'énergie est emmagasinée dans la matière elle-même, et la fusion se développe dans le plan de contact des deux pièces à assembler.

Il existe différents procédés de soudage par résistance :

- le soudage par points pour assembler des tôles superposées (voir fig. 3-49)

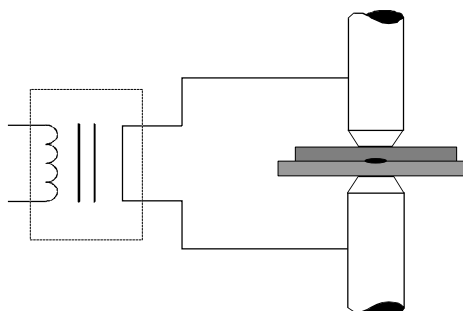


Figure 3-49 : soudage par points

- le soudage par bossages pour l'assemblage global de pièces par superposition. Les pièces à assembler présentent des bosses aux points de soudure (voir fig. 3-50).

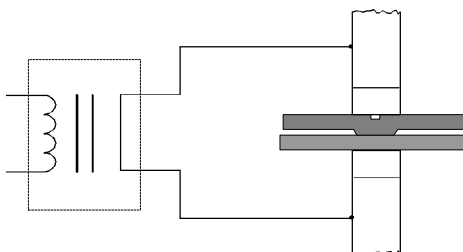


Figure 3-50 : soudage par bossages

- le soudage à la molette pour la réalisation de liaisons étanches entre deux tôles (voir fig. 3-51)

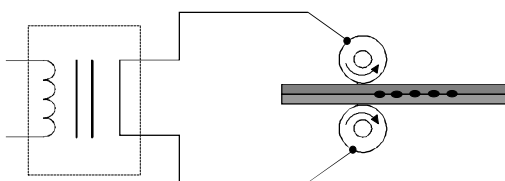


Figure 3-51 : soudage à la molette

- le soudage en bout pour souder bout à bout deux barres (voir fig. 3-52)

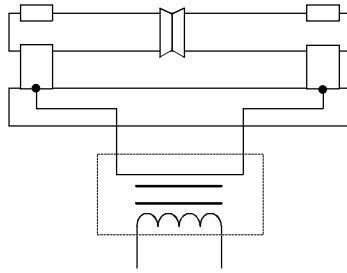


Figure 3-52 : soudage en bout

Le principe de l'installation de soudage par résistance reste néanmoins le même quel que soit le type de la machine (voir fig. 3-53). Elle comporte :

- un circuit électrique traversé par de forts courants (circuit de soudage) et terminé par des électrodes
- un transformateur dont le rapport est variable, réalisant ainsi un générateur de courant ($I = \frac{V_{variable}}{Z_{transfo}}$ car l'impédance de charge est négligeable).
- un dispositif de serrage pour produire l'effort de soudage
- un temporisateur.

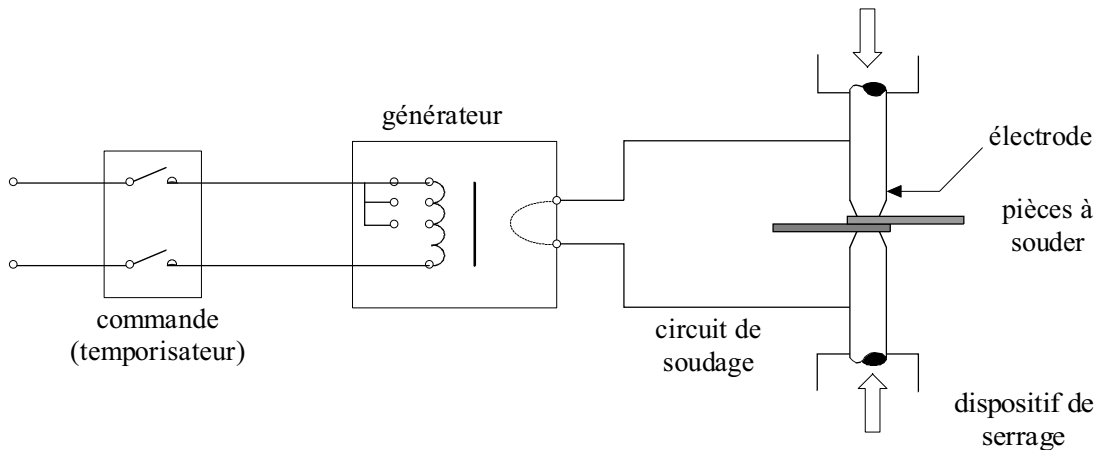


Figure 3-53 : installation de soudage par résistance

■ contraintes d'alimentation, perturbations et remèdes

Le fonctionnement intermittent des machines à souder par résistances oblige à prendre quelques précautions pour le dimensionnement de leur alimentation.

On peut définir deux puissances caractéristiques d'une machine à souder :

S_{\max} : puissance de soudage de la machine

$S_{100\%}$: puissance nominale ou puissance équivalente à un fonctionnement continu

S_{\max} est la puissance délivrée lorsque la machine est en période de soudage, en considérant l'impédance du point de soudage comme étant nulle.

La machine à souder a un fonctionnement discontinu comportant une période de soudage t_s et une période de repos t_r (voir fig. 3-54). Ainsi, on peut définir le facteur de marche de la machine :

$$f = \frac{t_s}{t_s + t_r}$$

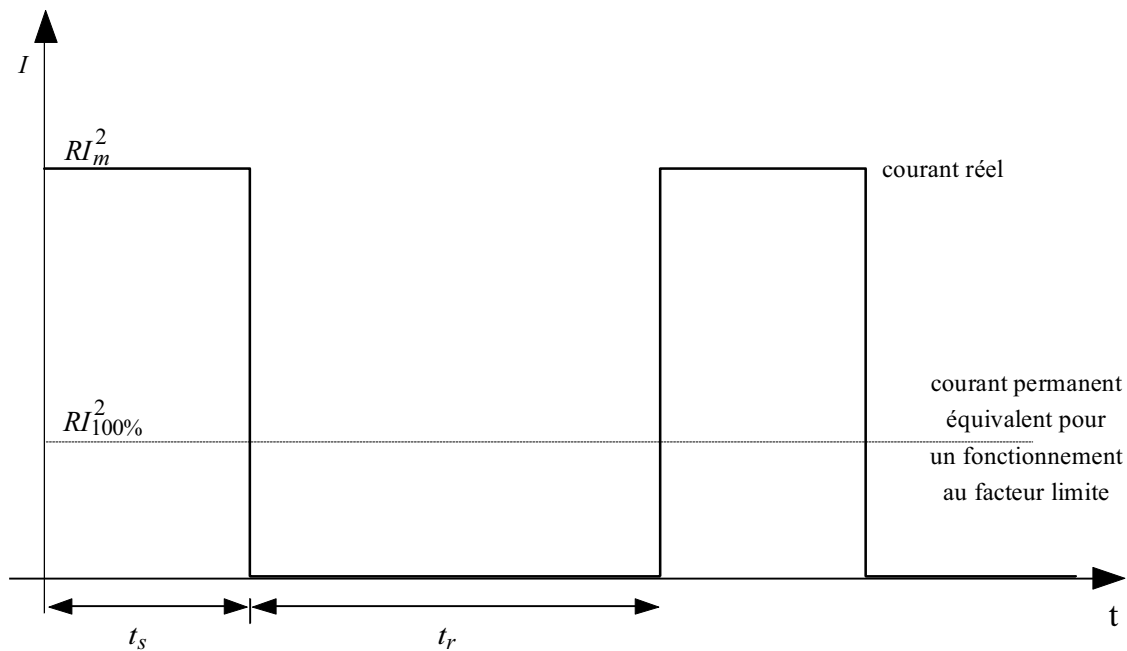


Figure 3-54 : fonctionnement de la machine à souder par résistance

La machine impose un facteur de marche limite f_ℓ de l'ordre de 0,3 à 0,8.

Pour f_ℓ , nous allons déterminer la puissance équivalente de la machine qui correspondrait à un fonctionnement continu de celle-ci ; c'est-à-dire avec un facteur de marche fictif égal à 100 %.

Cela permettra le dimensionnement thermique du matériel (transformateur, câbles, ...).

La puissance thermique absorbée par le matériel au facteur limite est : $R I_m^2 f_\ell$.

R : résistance du matériel à dimensionner (transformateur, câbles, ...)

I_m : courant appelé pendant la période de soudage

La puissance thermique équivalente à un fonctionnement continu est :

$$R I_{100\%}^2$$

$I_{100\%}$: courant permanent qui fournirait la même puissance thermique

En écrivant l'égalité de ces deux puissances, on obtient

$$R I_{100\%}^2 = R I_m^2 f_\ell$$

$$I_{100\%} = I_m \sqrt{f_\ell}$$

La puissance de la machine en période de soudage est :

$$S_{\max} = V_n I_m$$

V_n : tension nominale à vide aux bornes de la machine

La puissance de la machine équivalente à un fonctionnement continu est :

$$S_{100\%} = V_n I_{100\%}$$

d'où
$$S_{100\%} = S_{\max} \frac{I_{100\%}}{I_m} = S_{\max} \sqrt{f_\ell}$$

$$S_{100\%} = S_{\max} \sqrt{f_\ell}$$

Si l'utilisation réelle de la machine est réduite à un facteur d'utilisation $f_u < f_\ell$, alors la puissance équivalente S_u de la machine est :

$$S_u = S_{\max} \sqrt{f_u}$$

S_u dimensionne alors la puissance thermique du matériel.

Dans tous les cas, S_{\max} dimensionne le matériel en ce qui concerne les chutes de tension.

□ chutes de tension et flicker

Les chutes de tension engendrées par la machine à souder dépendent du mode de raccordement de la machine.

Pour les machines à souder triphasées, la charge est équilibrée par le générateur de la machine.

La chute de tension engendrée est alors donnée par la formule classique :

$$\frac{\Delta U \%}{U_n} = \frac{\Delta V \%}{V_n} = 100 \times \frac{RP + XQ}{U_n^2}$$

avec :

- ΔU : chute de tension
- U : tension composée
- V : tension simple
- U_n : tension composée nominale du réseau
- $R + jX$: impédance amont du réseau
- P : puissance active absorbée par la machine
- Q : puissance réactive absorbée par la machine

Les machines monophasées sont cependant les plus courantes étant donné que le circuit de soudage est toujours monophasé.

Pour ces machines, les chutes de tension dépendent du mode de raccordement (entre phases ou entre phase et neutre) et du couplage du transformateur d'alimentation. Les courants dissymétriques absorbés par la machine entraînent un déséquilibre sur les tensions simples et composées.

Les machines à souder, à cause des niveaux de puissance mis en jeu et du niveau de flicker engendré sont toujours raccordées au réseau MT par l'intermédiaire d'un transformateur MT/BT spécifique.

On peut déterminer, pour chaque couplage de transformateur, les chutes de tensions simples et composées au primaire.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Définissons les valeurs suivantes :

$$\left\{ \begin{array}{l} a = \sqrt{3} \times \frac{\sqrt{3}(RP + XQ) - (XP - RQ)}{2U_n^2} \times 100 \\ b = \sqrt{3} \times \frac{\sqrt{3}(RP + XQ) - (XP - RQ)}{2U_n^2} \times 100 \\ c = 0 \\ d = 2 \times \frac{RP + XQ}{U_n^2} \times 100 \\ e = \frac{(RP + XQ) + \sqrt{3}(XP - RQ)}{2U_n^2} \times 100 \\ f = \frac{(RP + XQ) - \sqrt{3}(XP - RQ)}{2U_n^2} \times 100 \end{array} \right.$$

où :

- U_n : tension composée nominale du réseau
- $R + jX$: impédance amont du réseau
- P : puissance active absorbée par la machine
- Q : puissance réactive absorbée par la machine

Les tableaux 3-9, 3-10, 3-11, 3-12, 3-13 et 3-14 donnent les différentes chutes de tension au primaire en fonction du couplage du transformateur.

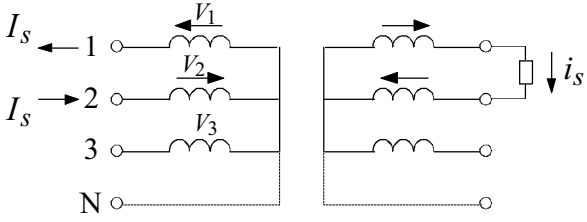
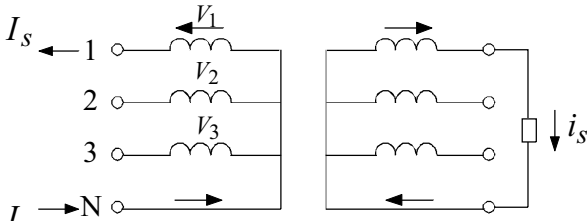
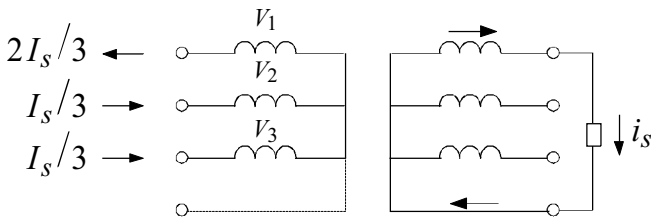
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = a \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = b \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = c \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = d \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = e \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = f \end{cases}$
<p>raccordement entre phase et neutre</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = \frac{RP + XQ}{V_n^2} \times 100 \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = 0 \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = 0 \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = c \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = a \end{cases}$
	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = d \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = e \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = f \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = c \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = a \end{cases}$

Tableau 3-9 : couplage Yy0

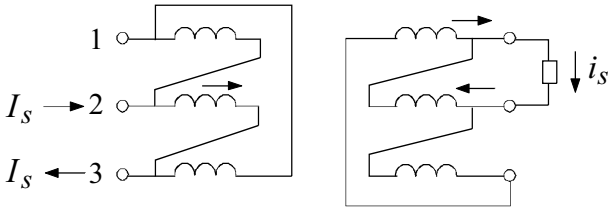
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = c \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = a \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = b \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = f \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = d \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = e \end{cases}$
---	--	---

Tableau 3-10 : couplage Dd10

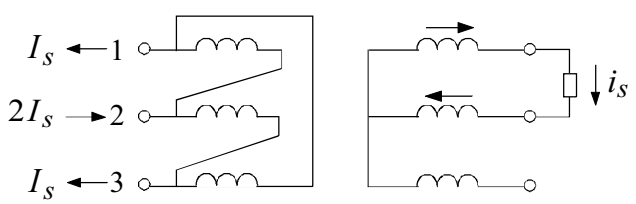
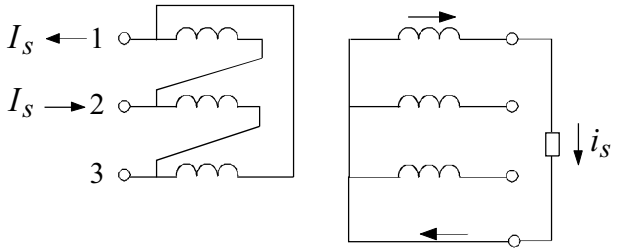
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = f \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = d \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = e \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = a \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = c \end{cases}$
<p>raccordement entre phase et neutre</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = a \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = b \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = c \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_1}{U_n} = d \\ \frac{\Delta U_2}{U_n} = e \\ \frac{\Delta U_3}{U_n} = f \end{cases}$

Tableau 3-11 : couplage Dy11

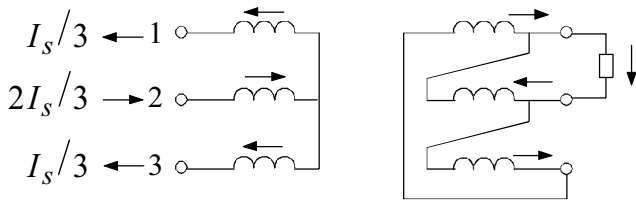
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = f \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = d \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = e \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = a \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = c \end{cases}$
---	--	---

Tableau 3-12 : couplage Yd11

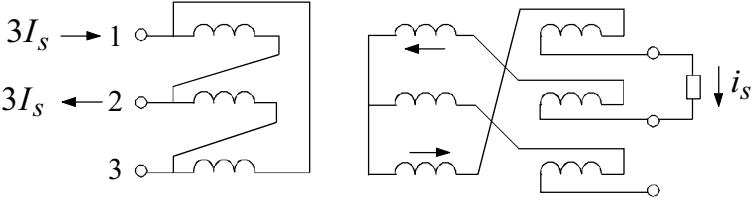
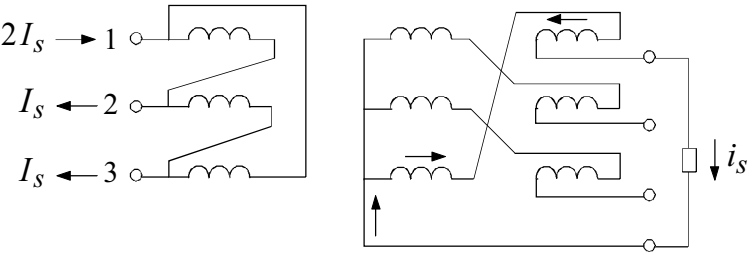
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = a \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = b \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = c \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = d \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = e \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = f \end{cases}$
<p>raccordement entre phase et neutre</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = f \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = d \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = e \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = c \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = a \end{cases}$

Tableau 3-13 : couplage Dz6

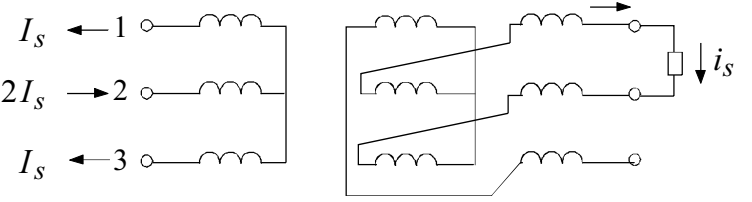
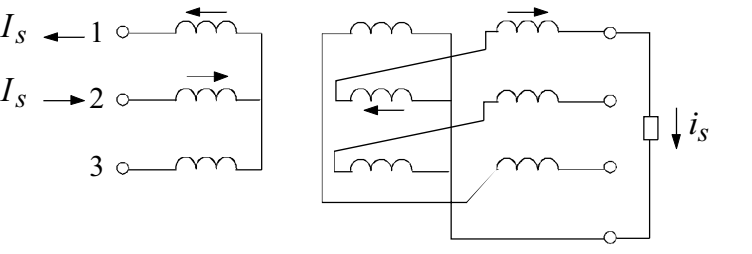
<p>raccordement entre phases</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = e \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = d \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = f \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = a \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = b \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = c \end{cases}$
<p>raccordement entre phase et neutre</p> 	$\begin{cases} \frac{\Delta V_1}{V_n} = a \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = b \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = c \end{cases}$	$\begin{cases} \frac{\Delta U_{12}}{U_n} = d \\ \frac{\Delta U_{23}}{U_n} = e \\ \frac{\Delta U_{31}}{U_n} = f \end{cases}$

Tableau 3-14 : couplage Yz11

Avec les fours à arcs, les machines à souder sont les principales causes de flicker sur les réseaux électriques. Les machines à souder par résistance se caractérisent par leur cadence de fonctionnement. Cette cadence permet de calculer le nombre d'à-coups créés par minute, afin de définir l'amplitude maximale de l'à-coup de tension admissible.

Il est possible de considérer en première approximation qu'une soudure génère deux fronts, l'un montant, l'autre descendant ; mais dans certains cas, il sera nécessaire de prendre en compte la forme de l'appel de courant qui pourra présenter plus de deux fronts pour déterminer le nombre d'à-coups par soudure et donc la limite admissible.

Pour limiter l'influence des chutes de tension provoquées par les machines à souder par résistance, il est indispensable de séparer l'alimentation de la machine du reste de l'alimentation basse tension en raccordant la machine à souder au réseau moyenne tension par l'intermédiaire d'un transformateur MT/BT spécifique. On aura bien entendu tout intérêt à raccorder la machine à un réseau dont la tension est la plus grande possible pour limiter l'effet de flicker. Les remèdes contre le flicker sont explicités dans le paragraphe 3.2.

□ compensation de la puissance réactive

Les machines à souder par résistance consomment beaucoup d'énergie réactive et ont, par conséquent, un faible facteur de puissance (de l'ordre de 0,3 à 0,8). Il est bien souvent indispensable de compenser cette énergie réactive par des condensateurs.

Il est dangereux de connecter les condensateurs à proximité de la machine à souder. En effet, le fonctionnement intermittent de celle-ci implique l'existence d'un spectre continu de fréquences et peut, par conséquent, entraîner des résonances à basses fréquences et provoquer des surtensions susceptibles d'affecter l'appareillage.

Il est, en revanche, possible de connecter des condensateurs plus en amont au niveau du poste de livraison ou du jeu de barres principal moyenne tension.

La puissance de compensation peut être calculée par la formule usuelle :

$$Q_c = P (tg \varphi_1 - tg \varphi_2)$$

P : puissance active de la machine à souder

$\cos \varphi_2$: facteur de puissance désiré

$\cos \varphi_1$: facteur de puissance de la machine

$$\cos \varphi_1 = \frac{P}{S_{\max}}$$

S_{\max} : puissance apparente maximale de la machine à souder par résistance

□ calculs de raccordement

Etant donnée la particularité de fonctionnement intermittent des machines à souder par résistance, il est nécessaire de distinguer le raccordement d'une seule machine à souder de celui de plusieurs machines.

• cas d'une seule machine

Deux éléments sont à prendre en compte pour le raccordement d'une machine à souder par résistance : les câbles BT d'alimentation et le transformateur (les chutes de tension dans les câbles MT sont négligeables).

- les câbles

Pour le dimensionnement des câbles, deux critères doivent être vérifiés : un critère thermique et un critère de chute de tension. La section du câble doit en effet être choisie pour supporter un courant permanent correspondant au facteur de marche 100 %, obtenu à partir de la puissance apparente de la machine (en kVA) donnée par le constructeur.

Il sera également nécessaire de limiter la chute de tension dans le câble à 4 %. La connaissance du courant dans chaque phase (pour la puissance de soudage S_{\max} de la machine) et de la longueur du câble permet de déterminer la section minimale des câbles.

La chute de tension s'écrit $\Delta V = RI_m \cos \varphi + XI_m \sin \varphi$ (voir § 6.1.7)

$$\text{d'où } R = \frac{\Delta V - XI_m \sin \varphi}{I_m \cos \varphi}$$

$$\text{La section minimale des câbles est alors } S = \frac{\cos \varphi \cdot \rho \cdot \ell}{\frac{\Delta V}{I_m} - X \sin \varphi} .$$

ρ : résistivité du câble BT

ℓ : longueur du câble BT

I_m : courant traversant le câble BT pendant la période de soudage

Le plus contraignant des deux critères sera retenu.

- le transformateur

Comme pour les câbles, le dimensionnement du transformateur doit prendre en compte un critère thermique et un critère de chute de tension.

Le premier critère dépend du type de raccordement de la machine (voir tableau 3-15) :

Machine	Transformateur	Dimensionnement du transformateur
triphasee	triphase	$S_{100\%}$
monophasée	triphase Dy11 ou Yz5	$\sqrt{3} S_{100\%}$
monophasée	monophasé	$S_{100\%}$

$S_{100\%}$: puissance de la machine à souder au facteur de marche 100 %

Tableau 3-15 : dimensionnement thermique du transformateur

Pour rester dans la limite admissible de chute de tension, il est nécessaire de limiter à 10 % la chute totale, donc à 6 % la chute de tension dans le transformateur (4 % dans le câble BT).

On a alors, pour la puissance du transformateur, les résultats indiqués dans le tableau 3-16 ($U_{cc}\%$ correspond à la chute de tension dans le transformateur à la puissance nominale).

Machine	Transformateur	Puissance du transformateur
triphasee	triphase	$S_{\max} \cdot \frac{U_{cc}\%}{6}$
monophasée	triphase Dy11 ou Yz5	$\sqrt{3} S_{\max} \cdot \frac{U_{cc}\%}{6}$
monophasée	monophasé	$S_{\max} \cdot \frac{U_{cc}\%}{6}$

S_{\max} : puissance de soudage de la machine

$U_{cc}\%$: tension de court-circuit du transformateur

Tableau 3-16 : dimensionnement du transformateur pour le critère de chute de tension

- **cas de plusieurs machines**

Le principe de calcul d'une installation comportant plusieurs machines à souder par résistance est identique au raccordement d'une seule machine, mais il faut, dans ce cas, tenir compte du facteur de simultanéité des machines.

Dans certains cas (peu de machines ou facteurs de marche faible), il peut être possible d'interverrouiller les machines pour éviter qu'elles soudent simultanément.

Lorsque cela n'est pas possible, la puissance maximale à considérer est le résultat d'un calcul de probabilité.

La puissance équivalente de n machines monophasées identiques raccordées sur une même phase est :

$$S_{\text{équi}} = S_{\text{max}} \sqrt{n \cdot f(1 + (n-1) \times f)}$$

S_{max} : puissance maximale de chaque machine

f : facteur de marche de chaque machine

n : nombre de machines raccordées

Dans le cas de machines différentes, on a :

$$S_{\text{équi}} = S_{\text{max,moy}} \sqrt{n \cdot f_{\text{moy}}(1 + (n-1) \times f_{\text{moy}})}$$

avec

$$S_{\text{max,moy}} = \sqrt{\frac{\sum S_{\text{max}}^2}{n}}$$

$$f_{\text{moy}} = \frac{S_{100\% \text{ moy}}^2}{S_{\text{max,moy}}^2} \quad \text{et} \quad S_{100\% \text{ moy}} = \sqrt{\frac{\sum S_{100\%}^2}{n}}$$

S_{max} : puissance maximale de chaque machine

$S_{100\%}$: puissance de chaque machine pour un facteur de marche de 100 %

■ exemple de raccordement d'une machine à souder par résistance

Considérons une machine à souder par points de type monophasé raccordée entre deux phases et de puissances $P = 78 \text{ kW}$ et $Q = 104 \text{ kVAR}$ ($\cos \varphi = 0,6$), dont la fréquence d'enclenchement par minute est 30. Le facteur de marche est $f_l = 0,3$.

P et Q sont les puissances thermiques équivalentes pour un facteur de marche de 100 %, on a donc :

$$S_{100\%} = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

$$S_{100\%} = 130 \text{ kVA}$$

La machine est alimentée par un transformateur triphasé Dy11 (voir tableau 3-11), raccordé au réseau 5,5 kV de l'usine (voir fig. 3-55).

	Calculs	$X (\Omega)$	$R (\Omega)$	$U (\text{Réf.})$
Transformateur $U_n = 20 \text{ kV}$ $S_{cc} = 140 \text{ MVA}$	$X = \frac{(20 \cdot 10^3)^2}{140 \cdot 10^6}$	2,85	0	20 kV
Ligne aérienne 1,5 km Alu : 147 mm ²	$R = \frac{29}{147} \times 1,5$ $X = 0,362 \cdot 10^{-3} \times 100 \times 1,5$	0,17	0,29	20 kV
Transformateur 5 MVA $U_{cc} = 7,5 \%$ 20 kV / 5,5 kV	$X = \frac{7,5}{100} \times \frac{(5,5)^2}{5}$	0,45	0	5,5 kV
Câble : 500 m Cuivre : 70 mm ²	$R = \frac{18}{70} \times 0,5$ $X = 0,35 \times 0,5$	0,175	0,13	5,5 kV
Transformateur 5,5 kV / 400 V				
Câble BT : 10 m				
Machine à souder par résistance				

Figure 3-55 : schéma de l'alimentation de la machine à souder par résistance

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

- **le déséquilibre**

L'impédance du réseau amont au point de raccordement du transformateur 5,5 kV / 400 V est donc :

$$Z_A = (2,85 + 0,17) \left(\frac{5,5}{20} \right)^2 + 0,45 + 0,175 + j \left[0,13 + 0,29 \left(\frac{5,5}{20} \right)^2 \right]$$

$$Z_A = (0,15 + j 0,85) \Omega$$

$(U(\text{Réf.}) = 5,5 \text{ kV})$

□ **calcul de la chute de tension et du déséquilibre au niveau du jeu de barres 5,5 kV (point A)**

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta V_1}{V_n} = f = \frac{(R_A P + X_A Q) - \sqrt{3} (X_A P - R_A Q)}{2 U_n^2} \times 100 \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = d = 2 \times \frac{R_A P + X_A Q}{U_n^2} \times 100 \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = e = \frac{(R_A P + X_A Q) + \sqrt{3} (X_A P - R_A Q)}{2 U_n^2} \times 100 \end{array} \right.$$

avec : $R_A = 0,15 \Omega$; $X_A = 0,85 \Omega$; $P = 78 \text{ kW}$; $Q = 104 \text{ kvar}$; $U_n = 5,5 \text{ kV}$

d'où

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta V_1}{V_n} = 0,02 \% \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = 0,66 \% \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = 0,31 \% \end{array} \right.$$

- **la chute de tension est faible et pas du tout contraignante**

- **le déséquilibre**

$$V_{\max} = V_1 - \Delta V_1 = V_n \left(1 - 0,02 \times 10^{-2}\right)$$

$$V_{\text{moy}} = \frac{V_1 - \Delta V_1 + V_2 - \Delta V_2 + V_3 - \Delta V_3}{3} = V_n \times \frac{\left(3 - (0,02 + 0,66 + 0,31) \times 10^{-2}\right)}{3}$$

On en déduit la valeur du déséquilibre :

$$\frac{V_{\max} - V_{\text{moy}}}{V_{\text{moy}}} = 0,31 \%$$

La limite de compatibilité indiquée par la norme CEI 1000-2-4 est 2 % de déséquilibre (voir tab. 3-1), l'installation considérée vérifie donc cette contrainte.

- **le flicker**

La fréquence d'enclenchement est de 30 / min. Or, pour chaque enclenchement il y a un front montant et un front descendant, donc deux variations de tension. Ainsi, la fréquence de variation de tension est de 60 / min. La figure 3-3 (norme CEI 1000-2-2) montre que pour cette fréquence l'amplitude maximale de la variation de tension est 0,8 %. La variation de tension de 0,66 % est donc acceptable.

□ compensation de la puissance réactive

La machine à souder a un facteur de puissance $\cos \varphi_1 = 0,6$ ($\text{tg } \varphi_1 = 1,33$) ; on veut obtenir un facteur de puissance $\cos \varphi_2 = 0,9$ ($\text{tg } \varphi_2 = 0,48$) , on a donc :

$$Q_c = P (\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2) = 78 \cdot 10^3 \times (1,33 - 0,48)$$

Il faut donc installer une puissance de compensation :

$$Q_c = 65,9 \text{ kvar}$$

□ dimensionnement du transformateur

Le couplage du transformateur MT/BT (5,5 kV / 400 V) est Dy11.

Les deux critères sont donc (voir tableaux 3-15 et 3-16) :

- $S_{\text{transfo}} \geq \sqrt{3} \cdot S_{100\%}$

$$S_{\text{transfo}} \geq \sqrt{3} \cdot 130 \cdot 10^3$$

$$\text{d'où } S_{\text{transfo}} \geq 225 \text{ kVA}$$

- $S_{\text{transfo}} \geq \sqrt{3} \cdot S_{\text{max}} \cdot \frac{U_{cc} \%}{6}$

Le facteur de marche limite de la machine est :

$$f_\ell = 0,3$$

$$\text{d'où : } S_{\text{max}} = \frac{S_{100\%}}{\sqrt{0,3}}$$

$$S_{\text{max}} = 237 \text{ kVA}$$

De plus, pour la gamme de transformateurs considérée (200 à 630 kVA), on devrait avoir $U_{cc} \% = 4 \%$.

$$\text{D'où le critère : } S_{\text{transfo}} \geq \sqrt{3} \cdot 237 \cdot 10^3 \times \frac{4}{6}$$

$$S_{\text{transfo}} \geq 274 \text{ kVA}$$

Dans la gamme de transformateurs à isolement liquide normalisés, on choisira donc un transformateur de 315 kVA.

□ dimensionnement des câbles

On veut ici déterminer la section du câble BT reliant le transformateur MT/BT à la machine à souder (voir fig. 3-56). Il est constitué de deux conducteurs unipolaires en cuivre isolés au PR posés sur tablettes perforées ; il est posé dans les conditions standards d'installation.

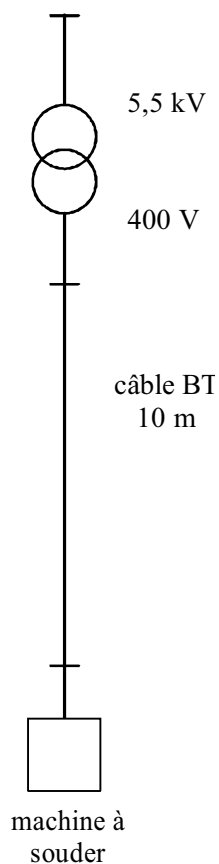


Figure 3-56 : raccordement BT de la machine à souder

Le critère thermique donne le courant que le câble doit faire transiter :

$$I_C = \frac{S_{100\%}}{U_n} \quad (\text{machine monophasée raccordée entre deux phases})$$

$$I_C = \frac{130 \cdot 10^3}{400} = 325 \text{ A}$$

Le tableau 6-3 donne la lettre de sélection E, et le tableau 6-16 (lettre de sélection E, PR2, cuivre), donne une section minimale :

$$S = 95 \text{ mm}^2$$

Le critère de chute de tension donne une section minimale :

$$S_{\min i} = \frac{\cos \varphi \cdot \rho \cdot \ell}{\frac{\Delta U}{I_m} - X \cdot \ell \cdot \sin \varphi}$$

$$\frac{\Delta U}{U_n} = 4 \%$$

d'où $\Delta U = 400 \times 0,04 = 16 \text{ V}$

$$\cos \varphi = 0,6$$

$$\sin \varphi = 0,8$$

$$\ell = 10 \text{ m}$$

$$\rho = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m} \quad \text{pour le cuivre}$$

$$I_m = I_C = 325 \text{ A}$$

$$X = 0,09 \Omega / \text{km} \quad \text{pour des câbles unipolaires serrés en nappe (voir § 6.1.5.)}$$

On calcule : $S_{\min i} = 2,8 \text{ mm}^2$

Il est évident que, dans le cas présent, le critère thermique est plus contraignant que la chute de tension car la longueur du câble est assez faible (10 m).

On choisira donc un câble de section 95 mm².

□ **calcul de la chute de tension, du déséquilibre et du flicker au secondaire du transformateur spécifique (point B)**

La puissance du transformateur spécifique déterminée précédemment est :

$$S_{transfo} = 315 \text{ kVA}$$

Prenons un transformateur à isolement liquide, son impédance ramenée au secondaire est :

$$Z_T = 6,61 \times 10^{-3} + j 20,3 \times 10^{-3} \quad (\text{voir Guide des protections, § 4.2.1.4})$$

L'impédance du réseau amont au secondaire du transformateur ramenée à 400 V est donc :

$$Z_B = Z_T + Z_A \times \left(\frac{400}{5500} \right)^2 \quad \text{avec } Z_A = 0,15 + j 0,85$$

d'où
$$Z_B = 7,40 \times 10^{-3} + j 24,8 \times 10^{-3}$$

En supposant que la machine est raccordée entre les phases 1 et 2, on a :

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta V_1}{V_n} = \frac{R_B P + X_B Q}{V_n^2} \times 100 \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = \frac{R_B P + X_B Q}{V_n^2} \times 100 \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = 0 \end{array} \right.$$

avec
$$R_B = 7,40 \times 10^{-3} \Omega ; X_B = 24,8 \times 10^{-3} \Omega ; P = 78 \text{ kW} ; Q = 104 \text{ k var} ; V_n = 230 \text{ V}$$

d'où
$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\Delta V_1}{V_n} = 6,0 \% \\ \frac{\Delta V_2}{V_n} = 6,0 \% \\ \frac{\Delta V_3}{V_n} = 0 \end{array} \right.$$

- la chute de tension est importante mais peut être acceptable

- le déséquilibre

$$V_{\max} = V_3 = V_n$$

$$V_{moy} = \frac{V_1 - \Delta V_1 + V_2 - \Delta V_2 + V_3}{3} = V_n \times \frac{(3 - 2 \times 6 \times 10^{-2})}{3}$$

$$\frac{V_{\max} - V_{moy}}{V_{moy}} = 4,2 \%$$

Il est très supérieur à la limite de compatibilité (2 %) indiquée par la norme 1000-2-4 (voir tableau 3-1).

- le flicker

L'amplitude de la variation de tension (6 %) est très supérieure à la limite acceptable indiquée par la courbe de la figure 3-3 pour une fréquence de variation de 60 / min. (0,8 %).

- conclusion

Les niveaux de flicker et de déséquilibre interdisent l'utilisation de toute charge d'éclairage et de la plupart des récepteurs.

L'installation d'un transformateur spécifique pour alimenter la machine à souder s'avère donc indispensable.

3.4.3. Machine à souder par arc

■ principe de fonctionnement

Le soudage à l'arc consiste à créer entre une électrode et la pièce à souder un arc électrique fournissant l'énergie nécessaire au soudage.

Le dispositif fonctionne sous une tension de quelques Volts à une cinquantaine de Volts et avec des courants pouvant atteindre quelques dizaines de milliers d'Ampères.

■ contraintes d'alimentation, perturbations et remèdes

Le fonctionnement de la machine est intermittent et l'on peut définir deux puissances pour le dimensionnement de l'alimentation de la machine à souder :

$S_{100\%}$: puissance équivalente à un fonctionnement en continu ou puissance nominale

S_{\max} : puissance maximale absorbée par la machine lors de l'amorçage de l'arc

$S_{100\%}$ est définie pour la machine à souder par arc de manière identique à la machine à souder par résistance (voir § 3.3).

S_{\max} correspond à la puissance absorbée par la machine à souder par arc au moment de l'amorçage de l'arc, c'est-à-dire lorsque la puissance appelée est maximale.

A partir de ces deux puissances, le dimensionnement de l'alimentation de la machine et le calcul des niveaux de perturbations engendrées s'effectuent suivant la méthode utilisée pour les machines à souder par résistance (voir § 3.3).

Notons que pour les machines à souder par arcs, seuls les à-coups de tension provoqués lors des amorçages doivent être pris en compte lors du calcul du flicker, car ils sont les plus perturbateurs. Les remèdes contre le flicker sont explicités dans le paragraphe 3.2.

3.4.4. Equipements haute fréquence ou micro-ondes

■ principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement des équipements haute fréquence ou micro-ondes est basé sur la dégradation d'énergie électrique en chaleur à l'intérieur de produits diélectriques. Cette énergie est fournie par rayonnement électromagnétique.

Un équipement haute-fréquence ou micro-ondes est composé (voir fig. 3-57) :

- d'un générateur haute fréquence
- d'un système de transmission d'énergie
- d'un applicateur contenant la charge à chauffer.

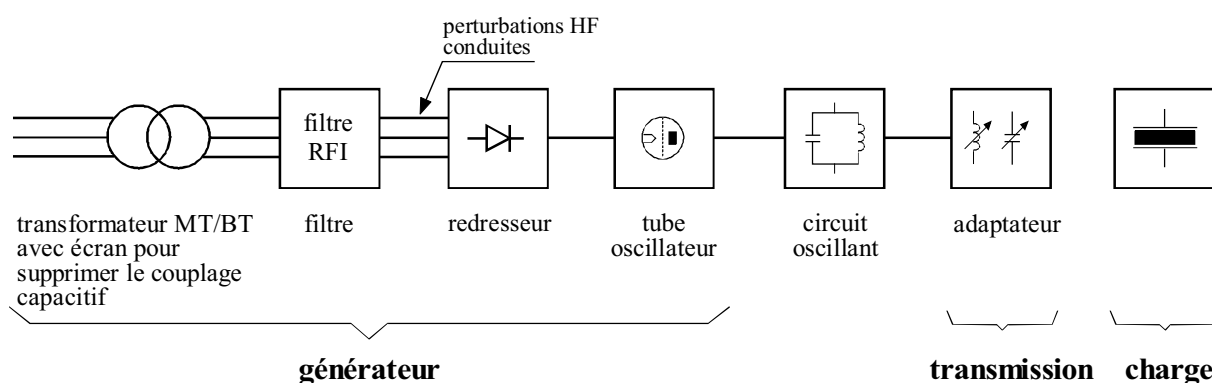


Figure 3-57 : principe d'une installation haute fréquence

Les dispositifs haute fréquence sont en général alimentés en 400 V triphasé à 50 Hz.

■ perturbations engendrées

Outre les perturbations harmoniques créées par le redresseur (voir tab. 8-1), deux types de perturbation haute fréquence sont émis.

□ les perturbations conduites

Les courants haute fréquence du circuit oscillant traversent le redresseur et remontent dans le réseau. Pour éliminer cette perturbation, il faut installer un filtre en amont du redresseur et/ou un transformateur avec écran qui supprime le couplage capacitif.

□ les perturbations rayonnées

Elles sont fournies par les matériels *HF* de l'installation et les câbles associés. Pour s'en prémunir, il faut améliorer le blindage des matériels *HF* et éventuellement blinder ou éloigner les appareils perturbés.

La solution ultime consiste à placer l'installation haute fréquence dans une cage de Faraday.

3.4.5. Les fours à induction

■ principe de fonctionnement

Le four à induction fonctionne selon le principe d'un transformateur dont le secondaire est constitué par la charge à chauffer. Les courants induits dans la charge métallique provoquent l'élévation en température de celle-ci par effet Joule.

Il existe trois types usuels de fours à induction :

- le four de réchauffage
- le four de fusion à creuset
- le four de fusion à canal.

□ le four de réchauffage

Il est constitué d'un bobinage inducteur dans lequel est disposée la pièce à réchauffer. Le courant circulant dans le bobinage primaire induit dans la charge des courants de Foucault qui chauffent le métal (voir fig. 3-58).

Il n'y a pas de circuit magnétique dans ce type de four à induction

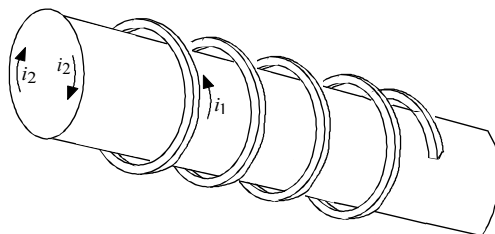


Figure 3-58 : principe du four de réchauffage par induction

L'utilisation de la technologie à induction pour le réchauffage permet une rapidité de chauffe, une température uniforme et une grande souplesse de fonctionnement.

□ le four de fusion à creuset

De principes identiques au four de réchauffage, le four à creuset se distingue par la disposition du bobinage inducteur (voir fig. 3-59).

Les spires sont bobinées autour d'un creuset en pisé réfractaire. Le flux magnétique est canalisé par un circuit en tôles feuilletées installé autour du bobinage primaire.

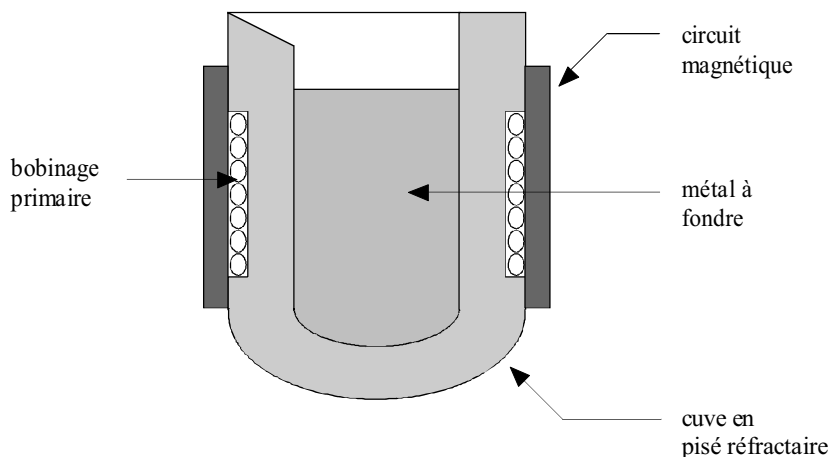


Figure 3-59 : principe du four à creuset

□ le four de fusion à canal

La constitution du four à canal est proche de celle d'un transformateur habituel. Le métal liquide circulant dans le canal constitue le secondaire d'un transformateur comportant un circuit magnétique (voir figure 3-60).

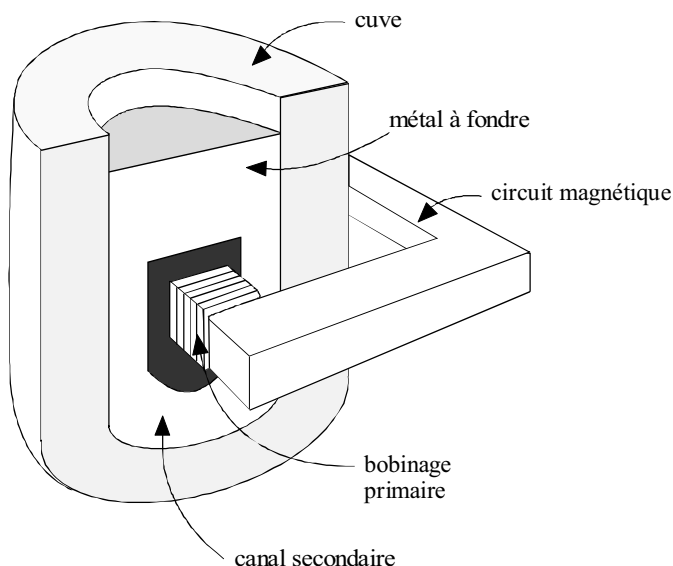


Figure 3-60 : principe du four à canal

□ **puissances mises en jeu**

Pour les fours à réchauffage, les puissances les plus fréquemment rencontrées varient de 100 W à 50 kW pour des fours alimentés en monophasé 230 ou 400 V. On rencontre également des fours avec des puissances pouvant atteindre 2000 kW ; ces fours bénéficient d'une alimentation triphasée et, généralement, d'un transformateur MT/BT spécifique.

Les puissances des fours de fusion peuvent, quant à elles, atteindre 100 kW en monophasé et 1000 kW en triphasé pour les fours à creuset, et 150 kW en monophasé et 1200 kW en triphasé pour les fours à canal.

■ **contraintes d'alimentation et perturbations**

□ **puissance réactive**

A cause de leur conception, les fours à induction sont de grands consommateurs de puissance réactive. Les fours de réchauffage n'ont pas de circuit magnétique et les fours de fusion exigent un espace important entre la bobine primaire et la charge ; les flux de fuite résultants sont donc très importants.

Par conséquent, l'inductance équivalente est très élevée ; ainsi le facteur de puissance excède rarement 0,2. Il est donc toujours indispensable de compenser cette absorption de puissance réactive en raccordant aux bornes de l'inducteur une batterie de condensateurs (voir fig. 3-61).

Certains fours à induction fonctionnent à des fréquences plus élevées que le 50 Hz, ils nécessitent donc un convertisseur de fréquence.

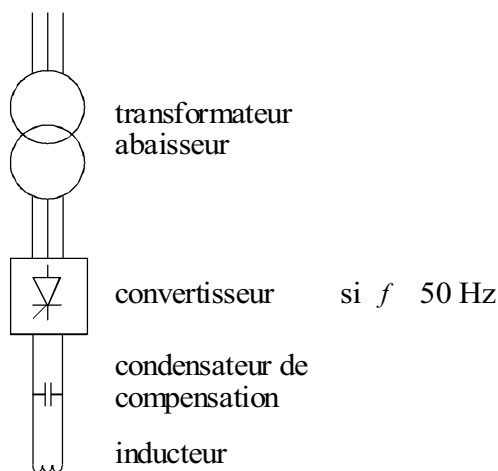


Figure 3-61 : principe d'une installation de four à induction

□ appel de courant à l'enclenchement d'un four à induction fonctionnant à la fréquence du réseau

Le four à induction présente un faible facteur de puissance, ce qui nécessite une forte compensation de puissance réactive par la mise en place d'une batterie de condensateurs aux bornes de l'inducteur. Il y a un très fort courant transitoire de fréquence élevée (plusieurs kHz) lors de l'enclenchement du four en raison de la batterie de condensateurs. Le calcul de la valeur de ce courant d'enclenchement est détaillé dans le Guide des protections - § 10.6.1.

La valeur crête du courant d'enclenchement est :

$$\hat{I} = \sqrt{\frac{2 Q S_{cc}}{3 U_n^2}}$$

S_{cc} : puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement

Q : puissance compensée par les condensateurs

U_n : tension composée nominale du réseau

Etant donné le nombre quotidien important de fermetures et d'ouvertures du circuit d'alimentation du four, il est généralement indispensable d'utiliser un contacteur pour la manoeuvre d'enclenchement du four.

Il faudra donc choisir un contacteur dont le pouvoir de fermeture est suffisant, afin qu'il supporte le courant d'enclenchement.

□ raccordement d'un four moyenne fréquence

L'utilisation des fours à induction à des fréquences supérieures à 50 Hz est de plus en plus fréquente car elle présente une plus grande rapidité de chauffe et une meilleure précision de température.

L'inducteur est alimenté par un convertisseur de fréquence, ce qui peut générer des perturbations supplémentaires. L'alimentation à base d'électronique de puissance injecte des harmoniques sur le réseau et crée des rayonnements électromagnétiques qui peuvent perturber les systèmes sensibles.

■ exemple de raccordement de four à induction

Considérons un four à induction triphasé de puissance $P = 60$ kW fonctionnant à $\cos\varphi_1 = 0,3$ ($\text{tg } \varphi_1 = 3,18$) et alimenté en 400 V. Au point de raccordement, la puissance de court-circuit du réseau est $S_{cc} = 2500$ kVA.

On désire compenser la puissance réactive absorbée par le four de façon à obtenir $\cos\varphi_2 = 0,95$ ($\text{tg } \varphi_2 = 0,33$).

Les condensateurs doivent donc compenser :

$$Q = P(\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2) = 60 \times (3,18 - 0,33)$$

$$Q = 171 \text{ k var}$$

Le courant d'enclenchement est donc :

$$\hat{I} = \sqrt{\frac{2 \times 171 \times 10^3 \times 2500 \times 10^3}{3 \times (400)^2}}$$

$$\hat{I} = 1,3 \text{ k}\hat{A}$$

La puissance apparente du four + batterie de condensateurs est $S = \frac{P}{\cos\varphi_2} = 63 \text{ kVA}$

Le courant nominal de l'ensemble est donc $I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \times 400} = 91 \text{ A}$

On prendra, par exemple, un contacteur Télémécanique du type LC1-F115 qui possède un pouvoir de fermeture de 1300 A et un courant nominal de 200 A. On constate que la contrainte sur le pouvoir de fermeture est plus importante que celle sur le courant nominal.

3.4.6. Les fours à résistance

■ principe de fonctionnement

De nombreuses industries utilisent des fours à résistance, dans des applications très diverses et des gammes de température très variées. Le principe de fonctionnement est identique pour tous les fours à résistances qui se différencient essentiellement par leur température d'emploi et la disposition ou le mode de manutention de la charge.

On distingue ainsi le four à charge fonctionnant avec des cycles de charge et le four continu alimenté en permanence par un système de convoyeurs ou de tapis roulants.

Un four à résistances est constitué (voir fig. 3-62) :

- d'une enceinte de chauffe en parois réfractaires pour résister à la température et isolantes pour avoir le meilleur rendement thermique possible.
- d'éléments chauffants qui rayonnent sur une charge thermique.
- d'un système de régulation de température.

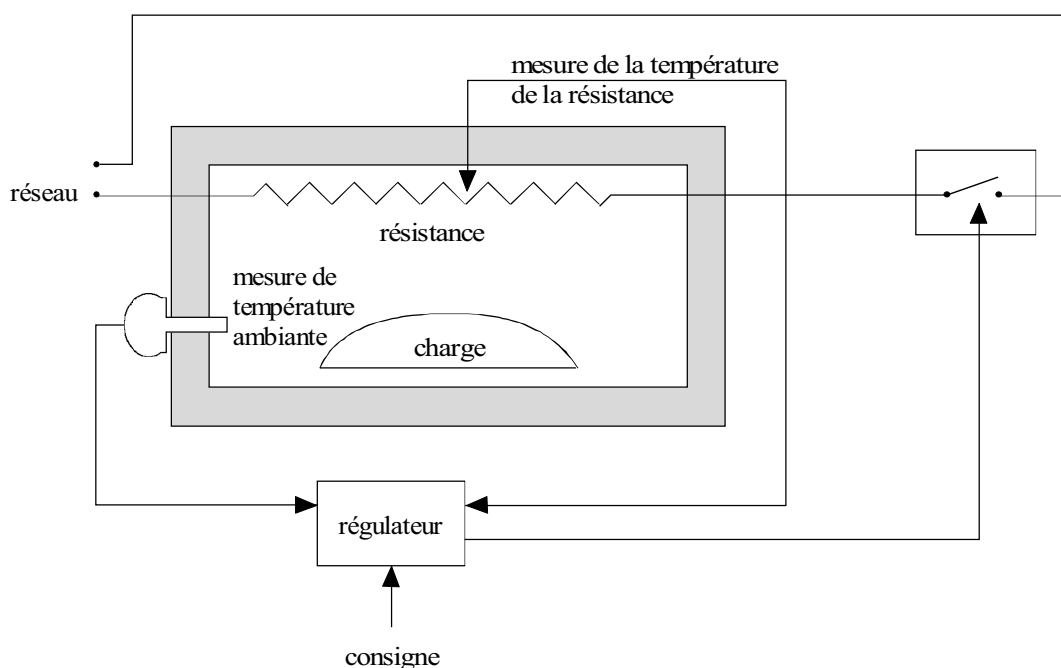


Figure 3-62 : constitution d'un four à résistance

Sur le circuit d'alimentation des éléments chauffants est disposé un organe de coupure qui peut être un contacteur de puissance ou un gradateur à thyristors qui permet de réguler la température du four à la valeur désirée par l'utilisateur.

■ contraintes d'alimentation, perturbations et remèdes

□ alimentation du four

Un four à résistances est toujours alimenté sous une tension inférieure à 400 V et donc alimenté par l'intermédiaire d'un transformateur abaisseur. Pour des puissances supérieures à 100 kW, l'alimentation est triphasée alors qu'elle peut parfois être monophasée pour des puissances inférieures.

L'alimentation du four est régulée en fonction de :

- la température de consigne.
- la limite de vitesse de montée en température imposée par la charge.
- la température limite des résistances chauffantes.

Ces paramètres permettent de définir une puissance maximale pour le four à résistance. Cette puissance dépend des cycles de fonctionnement du four car la régulation de la température entraîne un fonctionnement discontinu du four (voir fig. 3-63).

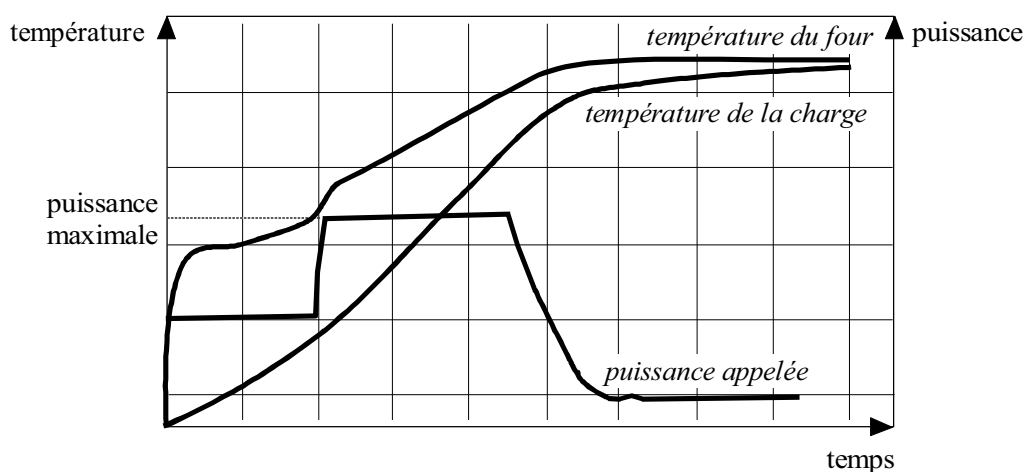


Figure 3-63 : exemple de cycle de fonctionnement d'un four à résistances

□ perturbations générées par un four à résistances

Dans certains fours triphasés comportant plusieurs zones de chauffe, chaque zone est alimentée par l'une des trois phases du réseau. Ces zones sont réglées séparément et, par conséquent, les puissances appelées sur chacune des phases diffèrent à un instant donné et engendrent des déséquilibres de tension.

• dimensionnement du conducteur de neutre

Dans le cas où une seule zone du four est alimentée, le courant circulant dans le conducteur de neutre est égal au courant phase. Il faut donc que sa section soit égale à celles des phases.

• déséquilibre de tensions

Deux types de déséquilibres existent selon que le four fonctionne sur une ou deux zones.

- déséquilibre pour un fonctionnement sur deux zones

Le schéma électrique équivalent au fonctionnement du four sur deux zones est celui de la figure 3-64.

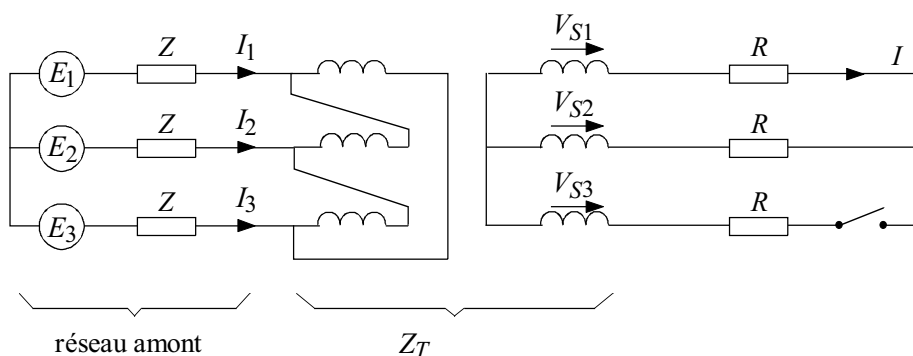


Figure 3-64 : schéma électrique équivalent pour un fonctionnement sur deux zones

avec :

Z : impédance du réseau amont au transformateur

Z_T : impédance du transformateur ramenée au secondaire

R : résistance d'une phase du four

k : rapport de transformation du transformateur

Le four étant alimenté sur deux phases (la troisième étant en circuit ouvert) la répartition des courants est similaire au cas du court-circuit biphasé (voir Guide des protections - § 10.3.2.).

On a donc : $I = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{V_S}{R}$, V_S étant la tension simple secondaire

et

$$\begin{cases} I_1 = \frac{2k}{\sqrt{3}} I \\ I_2 = -\frac{k}{\sqrt{3}} I \\ I_3 = \frac{-k}{\sqrt{3}} I \end{cases}$$

Les chutes de tension en amont du transformateur sont alors :

$$\begin{cases} \Delta V_1 = |Z I_1| = \frac{2 Z k}{\sqrt{3}} I \\ \Delta V_2 = |Z I_2| = \frac{Z k}{\sqrt{3}} I \\ \Delta V_3 = |Z I_3| = \frac{Z k}{\sqrt{3}} I \end{cases}$$

Le déséquilibre des tensions est défini par :

$$\frac{\max_i |V_i - V_{moy}|}{V_{moy}}$$

avec $V_i = V_1, V_2$ ou V_3

On a :

$$V_{moy} = \frac{3V_n - (\Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3)}{3} = V_n - \frac{1}{3} \left(\frac{2}{\sqrt{3}} + \frac{1}{\sqrt{3}} + \frac{1}{\sqrt{3}} \right) Z k I$$

$$V_{moy} = V_n - \frac{4}{3\sqrt{3}} Z k I$$

$$\begin{aligned} \max_i |V_i - V_{moy}| &= \left| V_n - \frac{2 Z k I}{\sqrt{3}} - V_{moy} \right| \\ &= \left| V_n - \frac{2 Z k I}{\sqrt{3}} - V_n + \frac{4}{3\sqrt{3}} Z k I \right| \\ &= \frac{2 Z k I}{3\sqrt{3}} \end{aligned}$$

d'où le déséquilibre :

$$\frac{\max_i |V_i - V_{moy}|}{V_{moy}} = \frac{2 Z k I}{3 \sqrt{3} V_n} = \frac{2}{3 \sqrt{3}} \frac{Z I}{V_S} = \frac{2}{3 \sqrt{3}} Z \frac{\sqrt{3}}{2 R} = \frac{1}{3} \frac{Z}{R}$$

En écrivant $S_{cc} = \frac{U_n^2}{Z}$

et $P = \frac{U_n^2}{R}$

P : puissance du four

S_{cc} : puissance de court-circuit en amont du transformateur

On obtient :

$$\frac{\max_i |V_i - V_{moy}|}{V_{moy}} = \frac{1}{3} \frac{P}{S_{cc}}$$

Le rapport $\frac{Z}{R}$ représente la chute de tension au courant nominal. On trouve donc un déséquilibre égal à $\frac{1}{3}$ de la chute de tension pour le courant nominal. Ainsi, lorsque la chute de tension pour le courant nominal est inférieure à 6 %, le déséquilibre créé par le four à résistance fonctionnant sur deux zones est inférieur à 2 % (niveau de compatibilité des réseaux industriels, voir tableau 3-1).

- déséquilibre pour un fonctionnement sur une zone

Dans le cas où une seule zone du four est alimentée, le schéma électrique équivalent est celui de la figure 3-65.

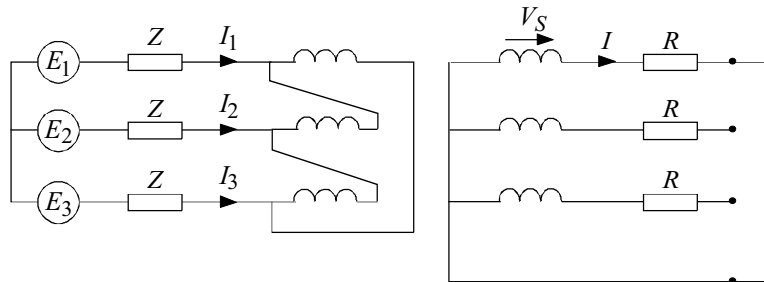


Figure 3-65 : schéma électrique équivalent pour un fonctionnement sur une zone

Le four étant alimenté sur une seule phase (les deux autres étant en circuit ouvert), la répartition des courants est similaire au cas du court-circuit monophasé (voir § 10.3.2. du Guide des protections).

On a donc $I = \frac{V_S}{R}$, V_S étant la tension simple secondaire

et

$$\begin{cases} I_1 = \frac{k}{\sqrt{3}} I \\ I_2 = 0 \\ I_3 = -\frac{k}{\sqrt{3}} I \end{cases}$$

Les chutes de tension en amont du transformateur sont alors :

$$\begin{cases} \Delta V_1 = |Z I_1| = \frac{Z k I}{\sqrt{3}} \\ \Delta V_2 = |Z I_2| = 0 \\ \Delta V_3 = |Z I_3| = \frac{Z k I}{\sqrt{3}} \end{cases}$$

on a :

$$V_{moy} = \frac{3V_n - (\Delta V_1 + \Delta V_2 + \Delta V_3)}{3} = V_n - \frac{2}{3\sqrt{3}} Z k I$$

$$\begin{aligned} \max_i |V_i - V_{moy}| &= \left| V_n - \frac{Z k I}{\sqrt{3}} - V_n + \frac{2}{3\sqrt{3}} Z k I \right| \\ &= \frac{Z k I}{3\sqrt{3}} \end{aligned}$$

Le déséquilibre résultant est :

$$\begin{aligned} \frac{\max_i |V_i - V_{moy}|}{V_{moy}} &= \frac{Z k I}{3\sqrt{3} V_n} \\ &= \frac{Z k}{3\sqrt{3} V_n} \frac{V_S}{R} \\ &= \frac{1}{3\sqrt{3}} \frac{Z}{R} \\ &= \frac{1}{3\sqrt{3}} \frac{P}{S_{cc}} \end{aligned}$$

On trouve un déséquilibre égal à $\frac{1}{3\sqrt{3}} \cong \frac{1}{5}$ fois la chute de tension au courant nominal.

Le déséquilibre est donc moins important pour un fonctionnement sur une zone que sur deux zones.

- **flicker et harmoniques**

Ces perturbations peuvent être générées par certains fours à résistances réglés par une commande comportant des composants d'électronique de puissance. Ce sont la régulation et l'électronique de puissance qui sont, dans ce cas, à l'origine du flicker et des harmoniques et non le four lui-même (voir § 3.4.7). Les remèdes contre le flicker sont explicités dans le paragraphe 3.2.

□ **sensibilité du four à résistance aux perturbations**

- **coupures longues**

Grâce à leur inertie thermique, les fours à résistance sont peu sensibles aux coupures brèves. En revanche, les coupures longues peuvent, dans certains cas, être très préjudiciables au four et à sa charge. Pour un four de fusion, par exemple, il faut absolument éviter de figer le liquide. On devra alors disposer d'une alimentation de secours (de type groupe électrogène) pour maintenir le four au-dessus d'un certain seuil de température.

- **fluctuations rapides de tension**

Les systèmes de régulation des fours et les appareillages de mesure peuvent être très perturbés par les fluctuations rapides de la tension d'alimentation. La modification de leur tension de référence peut, en effet, provoquer des remises à zéro et des redémarrages à partir d'un nouveau point de fonctionnement. Dans un environnement où la tension est susceptible d'être perturbée, il s'avère nécessaire d'utiliser une alimentation sans interruption (voir § 1.6.3).

- **harmoniques**

Les appareils de mesure et de commande d'un four sont extrêmement sensibles aux harmoniques. Aussi, il est important, pour éviter ce type de perturbations, d'une part d'équiper les alimentations de l'appareillage de filtres anti-harmoniques et, d'autre part, de prendre des précautions pour le blindage des câbles de mesure.

Les éventuels pont de Steinmetz utilisés pour éliminer les déséquilibres des fours monophasés sont particulièrement sensibles aux harmoniques.

- **défauts résistants à la terre**

Au cours de l'exploitation d'un four à résistances, il est fréquent d'observer des pertes d'isolement électrique qui provoquent un déclenchement du four (schéma TT) ou une alarme de défaut d'isolement (schéma IT).

Il est possible de minimiser les risques de perte d'isolement par un entretien régulier des supports de résistances.

3.4.7. Ensembles électronique de puissance

■ utilisation et types de convertisseurs

Les ensembles d'électronique de puissance permettent la conversion de l'énergie électrique par des moyens statiques. Ils sont de plus en plus utilisés à cause de leurs grandes performances.

Outre les constituants passifs tels que les capacités et les inductances, ces systèmes utilisent des dispositifs à semi-conducteurs tels que les diodes, les thyristors, les triacs, ...

□ conversion courant alternatif - courant continu

Ce type de conversion est le plus ancien. Les redresseurs utilisés peuvent être monophasés ou triphasés, du type pont de Graëtz (voir fig. 3-66).

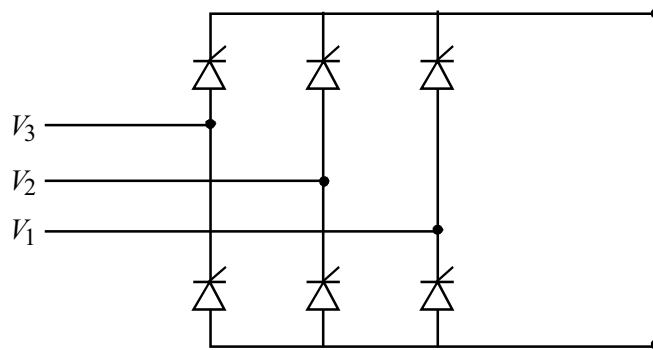


Figure 3-66 : redresseur en pont de Graëtz

Ce type de dispositifs est très répandu, notamment dans l'industrie chimique et électro-métallurgique.

□ **conversion courant continu - courant continu**

Ces dispositifs sont habituellement appelés "hacheurs" (voir fig. 3-67).

Ils sont très utilisés dans le domaine de la traction électrique. Une des applications les plus importantes est la variation de vitesse pour moteurs à courant continu.

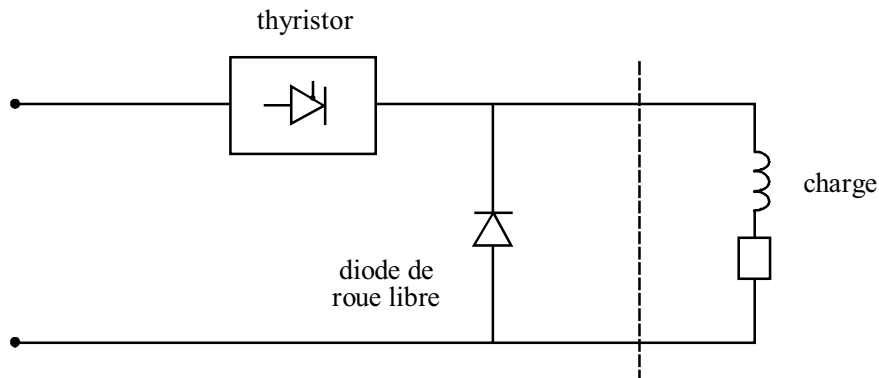


Figure 3-67 : principe de fonctionnement d'un hacheur

□ **conversion courant continu - courant alternatif**

Ce sont les onduleurs. Les principales applications sont :

- la production de courant alternatif à une fréquence différente de celle du réseau
- les alimentations sans interruption (voir § 1.6.3.).

□ **conversion courant alternatif - courant alternatif**

Deux types de conversion existent dans ce cas :

- la conversion directe par cycloconvertisseur
- la conversion indirecte à courant continu ou tension continue intermédiaire ; on se ramène dans ce cas à un redresseur couplé à un onduleur.

■ contraintes d'alimentation

□ sensibilité des convertisseurs aux perturbations

Les convertisseurs d'électronique de puissance peuvent être sensibles à différents types de perturbations rencontrées sur les réseaux industriels.

• creux de tension

Les variateurs de vitesse électroniques alimentant les moteurs sont perturbés.

En effet, lors d'un creux de tension, le réseau se comporte comme un court-circuit. Le moteur fournit alors un courant très important qui traverse le convertisseur statique. Ce courant provoque la fusion des fusibles de protection des semi-conducteurs.

Pour pallier cet inconvénient, on peut :

- installer une capacité ou une batterie sur le circuit continu qui récupère l'énergie du moteur
- installer un contacteur statique by-pass qui permet de renvoyer l'énergie du moteur directement sur le réseau lors d'un creux de tension.

• déséquilibres de tension

La norme CEI 146-1-1 § 2.5.3. donne les limites de fonctionnement sans perte de performance des convertisseurs. Elles sont données en fonction de la classe d'immunité de l'appareil (voir tableau 3-17) :

- **classe A** : la limite est valable pour les convertisseurs destinés à des réseaux très perturbés
- **classe B** : la limite est valable pour des convertisseurs prévus pour un réseau moyen
- **classe C** : la limite est valable pour des convertisseurs prévus pour un réseau faiblement perturbé.

Si la classe d'immunité n'est pas spécifiée, la classe B est supposée s'appliquer.

	Classe d'Immunité		
	A	B	C
Déséquilibre de tension (en %)	5	5	2

Tableau 3-17 : déséquilibre de tension

- **harmoniques**

Les limites de fonctionnement sans perte de performance des convertisseurs sont données dans le paragraphe 8.2.

- **perturbations générées par les convertisseurs**

- **courants harmoniques**

Les valeurs des courants harmoniques créés par les convertisseurs sont indiquées dans le paragraphe 8.1.3.

3.4.8. Chaudières électriques

■ principe de fonctionnement

Il existe différents types de chaudières électriques qui correspondent à deux modes de chauffage.

□ le chauffage indirect

L'énergie thermique est transmise à l'eau par conduction par l'intermédiaire d'une surface d'échange.

Les exemples les plus courants de chaudières à chauffage indirect sont la chaudière à thermoplongeurs (voir fig. 3-68) et la chaudière à induction (voir fig. 3-69).

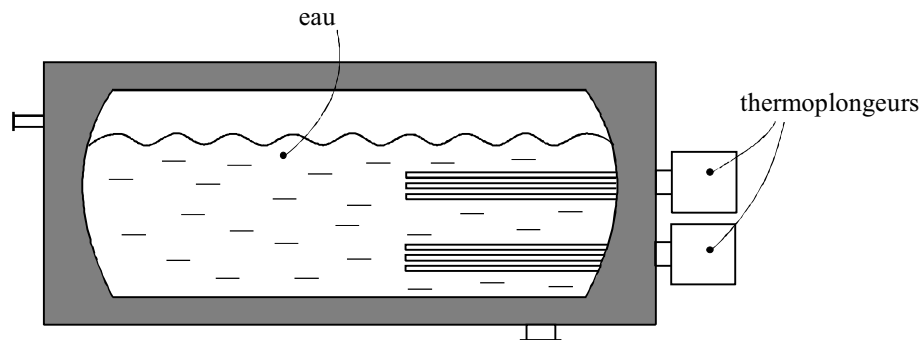


Figure 3-68 : chaudière à thermoplongeurs

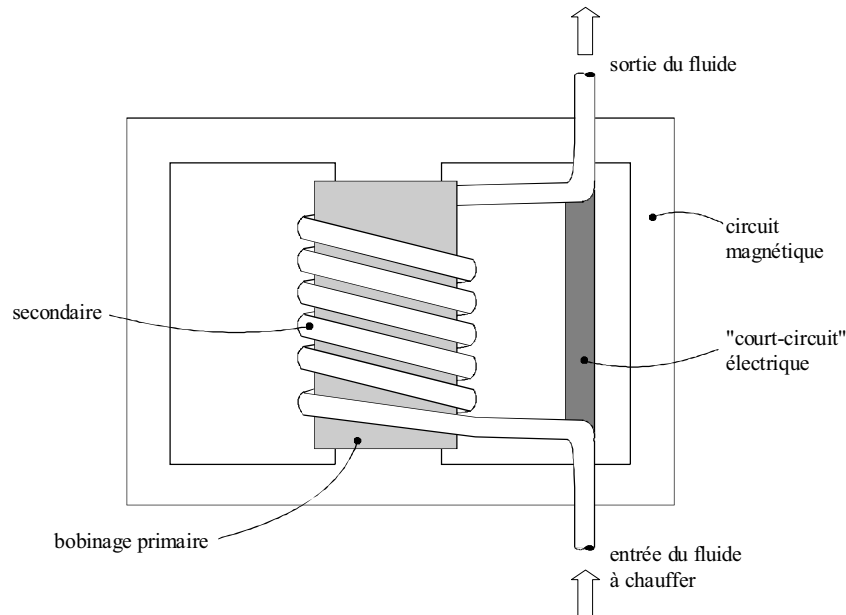


Figure 3-69 : chaudière à induction

Le principe de la chaudière à induction est semblable à celui d'un transformateur. Le secondaire est constitué d'un tuyau en court-circuit dans lequel circule le liquide à chauffer.

□ le chauffage direct

L'eau est utilisée comme résistance électrique et s'échauffe au passage du courant. Sur ce principe sont constituées la chaudière à électrodes immergées et la chaudière à jets multiples.

- **chaudières à électrodes immergées** (voir fig. 3-70)

Les trois électrodes baignent dans l'eau qui est traversée par le courant entre électrodes ou entre les électrodes et le neutre constitué le plus souvent par le corps de la chaudière.

Dans l'exemple de réalisation de la figure 3-70, la puissance est régulée par déplacement d'un écran isolant, une régulation peut aussi être obtenue par variation du niveau d'immersion des électrodes.

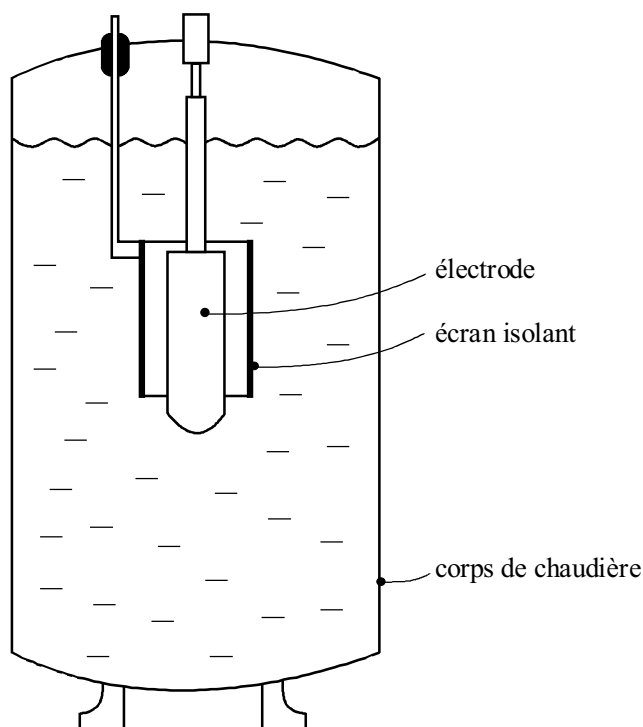


Figure 3-70 : chaudière à électrodes immergées

- **chaudières à jets multiples** (voir fig. 3-71)

La chaudière à jets multiples met en oeuvre le pompage de l'eau et l'aspersion d'électrodes au travers de buses.

Le jet d'eau créé entre une électrode portée à un potentiel élevé et la contre-électrode correspondante constitue une résistance dont une partie est vaporisée par le passage du courant.

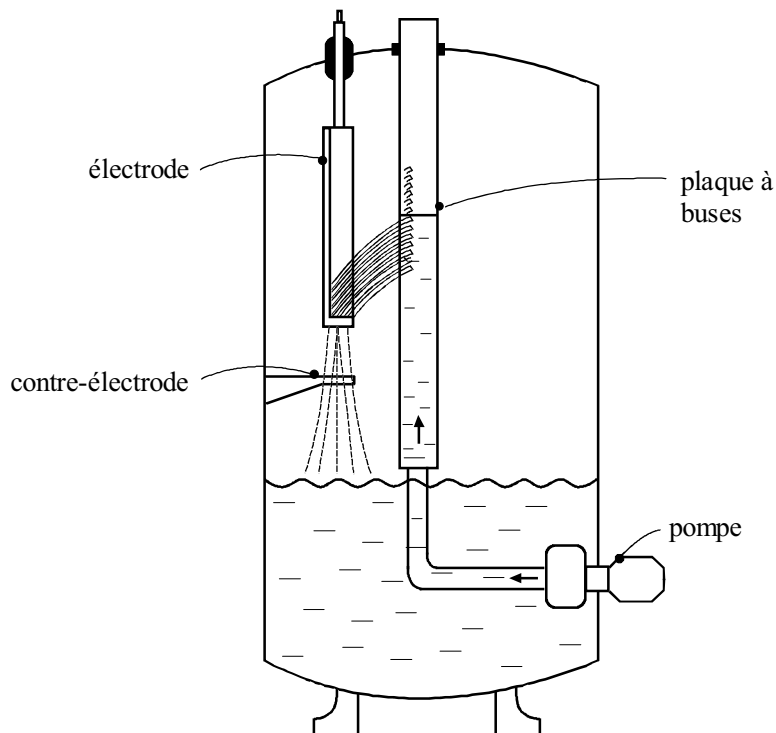


Figure 3-71 : chaudière à jets multiples

■ contraintes d'alimentation

□ tension d'alimentation

Suivant le type de chaudière à raccorder, on choisira la tension de raccordement au réseau de distribution public la plus appropriée (voir tableau 3-18).

Type de chaudière	Puissance installée	Tension d'alimentation de la chaudière	Tension de raccordement au réseau public		
			Basse tension (400 V)	Moyenne tension (20 kV)	Haute tension (63 kV, 90 kV)
Thermoplongeurs	< 250 kW de 250 à environ 8000 kW	400 V 400 V ou 690 V **	oui non	oui * oui *	possible * possible *
Induction	< 250 kW 500 à 4500 kW	400 V ≤ 20 kV	oui non	oui * oui	possible * possible *
Electrodes	≤ 3,6 MW de 3,6 à 30 MW environ de 30 à 60 MW	400 ou 690 V ≤ 20 kV ≤ 20 kV	possible non non	oui * oui * non	possible * possible * oui *

(*) la chaudière (ou le réseau de l'utilisateur) est séparée du réseau de distribution publique par un transformateur.

(**) le raccordement en 690 V s'envisage lorsque la chaudière entraîne l'installation d'un transformateur. Ce type de raccordement est d'autant plus économique que la puissance de la chaudière est élevée.

Tableau 3-18 : tension de raccordement des chaudières électriques

□ chute de tension

Une chaudière électrique peut généralement être assimilée à une charge purement résistive, qui ne consomme pas de puissance réactive.

La chute de tension créée par une telle charge sur le réseau au point de raccordement est donc :

$$\frac{\Delta U}{U} = \frac{P \times R}{U_n^2}$$

P : puissance absorbée par la chaudière

R : résistance du réseau amont au point de raccordement

U_n : tension nominale d'alimentation de la chaudière

□ raccordement d'une chaudière à chauffage indirect par résistances

Les chaudières à chauffage indirect par résistances présentent un isolement électrique satisfaisant entre la résistance et le fluide à chauffer, défini par la norme NF C 79-620. Elles peuvent être raccordées, **sans précaution particulière**, comme la plupart des équipements électriques et sont assimilables à des récepteurs triphasés.

• raccordement en schéma TT

En général, seules les chaudières de faible puissance ($P < 250$) sont raccordées suivant ce

faible courant de fuite pouvant apparaître au niveau des résistances, en particulier lors du démarrage à froid, pourrait faire déclencher intempestivement le dispositif de protection

•

Pour le raccordement des chaudières électriques à résistances, le régime de neutre TN est le plus utilisé. Le fonctionnement de la chaudière n'apporte aucune perturbation au réseau de l'utilisateur.

raccordement en schéma IT

Il convient cependant de vérifier que le seuil de déclenchement de l'alarme du contrôleur permanent d'isolement est supérieur au courant de fuite éventuel de la chaudière (1 maximum).

□ raccordement des chaudières à chauffage direct par électrodes

Sur le plan électrique, une chaudière à électrodes peut être assimilée à un récepteur triphasé,

construction, le point neutre et la masse (corps de la chaudière) ne font qu'un et se trouvent reliés à la terre, soit de façon intentionnelle (liaison de terre, radier, ...), soit de façon fortuite

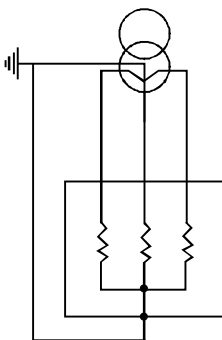


Figure 3-72 : schéma de raccordement d'une chaudière à chauffage direct par électrodes

De par leur principe de fonctionnement, les impédances de chaque phase, d'une part varient en fonction de l'allure de la chaudière, et d'autre part ne sont à aucun moment rigoureusement égales.

Ce déséquilibre des résistances monophasées équivalentes peut atteindre 10 % en fonctionnement normal, ce qui peut provoquer un courant résiduel égal à 10 % du courant nominal. Ce courant résiduel risque de provoquer le déclenchement des disjoncteurs.

- **en basse tension**

Le schéma TT ne peut pas être utilisé car le courant résiduel créé par la chaudière provoquerait le déclenchement des disjoncteurs différentiels résiduels.

Le schéma IT ne peut pas non plus être utilisé car le contrôleur permanent d'isolement détecterait en permanence un défaut d'isolement, car le neutre de la chaudière est relié à la terre.

Le schéma TN est le seul qui peut être utilisé, il ne pose pas de problème particulier.

- **en moyenne tension**

- **fonctionnement de la chaudière en générateur homopolaire** (voir fig. 3-73)

Dans le cas d'un défaut phase - terre dans le réseau alimentant la chaudière, celle-ci joue le rôle de générateur homopolaire puisque son neutre est relié à la terre. La chaudière fournira ainsi un courant de défaut à la terre égal à 3 fois son courant nominal. Celui-ci vient s'ajouter au courant de défaut se rebouclant par la résistance de mise à la terre du neutre (ou un éventuel générateur homopolaire). Il est alors très difficile de maîtriser le courant de défaut à la terre et de maintenir la sélectivité des protections.

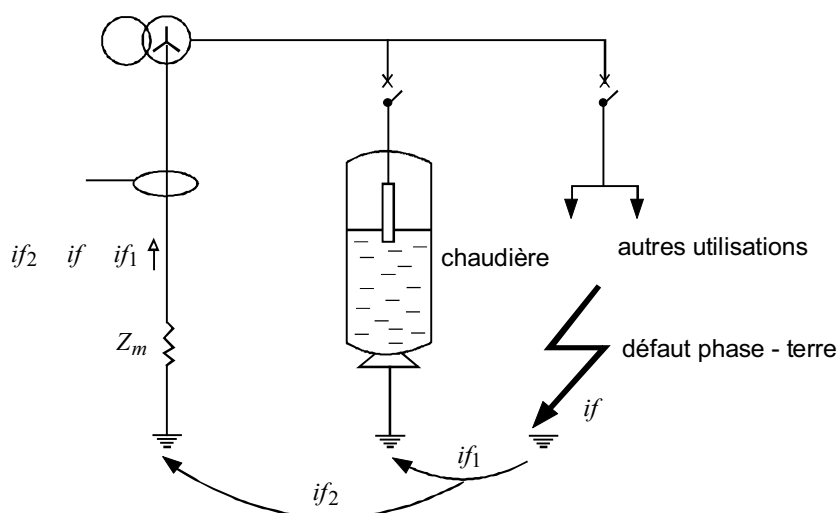


Figure 3-73 : fonctionnement de la chaudière en générateur homopolaire

Notamment, il n'est pas possible d'installer des moteurs moyenne tension alimentés par le même réseau que la chaudière, car ceux-ci nécessitent une limitation du courant de défaut à la terre de l'ordre de 20 à 30 A (voir Guide des protections des réseaux industriels § 10.1.1).

- courant résiduel permanent dû aux déséquilibres de la chaudière

Il n'est pas possible d'alimenter la chaudière directement par le réseau de distribution de EDF. En effet, la protection de terre résistante du poste source de EDF serait activée par le courant résiduel permanent de la chaudière.

- installation d'un transformateur spécifique à la chaudière

Il est généralement indispensable d'installer un transformateur spécifique à la chaudière.

En effet, un transformateur triangle - étoile permet d'éliminer le courant résiduel côté primaire. Celui-ci ne circule que du côté secondaire et ne perturbe donc pas le reste de l'installation.

Le neutre du transformateur spécifique est mis directement à la terre. En effet, il n'est pas utile de limiter le courant de défaut à la terre puisque le fonctionnement propre de la machine est le passage d'un courant triphasé des électrodes vers la terre.

Nota : le régime de neutre IT ne peut pas être utilisé car le contrôleur permanent d'isolement détecterait en permanence un défaut d'isolement, puisque le neutre de la chaudière est relié à la terre.

3.4.9. Eclairage

On peut distinguer deux grands types de lampes utilisées dans le milieu industriel : les lampes à incandescence et les lampes à décharge.

■ sensibilité aux perturbations

Les lampes à décharge et surtout les lampes à incandescence sont très sensibles au phénomène de flicker qui provoque leur papillotement. Le paragraphe 3.2 indique les moyens de se prémunir contre le flicker.

Les lampes à décharge sont très sensibles aux creux de tension : un creux de 30 % d'une durée supérieure à 10 ms provoque leur extinction. Le réallumage peut alors prendre plusieurs minutes.

Les lampes à décharge à ballast magnétique peuvent, dans certains cas, être perturbées par la télécommande centralisée du réseau de distribution publique. Il faut alors installer un filtre bouchon en série.

Ce filtre est constitué d'une inductance en parallèle avec un condensateur. Un couplage magnétique élevé permet d'installer un condensateur standard de tension nominale 230 V (voir fig. 3-74).

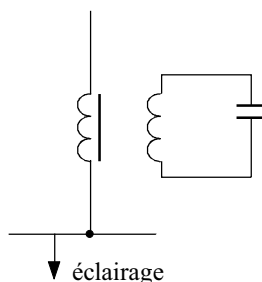


Figure 3-74 : filtre bouchon éliminant les signaux de la télécommande centralisée

■ perturbations produites

Les lampes à incandescence ne provoquent pas de perturbation dans la mesure où elles ne sont pas alimentées par un gradateur.

Les lampes à décharge produisent des perturbations en raison du ballast.

□ lampes à décharge avec ballast électronique

Elles possèdent un $\cos \varphi = 1$, mais fournissent des courants harmoniques de valeur très importante :

- environ 130 % d'harmonique 3
- taux de distorsion en courant, $\tau_I \cong 160\%$.

□ lampes à décharge avec ballast magnétique

Leur facteur de puissance est en moyenne égal à 0,45.

Une compensation peut être intégrée dans l'appareillage de la lampe ; le facteur de puissance résultant est alors de l'ordre de 0,8 à 0,9.

La compensation peut aussi être effectuée au niveau du tableau d'alimentation de l'éclairage. Dans ce cas, les courants des câbles alimentant les lampes sont plus élevés et les sections des conducteurs sont à évaluer en conséquence. De plus, les pertes Joule dans les câbles sont augmentées (voir § 7.2).

Elles fournissent des courants harmoniques :

- environ 35 % d'harmonique 3
- taux de distorsion en courant, $\tau_I \cong 45\%$.

3.4.10. Torches à plasma

■ principe de fonctionnement

Les torches à plasma mettent en oeuvre un arc électrique entre deux électrodes dans un gaz plasmagène (voir fig. 3-75).

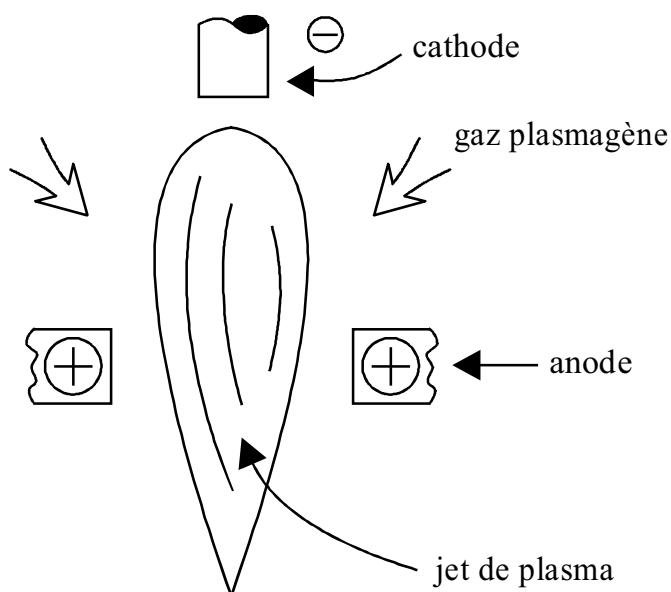


Figure 3-75 : principe d'une torche à plasma

Les torches à plasma ont diverses applications industrielles comme : la fusion, la découpe, le traitement de surface de pièces métalliques et le retraitement des déchets (ménagers, en amiante, nucléaires).

■ contraintes d'alimentation

Pour des raisons de stabilité de l'arc, la plupart des alimentations électriques de torches à plasma sont à courant continu.

Une inductance série à la sortie du redresseur participe à la stabilisation de l'arc.

L'arc est en effet soumis à des perturbations extérieures dues, notamment, aux variations de débit de gaz plasmagène. Ces perturbations entraînent de fortes variations de tension d'arc qui peuvent le conduire à l'extinction. Une certaine immunité peut être obtenue par l'adoption d'un ou des dispositifs suivants :

- une plage de réglage en tension importante qui oblige alors à surdimensionner le transformateur et le redresseur, et dégrade le facteur de puissance
- une inductance surdimensionnée, cependant encombrante et coûteuse.

Le redresseur alimentant la torche à plasma engendre des perturbations harmoniques importantes ; il sera souvent intéressant d'utiliser un redresseur à deux ponts ou plus pour diminuer les courants harmoniques injectés dans le réseau (voir § 8.4.6).

3.4.11. Electronique sensible

Elle concerne les appareils de laboratoires, les systèmes informatiques,

Ces matériels sont sensibles aux perturbations (voir tableau 3-20). Les remèdes sont explicités dans le tableau 3-19.

3.5. Tableaux récapitulatifs des perturbations engendrées et des sensibilités des récepteurs

	Flicker	Harmoniques	Déséquilibre	Rayonnement	Energie réactive	Creux de tension
Moteurs	<i>A, B, F</i>	<i>A, B, D *</i>	<i>A, B, H **</i>		<i>C</i>	<i>A, B</i>
Fours à arc	<i>A, B, F</i>	<i>A, B, D</i>		<i>E</i>	<i>C</i>	<i>A, B</i>
Fours à induction		<i>A, B, D *</i>	<i>A, B, G, H</i>	<i>E *</i>	<i>C</i>	
Fours à résistances	<i>A, B, F</i>	<i>A, B, D *</i>	<i>A, B, G, H</i>			
Machines à souder par résistance	<i>A, B, F</i>		<i>A, B, G, H</i>		<i>C</i>	
Machines à souder par arcs	<i>A, B, F</i>		<i>A, B, G, H</i>	<i>E</i>	<i>C</i>	
Equipements H. F.		<i>A, B, D</i>		<i>E</i>		
Chaudières	<i>A, B, F</i>		<i>A, B</i>			
Electronique de puissance		<i>A, B, D</i>		<i>E</i>		
Eclairage		<i>A, B, D</i>			<i>C</i>	
Eclairage à induction				<i>E</i>		

(*) pour une alimentation par l'intermédiaire d'un système d'électronique de puissance

(**) si moteurs monophasés

A : augmentation de la puissance de court-circuit du réseau

B : séparation du récepteur du reste de l'installation (transformateur particulier, ...)

C : installation de condensateurs

D : installation de filtres anti-harmoniques

E : blindage

F : installation d'un équipement de réduction du flicker

G : installation d'un pont de Steinmetz dans le cas d'une machine monophasée

H : installation de condensateurs monophasés dans le cas d'une machine monophasée.

Tableau 3-19 : perturbations générées et remèdes

	Creux de tension	Flicker	Harmoniques	Déséquilibres
Moteurs	X		X	X
Electronique de puissance	X		X	X
Electronique sensible	X		X	
Eclairage	X	X	X *	

(*) dans le cas d'un ballast avec compensation du réactif

Tableau 3-20 : sensibilité aux perturbations

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 3

■ normes

- **CEI 34-1** (03.1994) : machines électriques tournantes. Partie 1 : caractéristiques assignées et caractéristiques de fonctionnement
- **CEI 146-1-1** (03.1991) : convertisseurs à semiconducteurs, spécifications communes et convertisseurs commutés par le réseau. Partie 1-1 : spécifications des clauses techniques de base
- **CEI 1000-1-1** (04.1992) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 1 : généralités. Section 1 : application et interprétation de définitions et termes fondamentaux
- **CEI 1000-2-1** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 1 : description de l'environnement - environnement électromagnétique pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation
- **CEI 1000-2-2** (05.1990) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 2 : niveaux de compatibilité pour les perturbations conduites basse fréquence et la transmission de signaux sur les réseaux publics d'alimentation à basse tension
- **CEI 1000-2-3** (09.1992) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 3 : description de l'environnement - phénomènes rayonnés et phénomènes conduits à des fréquences autres que celles du réseau
- **CEI 1000-2-4** (1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 2 : environnement. Section 4 : niveaux de compatibilité dans les installations industrielles pour les perturbations conduites à basse fréquence
- **CEI 1000-3-2** (03.1995) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 2 : limites pour les émissions de courant harmonique (courant appelé par les appareils ≤ 16 A par phase)
- **CEI 1000-3-3** (12.1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 3 : limitation des fluctuations de tension et du flicker dans les réseaux basse tension pour les équipements ayant un courant appelé ≤ 16 A
- **CEI 1000-3-5** (12.1994) : compatibilité électromagnétique (CEM). Partie 3 : limites. Section 5 : limitation des fluctuations de tension et du flicker dans les réseaux basse tension pour les équipements ayant un courant appelé supérieur à 16 A
- **EN 50160** (05.1995) : caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution

■ cahiers techniques Merlin Gerin

- **les perturbations électriques en BT**, Cahier Technique n° 141, R. Calvas
- **disjoncteurs au SF6 Fluarc et protection des moteurs MT**, Cahier Technique n° 143, J. Hennebert, D. Gibbs
- **la compatibilité électromagnétique**, Cahier Technique n° 149, F. Vaillant
- **contrôle-commande et protection des moteurs HT**, Cahier Technique N° 165, JY. Blanc
- **flicker ou scintillement des sources lumineuses**, Cahier Technique N° 176, R. Wierda
- **perturbations des systèmes électroniques et schémas des liaisons à la terre**, Cahier Technique n° 177, R. Calvas

■ publications Merlin Gerin

- **guide de l'installation électrique**, Editions France Impressions Conseils (07.1991)

■ autres publications

- **compatibilité électromagnétique**, "CEM" - Manuel didactique, Télémécanique
- **les fours industriels à résistances électriques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les plasmas dans l'industrie**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les chaudières électriques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **induction - conduction électrique**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **les perturbations électriques et électromagnétiques**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **environnement et électricité**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **guide de l'ingénierie électrique des réseaux internes d'usine**, Collection ELECTRA, DOPEE Diffusion
- **génie électrique - machines**, techniques de l'ingénieur : volumes D3 I, D3 II, D3 III
- **moteurs asynchrones triphasés fermés**, catalogue technique LEROY-SOMER, Réf. : 1113-E32/b-2.92
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 1^e partie : principes généraux**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)
- **qualité de l'alimentation électrique - guide de désensibilisation aux perturbations sur les réseaux publics et privés - 2^e partie : études de cas**, les cahiers de l'ingénierie, EDF industrie (09.1990)

4. Les sources d'alimentation

4. LES SOURCES D'ALIMENTATION

4.1. L'alimentation par les réseaux de distribution publique

Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution moyenne et basse tension dans des conditions normales d'exploitation sont définies par la norme EN 50160.

L'objet de cette norme est de définir et de décrire les valeurs caractérisant la tension d'alimentation fournie telles que :

- la fréquence
- l'amplitude
- la forme de l'onde
- la symétrie des tensions triphasées.

Le tableau 4-1 précise les valeurs retenues par la norme.

Les caractéristiques de la tension données dans cette norme ne sont pas destinées à être utilisées comme des niveaux de compatibilité électromagnétique (voir § 3.1.).

Nota : en France, les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux de distribution publique HTB et HTA sont définies dans le contrat Emeraude liant EDF aux utilisateurs. Ce contrat stipule les engagements de EDF sur de la qualité de l'énergie et les engagements du client sur les perturbations émises (voir § 8.3.2.2., harmoniques, flicker, déséquilibres).

Une autre valeur, non définie dans cette norme, est importante ; c'est la puissance de court-circuit au point de livraison du site :

$$S_{cc} = \frac{U_n^2}{Z} = \frac{3V_n^2}{Z} = \sqrt{3} U_n I_{cc}$$

U_n, V_n : tensions composée et simple du réseau

Z : impédance équivalente au réseau amont vue du point de livraison

I_{cc} : valeur du courant de court-circuit triphasé au point de livraison

Une puissance de court-circuit élevée présente l'avantage de rendre le réseau moins sensible aux perturbations produites par les utilisateurs telles que flicker, harmoniques, pointes de courant des démarrages des moteurs, ... (voir tableau 3-19). Elle présente, par contre, l'inconvénient de nécessiter un appareillage susceptible de véhiculer ou couper un courant de court-circuit élevé.

En France, la puissance de court-circuit HTA varie de 40 à 250 MVA suivant :

- la configuration du réseau
- le niveau de tension (10 ; 15 ou 20 kV)
- l'éloignement du point de livraison par rapport au poste source.

Norme EN 50160	Alimentation à basse tension	Alimentation à moyenne tension
Fréquence	50 Hz \pm 1 % pendant 95 % d'une semaine 50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % d'une semaine	50 Hz \pm 1 % pendant 95 % d'une semaine 50 Hz + 4 % / - 6 % pendant 100 % d'une semaine
Variation de la tension fournie (1)	Pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10\%$	Pour chaque période d'une semaine 95 % des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes doivent se situer dans la plage $U_n \pm 10\%$
Variations rapides de la tension (2)	Généralement < 5 % de U_n mais pouvant atteindre 10 %	Généralement < 4 % de U_n mais pouvant atteindre 6 %
Creux de tension	<ul style="list-style-type: none"> - profondeur (3) : entre 10 % et 99 % de U_n (majorité des creux de tension < 60 % de U_n) - durée : entre 10 ms et 1 minute (majorité des creux de tension < 1 s) - nombre : quelques dizaines à 1 millier par an 	<ul style="list-style-type: none"> - Profondeur : entre 10 % et 99 % de U_n (majorité des creux de tension < 60 % de U_n) - Durée : entre 10 ms et 1 minute (majorité des creux de tension < 1 s) - Nombre : quelques dizaines à 1 millier par an
Coupures brèves	<ul style="list-style-type: none"> - tension au point de livraison < 1 % de U_n - durée : jusqu'à 3 min. 70 % des coupures brèves ont une durée < 1 s - nombre : quelques dizaines à plusieurs centaines par an 	<ul style="list-style-type: none"> - tension au point de livraison < 1 % de U_n - durée : jusqu'à 3 min. 70 % des coupures brèves ont une durée < 1 s - nombre : quelques dizaines à plusieurs centaines par an
Coupures longues	<ul style="list-style-type: none"> - tension au point de livraison < 1 % de U_n - durée : supérieure à 3 minutes - nombre : entre 10 et 50 par an 	<ul style="list-style-type: none"> - tension au point de livraison < 1 % de U_n - durée : supérieure à 3 minutes - nombre : entre 10 et 50 par an
Flicker (papillotement de l'éclairage)	$P_{\ell t} \leq 1$ (4) pendant 95 % du temps de chaque période d'une semaine	$P_{\ell t} \leq 1$ (4) pendant 95 % du temps de chaque période d'une semaine
Surtensions temporaires entre phases et terre à fréquence industrielle	<ul style="list-style-type: none"> - en général, l'amplitude peut atteindre la valeur de la tension entre phases à cause du déplacement du point neutre (voir § 5.1.2.1.) - un défaut côté amont d'un transformateur peut produire des surtensions côté basse tension pendant la durée du courant de défaut. La surtension ne dépasse généralement pas la valeur de 1,5 kV (voir § 5.3.2.) 	<ul style="list-style-type: none"> - pour les réseaux à neutre à la terre raccordés directement ou par une impédance, la surtension ne doit pas dépasser $1,7 U_n$ - pour les réseaux à neutre isolé ou avec bobine de compensation, la surtension ne doit pas dépasser $2 U_n$

*Tableau 4-1 : caractéristiques principales de la tension MT et BT
fournie par un réseau public de distribution*

Norme EN 50160	Alimentation à basse tension	Alimentation à moyenne tension
Surtensions transitoires entre phases et terre	<ul style="list-style-type: none"> - amplitude généralement < 6 kV crête - temps de montée variant de moins de quelques μs à plusieurs ms (5) 	L'utilisateur industriel doit envisager un plan de coordination de l'isolement compatible avec celui du distributeur.
Déséquilibre de la tension fournie (6)	Pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes de la composante inverse de la tension sont inférieures à 2 %.	Pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces moyennées sur 10 minutes de la composante inverse de la tension sont inférieures à 2 %.
Tensions harmoniques	<ul style="list-style-type: none"> - pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces de chaque tension harmonique moyennées sur 10 minutes ne doivent pas dépasser les valeurs indiquées dans le tableau 4-2 - le taux global de distorsion de la tension (y compris tous les harmoniques jusqu'au rang 40) ne doit pas dépasser 8 % - les niveaux de tensions interharmoniques sont à l'étude 	<ul style="list-style-type: none"> - pour chaque période d'une semaine, 95 % des valeurs efficaces de chaque tension harmonique moyennées sur 10 minutes ne doivent pas dépasser les valeurs indiquées dans le tableau 4-2 - le taux global de distorsion de la tension (y compris tous les harmoniques jusqu'au rang 40) ne doit pas dépasser 8 % - les niveaux de tensions interharmoniques sont à l'étude
Transmission de signaux d'information sur le réseau (télécommande centralisée à courant porteur)	La valeur de la tension des signaux transmis, moyennée sur trois secondes ne doit en aucun cas dépasser les valeurs indiquées sur la figure 4-1.	La valeur de la tension des signaux transmis, moyennée sur trois secondes ne doit en aucun cas dépasser les valeurs indiquées sur la figure 4-1.

*Tableau 4-1 : caractéristiques principales de la tension MT et BT
fournie par un réseau public de distribution (suite)*

- (1) : la variation de la tension fournie est une augmentation ou une diminution lente de la tension provoquée par la variation de la charge du réseau de distribution publique
- (2) : les variations rapides de la tension fournie sont une modification de courte durée (quelques secondes) de l'amplitude de la tension provenant essentiellement des variations de charge de l'utilisateur (démarrage moteur, enclenchement de charges importantes, ...)
- (3) : la profondeur d'un creux de tension est définie comme étant la différence entre la tension efficace pendant le creux de tension et la tension de service
- (4) : le $P_{\ell t}$ est la mesure de l'intensité de la gêne provoquée par le papillotement. Son évaluation est très complexe. La méthode d'évaluation est indiquée dans le Cahier Technique n° 176 § 4
- (5) : les surtensions de moins de quelques μ s sont dues à la foudre (voir § 5.1.3) tandis que celles de plusieurs ms sont dues à des manoeuvres (voir § 5.1.2)
- (6) : la composante inverse de la tension est celle définie par la méthode des composantes symétriques (voir § 4.2.2. du *Guide des protections*).

Harmoniques impairs non multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang harmonique p	Tension harmonique %	Rang harmonique p	Tension harmonique %	Rang harmonique p	Tension harmonique %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,5	6 à 24	0,5
13	3	21	0,5		
17	2				
19	1,5				
23	1,5				
25	1,5				

Tableau 4-2 : valeurs maximales des tensions harmoniques au point de livraison des réseaux MT et BT

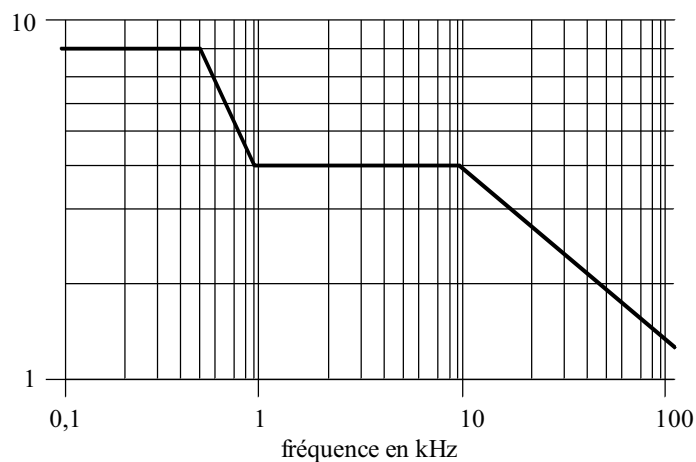


Figure 4-1 : niveaux de tension maximaux des signaux utilisés sur les réseaux publics MT et BT

Les problèmes d'harmoniques sont traités dans le paragraphe 8.

Les perturbations telles que variation de fréquence, flicker, déséquilibre et les remèdes sont traités dans le paragraphe 3.

Les problèmes de surtension sont traités dans le paragraphe 5.

Ainsi, dans la suite de ce chapitre nous allons traiter les problèmes de variation lente de tension, de creux de tension et de coupures brèves et longues.

4.1.1. Solution pour se prémunir contre les variations lentes de la tension

Les variations de la charge du distributeur et de l'utilisateur peuvent provoquer des variations de tension inacceptables dans le réseau industriel.

Par exemple, considérons un utilisateur alimenté par le distributeur en 20 kV et possédant un transformateur 20 kV / 5,5 kV de tension de court-circuit $U_{cc} = 7 \%$. La chute de tension à travers le transformateur est d'environ 4 % à sa charge nominale (avec un $\cos \varphi = 0,86$).

Ainsi, la variation de tension du distributeur ($\pm 10 \%$ de U_n , voir tableau 4-1) ajoutée à celle du transformateur (- 4 %) peut être inacceptable pour les charges du transformateur.

Pour pallier cet inconvénient, il faut installer un transformateur muni d'un régleur en charge (changeur de prise).

Ce dispositif consiste à changer une connexion, d'une prise à une prise voisine d'un enroulement du transformateur sans interrompre le passage du courant. Le rapport de transformation est alors modifié ainsi que la tension au secondaire.

Ce dispositif est associé à un régulateur afin de maintenir la tension dans une plage correspondant à l'écart de tension entre deux prises voisines.

Le régleur en charge permet généralement une plage de variation de $\pm 14 \%$ par pas de 2 %.

Les transformateurs MT/BT sont munis de régleurs hors charge. Un ajusteur de rapport permet d'effectuer des changements de prise de l'enroulement. Il n'a pas de pouvoir de coupure et ne doit donc être manoeuvré que lorsque le transformateur est hors tension. La manoeuvre est effectuée de l'extérieur par un volant situé sur la cuve.

La plage de variation est généralement $\pm 2,5 \%$ et/ou $\pm 5 \%$.

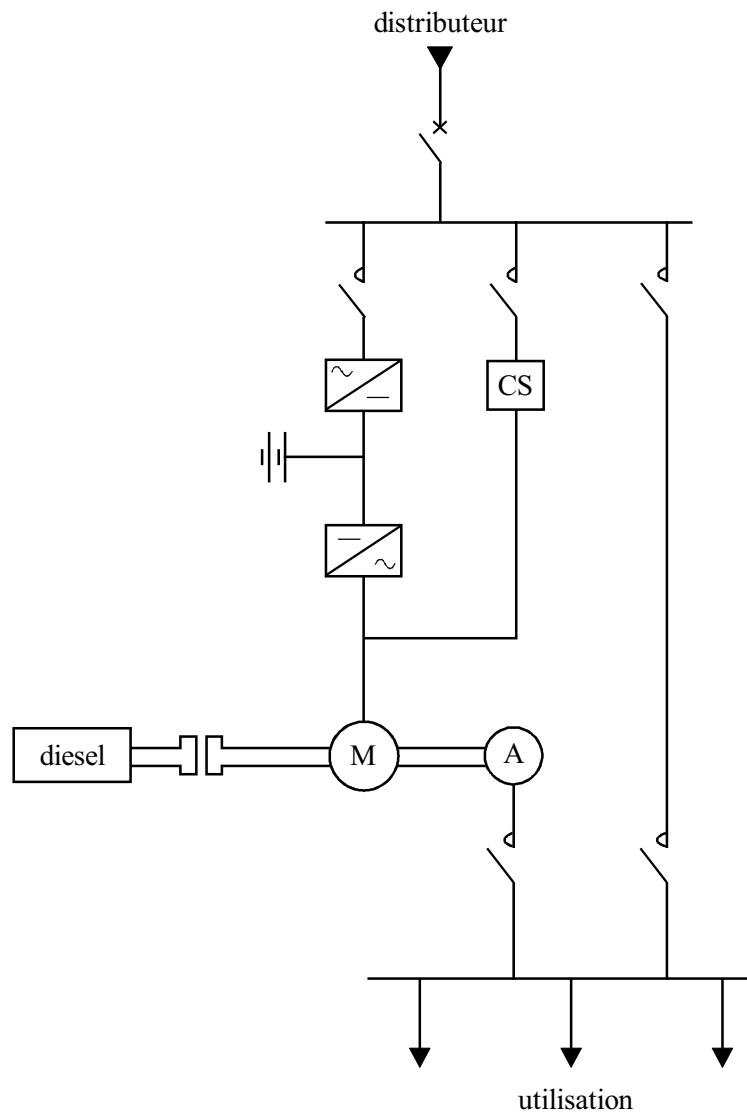
Le régleur hors charge permet d'ajuster le rapport de transformation en fonction de la valeur de la tension MT la plus courante.

4.1.2. Solutions pour se prémunir contre les creux de tension et les coupures brèves du distributeur

Deux familles de solutions existent suivant que le stockage de l'énergie est effectué par batterie d'accumulateurs ou inertie de masses tournantes.

■ compensation de la perte d'énergie par batterie d'accumulateurs

□ groupe à temps zéro (voir fig. 4-2)



M : moteur
 A : alternateur
 CS : contacteur statique

Figure 4-2 : compensation de la perte d'énergie par batterie d'accumulateurs

- **fonctionnement**

En marche normale, l'utilisation est alimentée par le groupe moteur-alternateur par l'intermédiaire :

- de l'ensemble redresseur, batterie, onduleur
- du contacteur statique (CS) .

En cas de perte de l'alimentation, l'autonomie de la batterie permet d'effectuer le démarrage du diesel, sa mise en vitesse et son accouplement, sans coupure de l'alimentation.

La batterie est immédiatement remise en charge par le moteur fonctionnant alors en alternateur et l'onduleur fonctionnant en redresseur. Ainsi, la batterie peut donner un appoint d'énergie pour permettre au diesel de tenir la fréquence en cas d'impact de charge important.

Lors de la maintenance du système, l'utilisation est alimentée directement par le distributeur.

Le contacteur statique permet d'éviter une coupure en cas de perte de l'alimentation par l'onduleur, il améliore donc la fiabilité. De plus, il permet de diminuer l'énergie des harmoniques renvoyés par le redresseur sur le réseau en fournissant la plus grande partie de l'énergie au groupe moteur-alternateur.

- **caractéristiques électriques principales annoncées par les constructeurs**

- puissance unitaire de 200 à 1100 kVA
- rendement en marche normale de 91 à 96 %
- puissance de court-circuit de l'alternateur ($I_{cc} > 10 I_n$)
- qualité de la tension :
 - . $\pm 1\%$ de variation en régime établi
 - . $\pm 10\%$ sur un impact de charge de $\pm 100\%$
 - . taux de distorsion en tension de l'alternateur de 1,5 à 3 % sur charge linéaire.
- absorption des courants harmoniques de la charge jusqu'à un taux de distorsion de 100 % sans déclassement
- pas de déclassement pour un facteur de crête du courant de charge égal à 5
- possibilité de marche avec un taux de déséquilibre en courant de la charge de 100 %
- possibilité de marche avec un $\cos\varphi$ de la charge de 0,5 à 1.

■ les alimentations sans interruption (ASI)

Le principe de fonctionnement et les différents schémas des alimentations sans interruption sont décrits dans le paragraphe 1.6.3.

Il est intéressant d'indiquer dans cette partie les caractéristiques électriques principales des ASI.

□ caractéristiques électriques principales

- puissance unitaire de quelques kVA à 600 kVA
- qualité de la tension :
 - . taux de distorsion en tension de 5 % sur charge linéaire
 - . + 10 % / - 8 % pour un impact de charge de ± 100 %.
- capacité de surcharge :
 - . 50 % pendant 1 min.
 - . 25 % pendant 10 min.
- autonomie de la batterie :
 - . 10, 15 ou 30 min.

■ compensation de la perte d'énergie par inertie de masses tournantes (voir figure 4-3)

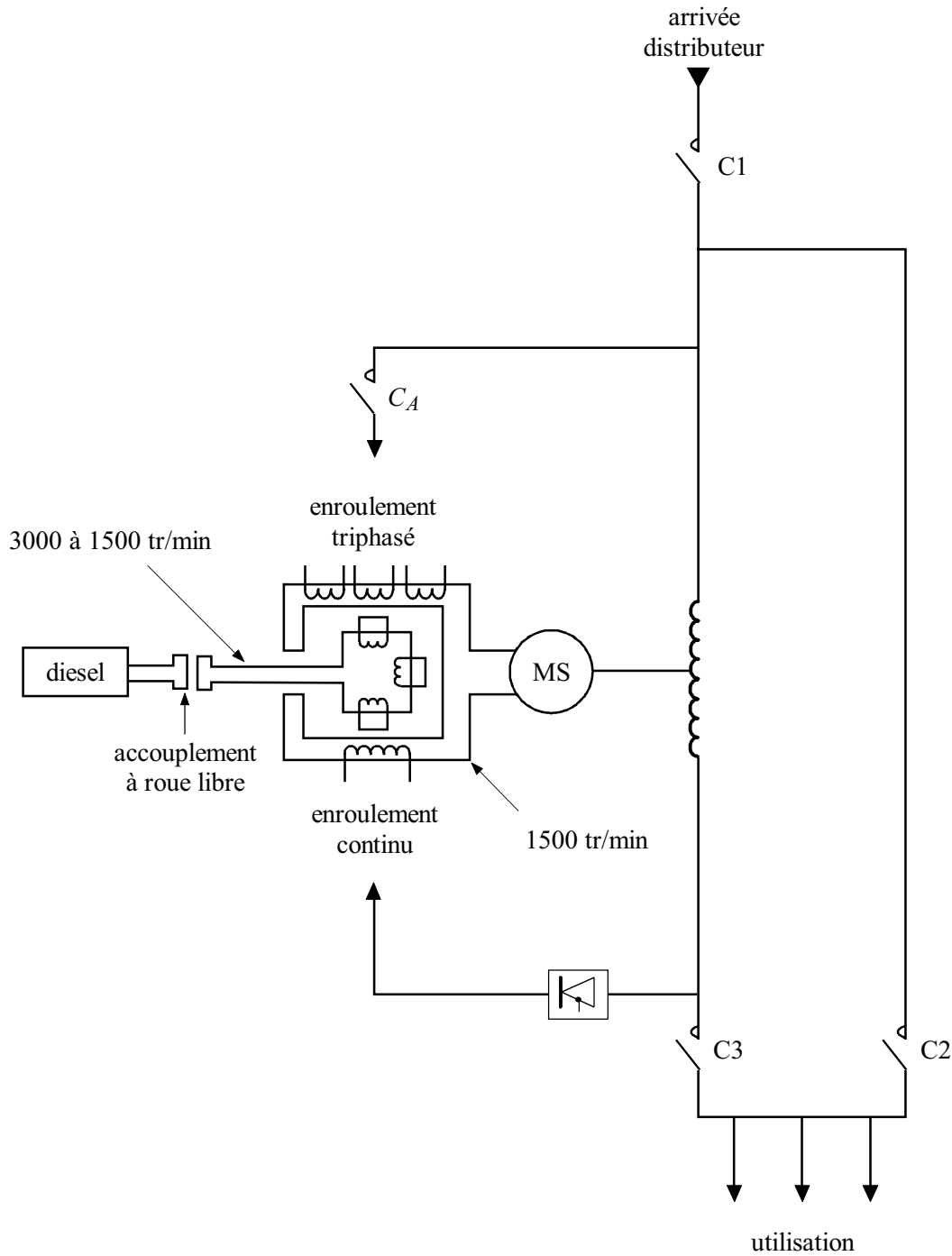


Figure 4-3 : compensation de la perte d'énergie par inertie de masses tournantes

□ constitution du système

Ce système est composé principalement d'un moteur diesel, d'un accouplement à induction, d'une machine synchrone triphasée et d'une inductance.

L'accouplement à induction comprend deux parties tournantes. La partie externe comporte un enroulement triphasé à courant alternatif et un enroulement à courant continu, la partie interne comporte un enroulement triphasé de type rotor de moteur asynchrone. La partie interne et le moteur diesel sont reliés l'un à l'autre par un accouplement à roue libre. La partie tournante externe et le rotor de la machine synchrone sont mécaniquement couplés.

Le stator de la machine synchrone est connectée, à travers l'inductance, au distributeur et aux utilisations.

Un circuit de shuntage permet d'alimenter les utilisations directement par le distributeur.

□ fonctionnement

• marche normale

En exploitation normale, l'énergie électrique est délivrée aux utilisations directement par le distributeur sans traverser l'inductance (les deux contacteurs $C1$ et $C2$ sont fermés).

La machine synchrone (2 paires de pôles), qui est alimentée par le réseau, fonctionne en moteur synchrone et entraîne la partie externe de l'accouplement à induction à la vitesse de 1 500 tr/min.

L'enroulement triphasé de la partie externe (2 paires de pôles) est alimenté ; la partie interne fonctionnant en moteur asynchrone tourne à la vitesse de 1 500 tr/min. par rapport à la partie externe, soit 3 000 tr/min. dans l'absolu.

Le moteur diesel est à l'arrêt et isolé de l'accouplement à induction par la roue libre.

Pendant le fonctionnement sur le distributeur, la machine synchrone agit en stabilisateur de tension vis à vis des utilisations et en compensateur d'énergie réactive vis à vis du réseau (compensateur synchrone).

- **passage de la marche normale à la marche secours**

Les contacteurs de l'arrivée distributeur (C_2) et de l'enroulement triphasé de l'accouplement à induction (C_A) s'ouvrent lorsque les caractéristiques du réseau du distributeur sont inacceptables :

- absence de tension
- court-circuit amont
- tension trop élevée ou trop faible
- déséquilibre des tensions entre phases
- fréquence trop élevée ou trop faible.

Simultanément, l'enroulement à courant continu de l'accouplement à induction est excité grâce à la fermeture du thyristor. Le champ tournant de la partie interne (3 000 tr/min.) a alors une vitesse supérieure au champ tournant de la partie externe (1 500 tr/min.). Ainsi, l'excitation qui est asservie par un système de contrôle de fréquence, provoque la décélération de la partie tournante interne qui, à ce moment, devient la source d'énergie du système.

La partie externe entraîne alors la machine synchrone qui, par conséquent, devient génératrice.

Pendant la décélération, la partie interne de l'accouplement à induction passe de 3 000 tr/min. à 1 500 tr/min. environ et fournit ainsi son énergie cinétique qui est transformée en énergie électrique, pendant une durée permettant le démarrage du moteur diesel.

Celui-ci démarre et atteint la vitesse de 1 600 tr/min. en moins d'une seconde et demie.

- **marche secours**

Dès que la vitesse de rotation du diesel atteint celle de la partie interne de l'accouplement à induction, la roue libre transmet le couple du diesel. A ce moment, le moteur diesel devient la source d'énergie du système.

En contrôlant le courant continu d'excitation de l'accouplement à induction, le couple transmis entre le moteur diesel et la machine synchrone se trouve régulé de telle sorte que la fréquence de sortie reste constante et indépendante des variations de régime du diesel.

- **passage de la marche secours à la marche normale**

Lorsque les caractéristiques du réseau du distributeur redeviennent acceptables, la mise en parallèle automatique de la machine synchrone et du réseau est effectuée. La machine synchrone redevient motrice.

L'accouplement à roue libre ne transmet plus le couple du diesel et la partie interne de l'accouplement à induction est accélérée jusqu'à sa vitesse initiale ; soit 3 000 tr/min. Le moteur diesel s'arrête automatiquement 3 minutes plus tard.

□ **caractéristiques électriques principales annoncées par les constructeurs**

- puissance unitaire de 160 à 500 kVA
- qualité de la tension :
 - . $\pm 1 \%$ de variation en régime établi (jusqu'à $\pm 10 \%$ d'impact de charge)
 - . $- 8 \%$ / $+ 6 \%$ pendant 50 ms et retour à la tension normale après 1 s en cas de :
 - perte du distributeur
 - court-circuit amont
 - impact de charge de $\pm 50 \%$.
 - . taux de distorsion en tension de l'alternateur de 5 % sur charge linéaire
 - . taux de déséquilibre en tension de 2 %, si le déséquilibre en courant de la charge est inférieur à 20 %.

4.2. Les alternateurs (générateurs synchrones)

■ constitution des alternateurs

L'alternateur est une machine tournante constituée par deux armatures cylindriques et coaxiales, se déplaçant l'une par rapport à l'autre :

- l'armature fixe (stator) est constituée d'une couronne de tôle magnétique maintenue par la carcasse. Le stator porte un **enroulement induit triphasé** distribué sur la périphérie interne de la couronne et logé dans des encoches
- l'armature mobile (rotor) tourne à l'intérieur du stator. Le rotor porte un **enroulement inducteur parcouru par un courant continu**. L'enroulement inducteur crée à la périphérie du rotor des pôles magnétiques successifs nord et sud.

Les rotors des alternateurs sont construits pour répondre aux exigences mécaniques imposées par les dispositifs d'entraînement. On distingue deux types de rotor :

■ les rotors à pôles lisses (voir fig. 4-4)

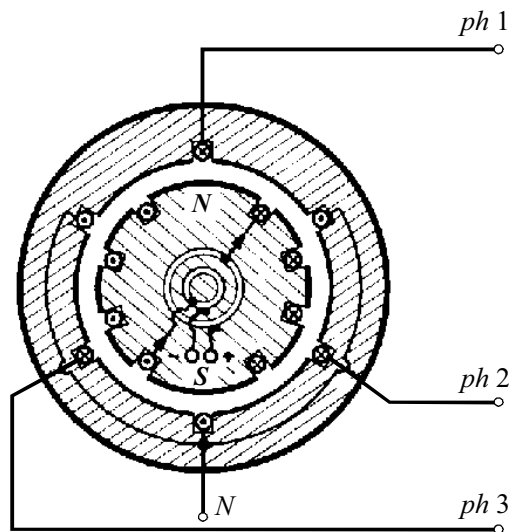


Figure 4-4 : rotor à pôles lisses

Dans les machines à pôles lisses, l'enroulement inducteur est placé dans des encoches ménagées à la périphérie du rotor, suivant l'axe de la machine.

Cette réalisation conduit à une très bonne tenue mécanique et à des ensembles bien équilibrés. Ces machines sont adaptées aux grandes vitesses (1 500 ou 3 000 tours/minute) et conviennent à l'entraînement par turbine à vapeur. Ce sont les turbo-alternateurs.

■ les rotors à pôles saillants (voir fig. 4-5)

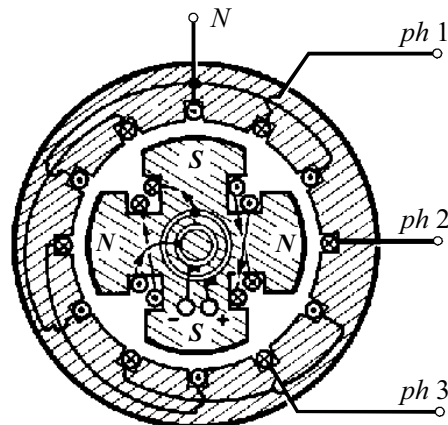


Figure 4-5 : rotor à pôles saillants (4 pôles)

Les rotors des machines à pôles saillants comportent une roue sur laquelle sont fixés des noyaux magnétiques, physiquement séparés et entourés d'une bobine. Ces machines correspondent à des vitesses d'entraînement moindre et sont mieux adaptées à l'entraînement par diesel ou turbine hydraulique. Au delà de 4 pôles, le rotor à pôles saillants est pratiquement seul utilisé.

Pratiquement, la totalité de l'énergie électrique est produite par des alternateurs. Ceci montre le rôle important de ces machines dans un réseau.

Rappelons que sans aucune modification, les alternateurs peuvent aussi fonctionner en moteur :

- un alternateur fournit de l'énergie électrique au réseau, à partir d'énergie mécanique
- un moteur au contraire prélève de l'énergie électrique au réseau pour restituer de l'énergie mécanique.

Notons également que les alternateurs peuvent ne fournir que de l'énergie réactive (compensateurs synchrones).

■ principe de fonctionnement

Nous allons tout d'abord étudier le fonctionnement à vide puis en charge.

□ fonctionnement à vide

Dans le cas d'une machine à pôles saillants, représentons le bobinage induit et les pôles successifs N et S de l'enroulement inducteur en développement panoramique (voir fig. 4-6).

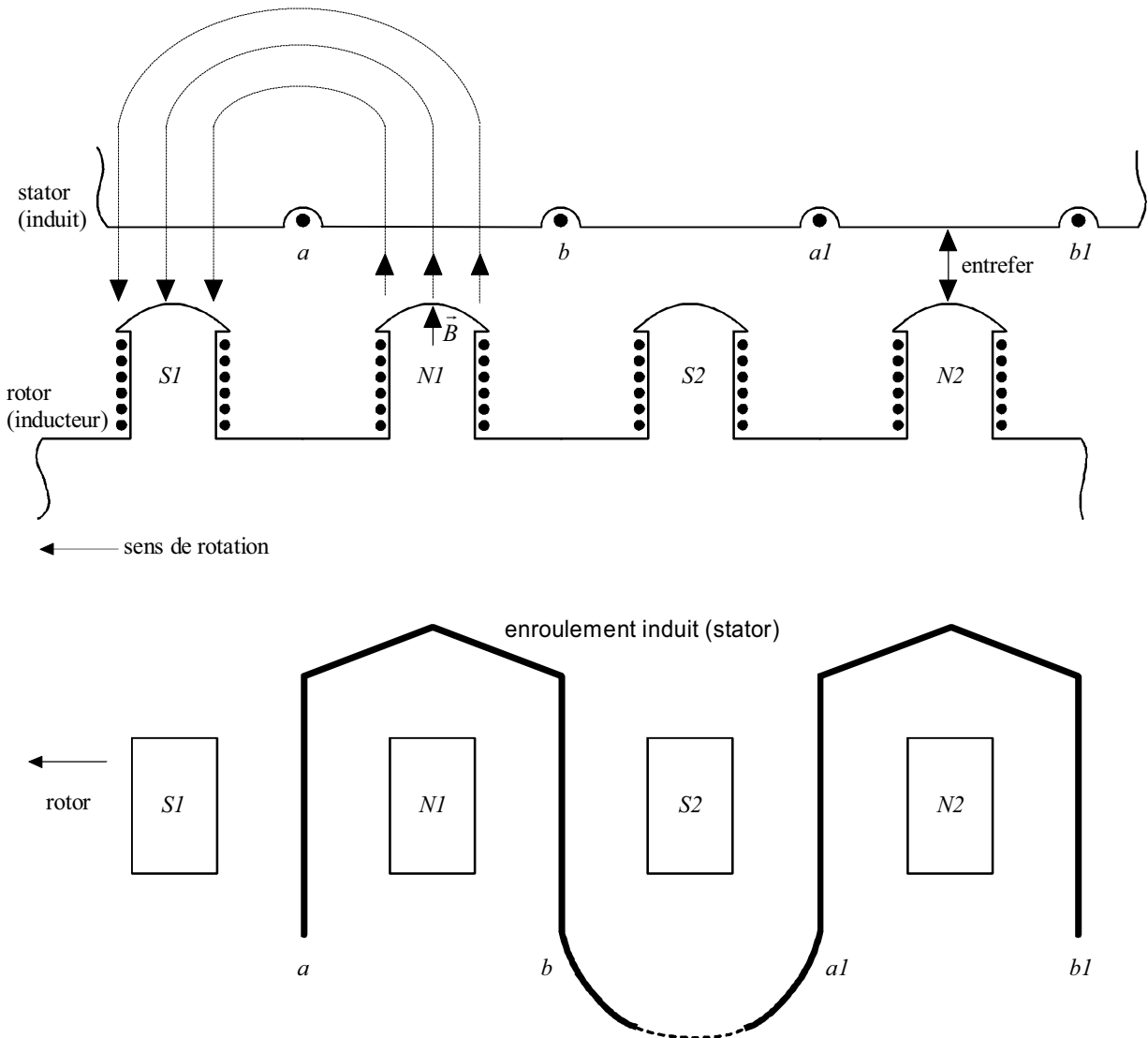


Figure 4-6 : représentation panoramique de l'induit et des pôles de l'inducteur

Dans la position représentée sur la figure 4-6, l'induction magnétique (\vec{B}) du pôle nord $N1$, engendre dans la spire ab , un flux positif maximum $\left(\phi = \int_{\text{spire } ab} \vec{B} \cdot d\vec{S}\right)$. Au cours du déplacement du rotor, le pôle sud $S2$ prendra la place du pôle nord $N1$ et engendrera à travers la même spire ab , un flux négatif maximum.

La spire ab est le siège d'une variation de flux, donc d'une tension induite. La forme des pôles (ou la disposition des enroulements, dans le cas des machines à pôles lisses) est telle que l'induction magnétique a une répartition spatiale approximativement sinusoïdale. Le flux dans chaque spire de l'enroulement induit (stator) varie alors sinusoïdalement en fonction du temps :

$$\phi = \hat{\phi} \sin \omega t$$

On détermine donc la tension induite :

$$v = -\frac{d\phi}{dt} = -\hat{\phi} \omega \cos \omega t = \hat{\phi} \omega \sin\left(\omega t - \frac{\pi}{2}\right)$$

La tension induite dans la spire est donc en retard de $\frac{\pi}{2}$ par rapport au flux qui la traverse.

La spire ab est connectée en série avec la spire $a_1 b_1$ (voir fig. 4-6), les tensions induites dans ces spires vont donc s'ajouter.

La tension induite totale de la machine dépend donc du nombre de spires recevant simultanément la même polarité (Nord, Sud) et connectées en série.

□ fonctionnement en charge - réaction d'induit

Dans le fonctionnement à vide, seul le flux inducteur issu du rotor ϕ_{r1} , intervenait pour engendrer dans l'enroulement induit (stator) une tension V , en retard de $\frac{\pi}{2}$.

Connectons maintenant un circuit aux bornes de la machine. Soit I le courant débité sur le circuit extérieur déphasé de φ par rapport à la tension V du stator. Ce courant circule dans les spires (telles que ab) de l'enroulement induit et engendre un flux de "réaction d'induit" ϕ_i qui tend à s'opposer à la variation de flux inducteur.

Le flux ϕ_i est en phase avec le courant I qui lui donne naissance. Pour maintenir V à sa valeur à vide initiale, il a été nécessaire d'augmenter le courant continu d'excitation du circuit rotorique (cas d'une charge non capacitive) afin de créer un flux ϕ_{r2} tel que la somme de ce flux ϕ_{r2} avec le flux ϕ_i de réaction d'induit donne le flux ϕ_{r1} nécessaire pour maintenir la tension V (voir fig. 4-7) : $\vec{\phi}_{r2} + \vec{\phi}_i = \vec{\phi}_{r1}$.

On peut remarquer que la réaction d'induit et donc le courant d'excitation à appliquer dépendent du $\cos \varphi$ de la charge du stator.

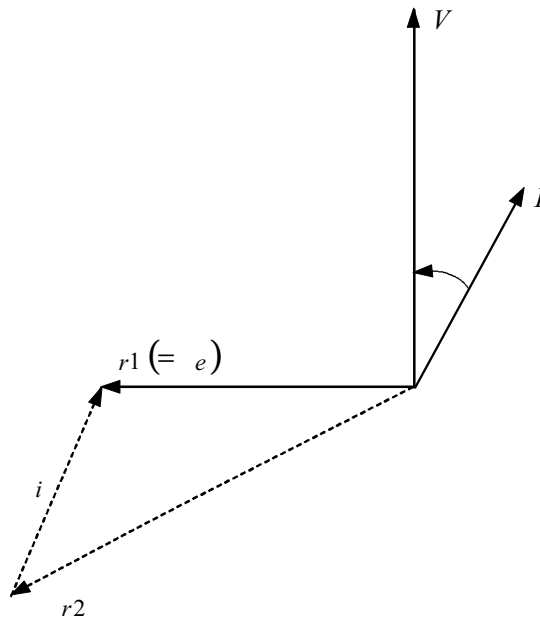


Figure 4-7 : diagramme de fonctionnement en charge

□ schéma électrique équivalent de l'alternateur en régime établi

Le schéma électrique que nous allons établir n'est rigoureusement valable que dans le cas des machines à pôles lisses. Pour les machines à pôles saillants, le fonctionnement est qualitativement comparable. C'est pourquoi ce schéma sera toujours utilisé dans la suite du chapitre.

Si les circuits magnétiques ne sont pas saturés, le flux résultant à travers les spires de l'induit, est la résultante des flux engendrés séparément par chacun des circuits inducteur et induit pris séparément. Schématiquement, on peut représenter ces circuits par la figure 4-8.

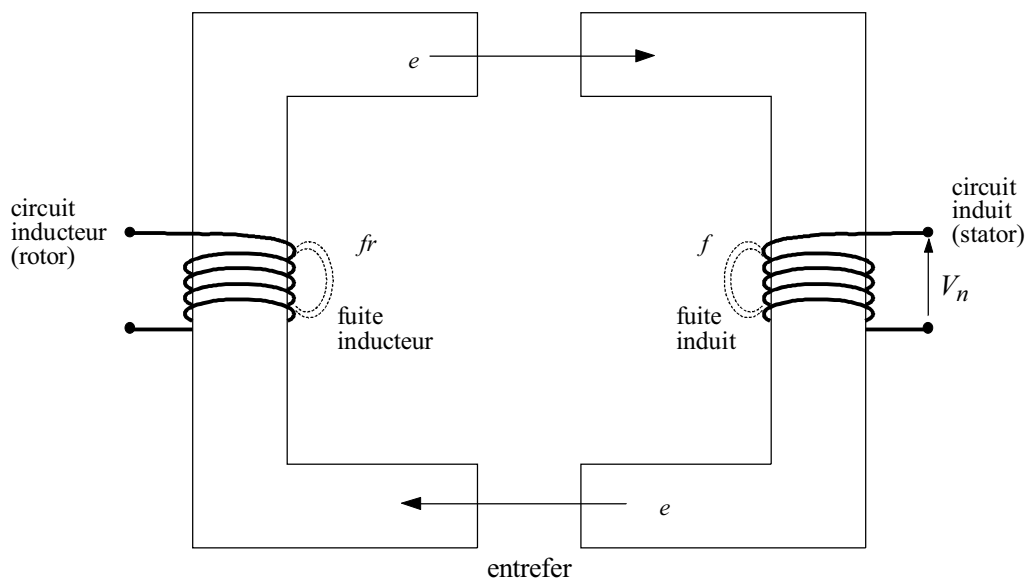


Figure 4-8 : représentation des flux circulant dans la machine

L'inducteur (rotor) considéré seul, générerait un flux ϕ_r dans le circuit magnétique commun. Il génère aussi un flux de fuite ϕ_{fr} qui n'atteint pas le circuit induit.

L'induit (stator) considéré seul, générerait un flux ϕ_i dans le circuit magnétique commun. Il génère aussi un flux de fuite ϕ_f qui n'atteint pas le circuit inducteur.

Le flux commun ϕ_e qui traverse les deux circuits magnétiques est la somme des flux inducteur et induit :

$$\vec{\phi}_e = \vec{\phi}_r + \vec{\phi}_i$$

C'est ce flux qui assure la transmission d'énergie entre le rotor et le stator.

Le circuit magnétique de l'induit est traversé par un flux total ϕ_t égal à la somme du flux commun ϕ_e et du flux de fuite ϕ_f :

$$\vec{\phi}_t = \vec{\phi}_e + \vec{\phi}_f$$

d'où
$$\vec{\phi}_t = \vec{\phi}_r + \vec{\phi}_i + \vec{\phi}_f$$

En dérivant cette équation par rapport au temps, on obtient :

$$\frac{d\phi_t}{dt} = \frac{d\phi_r}{dt} + \frac{d\phi_i}{dt} + \frac{d\phi_f}{dt}$$

$\frac{d\phi_t}{dt} = V$: tension aux bornes de l'induit (stator), c'est-à-dire la tension aux bornes de sortie de l'alternateur (en négligeant la résistance de l'induit, voir nota ci-après)

$\frac{d\phi_r}{dt} = E$: tension qui serait développée aux bornes de l'induit si il était en circuit ouvert.
E est appelé force électromotrice (f.e.m.) interne. Sa valeur varie proportionnellement au courant continu qui circule dans le rotor (hors saturation).

$\frac{d\phi_i}{dt} = -j L \omega I$: réaction d'induit. Pour le circuit induit, *L* est une auto-inductance (ou inductance propre cyclique) puisque le flux ϕ_i est généré par l'induit lui-même

$\frac{d\phi_f}{dt} = -j \lambda \omega I$: chute de tension provenant des fuites du circuit induit. λ est appelé inductance de fuite

On a donc :

$$V = E - j(L + \lambda) \omega I$$

$X_d = (L + \lambda) \omega$ est appelé réactance synchrone.

d'où

$E = V + j X_d I$

Il faut noter que les nombres *E*, *V* et *I* sont complexes (voir fig. 4-9).

Considérons un alternateur délivrant une tension V à ses bornes et fournissant un courant I déphasé de φ , son diagramme de fonctionnement est celui de la figure 4-9.

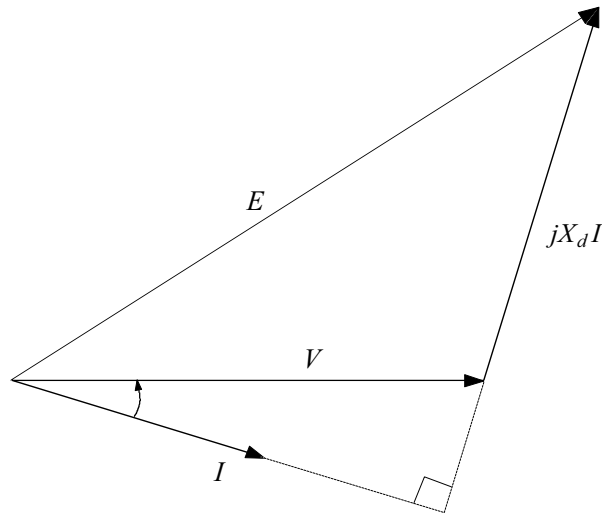


Figure 4-9 : diagramme de fonctionnement de l'alternateur

Le schéma électrique équivalent de l'alternateur en régime établi est donc celui de la figure 4-10.

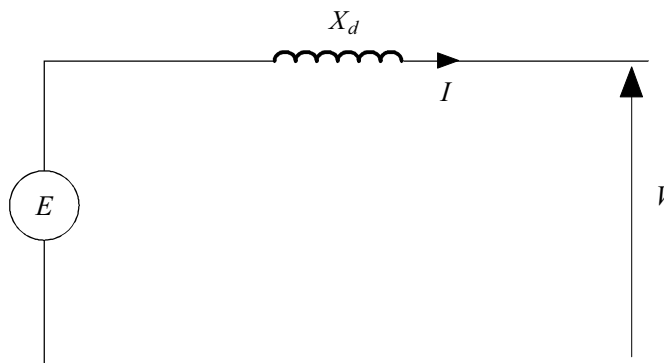


Figure 4-10 : schéma électrique équivalent de l'alternateur en régime établi

Nota : théoriquement, l'équation de fonctionnement de l'alternateur est $E = V + (R + j X_d) I$, R étant la résistance de l'induit. Mais R est très faible et toujours négligeable devant X_d ($X_d =$ quelques centaines de fois R).

□ **fréquence de la tension induite et nombre de paires de pôles** (voir fig. 4-11)

Considérons une machine dont le rotor possède p paires de pôles.

Lorsque le rotor a réalisé un tour, la spire ab a vu passer p fois le pôle nord, elle a donc été le siège de p périodes de tension.

Soit n le nombre de tours par seconde du rotor, la fréquence de la tension induite sur la spire ab est :

$$f = pn$$

Si on appelle N le nombre de tours par minute : $N = 60 n$

d'où
$$f = \frac{pN}{60}$$

ou

$$N = \frac{60}{p} f$$

Ainsi, pour obtenir une fréquence de 50 Hz il faut que la vitesse de la machine soit :

- 3 000 tr/min avec une paire de pôles
- 1 500 tr/min avec deux paires de pôles
- 1 000 tr/min avec trois paires de pôles.

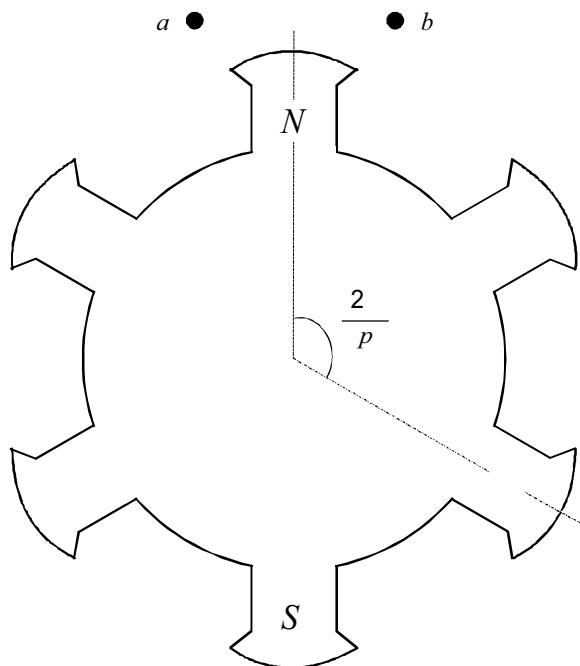


Figure 4-11 : fréquence de la tension induite et nombre de paires de pôles

4.2.1. Caractéristiques et comportement des alternateurs

Considérons un alternateur délivrant une tension V et fournissant un courant I déphasé de φ , son diagramme de fonctionnement est celui de la figure 4-12.

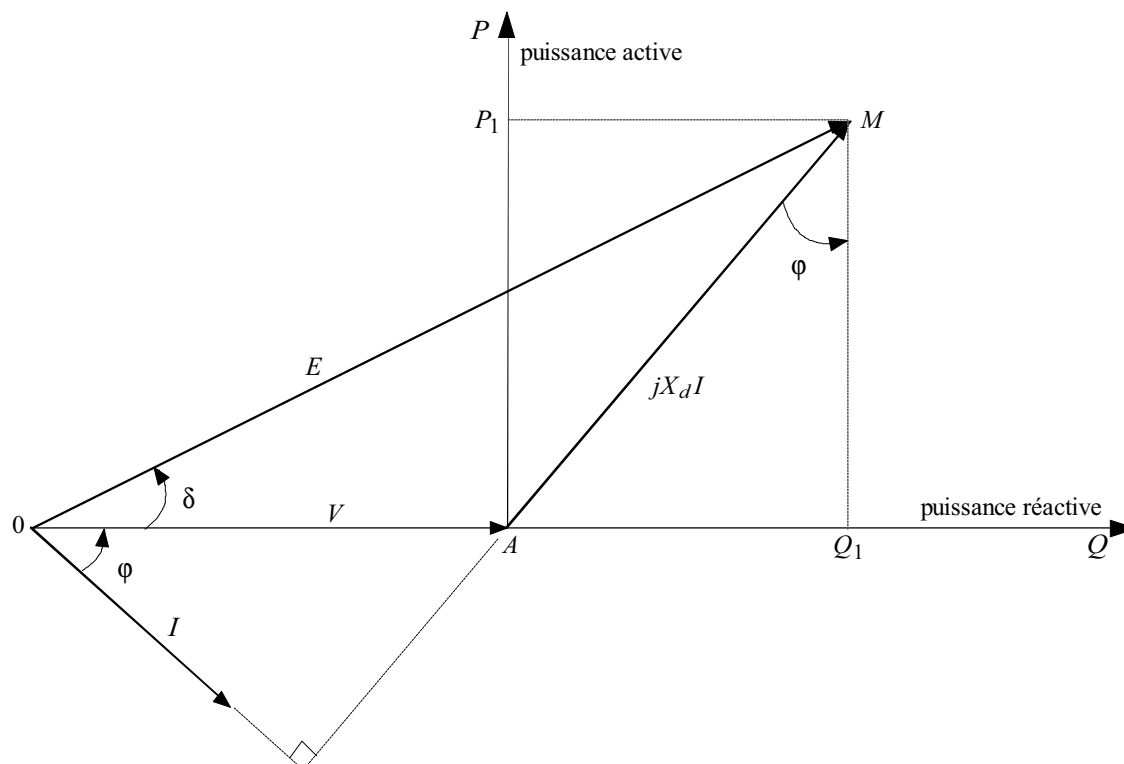


Figure 4-12 : diagramme de fonctionnement de l'alternateur

Tout d'abord, il est fondamental de bien comprendre la signification physique de la force électromotrice interne E . **Son amplitude** est proportionnelle au courant continu I_f circulant dans le rotor si on néglige la saturation. Il faut donc bien voir que E dépend de la valeur donnée au courant d'excitation I_f . Si on ne modifie pas I_f , E , c'est-à-dire la longueur OM de la figure 4-12, reste constant. Si on fait varier I_f , E varie dans le même sens, et proportionnellement à I_f en l'absence de saturation.

L'angle de phase δ de E par rapport à V , appelé **angle interne**, a aussi une signification physique précise. E est un vecteur lié à l'axe du rotor. L'angle δ caractérise le décalage angulaire entre l'axe magnétique du rotor (ou E) et la référence synchrone (ou autrement dit le nombre complexe tournant à la vitesse ω) constituée par la tension V aux bornes du stator.

Une variation de δ correspond à une variation du décalage angulaire du rotor par rapport à cette référence synchrone. Nous verrons plus loin qu'il existe une corrélation étroite entre δ et l'échange d'énergie entre le rotor et le stator, c'est-à-dire l'énergie transformée de la forme mécanique à la forme électrique. Pour le moment, on peut déjà remarquer que si $I = 0$ (fonctionnement à vide, aucune énergie échangée) E se confond avec V et $\delta = 0$.

■ **expression de la puissance active, de la puissance réactive, du couple**

Dans le cas particulier de la figure 4-12, l'angle de phase φ est compris entre 0 et $\frac{\pi}{2}$.

Dans ces conditions, l'alternateur **fournit** au circuit extérieur triphasé une puissance active :

$$P = 3V I \cos \varphi$$

et une puissance réactive :

$$Q = 3V I \sin \varphi$$

Portons à partir de A , dans le prolongement de V , un axe AQ , et à $\frac{\pi}{2}$ en avant un axe AP , et projetons le point M en Q_1 et P_1 sur les axes AQ et AP .

Sur la figure 4-12, on détermine la valeur :

$$AP_1 = X_d I \cos \varphi$$

On en déduit :

$$P = AP_1 \times \frac{3V}{X_d}$$

Ainsi, lorsque la tension aux bornes de l'alternateur est constante (cas d'exploitation normale), X_d étant une constante, la hauteur de M au-dessus de l'axe V est proportionnelle à la puissance active débitée. L'axe vertical représente donc la puissance active.

Exprimons AP_1 en fonction de δ :

$$AP_1 = E \sin \delta$$

On obtient alors :

$$P = \frac{3 E V}{X_d} \sin \delta \quad (1)$$

Il apparaît la relation liant l'angle interne de la machine δ avec la puissance active fournie. Celle-ci représente la puissance transformée de la forme mécanique à la forme électrique.

De la même manière, on détermine la valeur :

$$AQ_1 = X_d I \sin \varphi$$

On en déduit :

$$Q = AQ_1 \times \frac{3V}{X_d}$$

La valeur de AQ_1 représente la puissance réactive débitée par l'alternateur. L'axe horizontal représente donc la puissance réactive.

Exprimons AQ_1 en fonction de δ :

$$AQ_1 = E \cos \delta - V$$

On obtient alors :

$$Q = \frac{3EV}{X_d} \cos \delta - \frac{3V^2}{X_d}$$

Toutes les pertes de la machine ont été négligées, et celle-ci est supposée tourner à la vitesse de synchronisme $\frac{\omega}{p}$, le couple électromagnétique résistant C_{er} (compté positivement

lorsqu'il tend à freiner la machine) s'obtient en divisant l'expression de P par $\frac{\omega}{p}$:

$$C_{er} = \frac{p}{\omega} \times P = \frac{p}{\omega} \times \frac{3EV}{X_d} \sin \delta \quad (2)$$

4.2.1.1. Alternateur débitant sur un réseau de puissance "infinie"

Lorsque l'alternateur est couplé au réseau de distribution ou de transport, la fréquence et la tension sont imposées.

On suppose que l'alternateur a été démarré, amené à la vitesse de synchronisme et couplé au réseau et que la machine d'entraînement ne fournit pas de puissance.

Le point de fonctionnement sur la figure 4-13 est en M_1 confondu avec A .

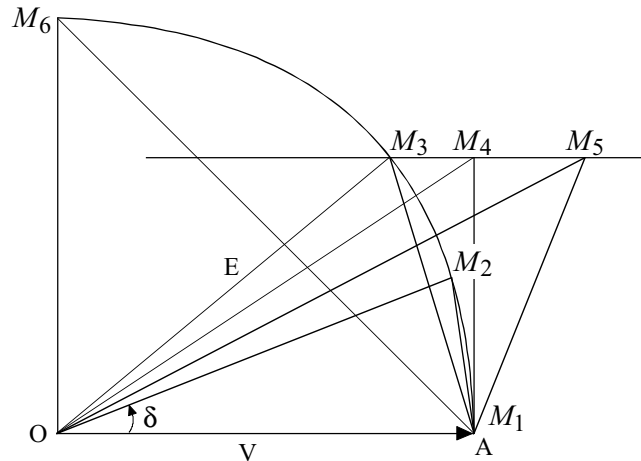


Figure 4-13 : diagramme de fonctionnement de l'alternateur raccordé à un réseau de puissance infinie

Pour faire débiter l'alternateur sur le réseau, on dispose de deux moyens d'action :

- augmenter la puissance mécanique fournie par la machine d'entraînement
- modifier le courant d'excitation I_f .

■ réglage de la puissance active

Si on augmente la puissance mécanique en laissant I_f constant, nous savons que la longueur $OM = E$ reste invariable. La puissance électrique augmente alors de la même quantité, sinon il y aurait accélération et la machine ne tournerait plus à la vitesse de synchronisme $\frac{\omega}{p}$, indispensable à son fonctionnement.

Le point M_1 s'élève donc au-dessus de l'axe horizontal, puisque sa hauteur est proportionnelle à la puissance active, en décrivant un cercle de rayon $OM = E$. Il vient donc en $M_2, M_3 \dots$

On constate que la puissance réactive pendant ce temps est partie de 0 et est devenue négative (abscisse de M_3 par rapport à A).

■ réglage de la puissance réactive

Si maintenant on laisse constante la puissance mécanique correspondant au point M_3 , et si on fait varier le courant d'excitation I_f , on sait que M doit se déplacer sur une horizontale (puissance active constante donc ordonnée de M constante), de telle sorte que la longueur OM , proportionnelle à E , varie proportionnellement au courant I_f . Agir sur I_f seul n'a donc aucune action sur la puissance active, mais permet de régler la puissance réactive.

En M_3 la puissance réactive est négative (absorbée par la machine), l'angle φ est négatif (voir Nota), la machine est dite **sous-excité**e. On augmente I_f et on vient en M_4 , la puissance réactive est nulle (angle φ nul, $\cos \varphi = 1$). On augmente encore I_f et on vient en M_5 , la puissance réactive est positive (fournie par la machine) l'angle φ est positif, la machine est dite **surexcité**e.

Nota : Pour ne pas surcharger la figure 4-13, I n'est pas dessiné, mais on sait que dans chaque cas, AM est en avance de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à I ($AM = j X_d I$), on en déduit l'angle φ .

■ stabilité statique

Si à partir de M_3 , on continue à augmenter la puissance mécanique sans modifier I_f , la puissance électrique va passer par un maximum correspondant au point M_6 . L'égalité des puissances mécanique et électrique n'est possible que jusqu'en ce point. Si on augmente encore la puissance mécanique, il ne peut plus y avoir égalité, la machine accélère et il n'y a plus synchronisme. En outre, δ croît en fonction du temps, le point M effectue ainsi des tours, ce qui d'après (1) indique que la puissance électrique devient nulle en valeur moyenne (la valeur moyenne de $\sin \delta(t)$ est nulle). L'alternateur dépasse la vitesse de synchronisme, il s'emballe et il faut alors le découpler du réseau et annuler la puissance mécanique avant de pouvoir le remettre en service.

D'après (1) la puissance maximale correspond à $\sin \delta = 1$, elle est donc donnée par :

$$P_m = \frac{3EV}{X_d}$$

Elle est donc plus élevée si E , c'est-à-dire le courant d'excitation est grand. Pour éviter le risque de perte de synchronisme, on fonctionne normalement avec des angles δ nettement inférieurs à $\frac{\pi}{2}$.

Cette notion de stabilité peut être précisée en observant l'expression (1) de la puissance, ou mieux l'expression du couple électromagnétique résistant :

$$C_{er} = \frac{P}{\omega} \times \frac{3EV}{X_d} \sin \delta$$

Cette expression montre que le couple résistant, et donc la puissance électrique fournie, ne pourront avoir une valeur moyenne non nulle que si δ n'est pas une fonction continuellement croissante en fonction du temps, il faut donc que δ soit une fonction variable à l'intérieur de la zone $\left[0, \frac{\pi}{2}\right]$.

Or δ est l'angle électrique que fait le rotor avec la référence synchrone, il en résulte que la machine ne peut échanger de puissance avec le réseau qu'à la vitesse de synchronisme $\frac{\omega}{p}$.

Pour toute autre vitesse, δ croît continuellement et le couple donné par (2) (appelé couple synchrone) et la puissance donnée par (1) subissent des variations de grande amplitude et des inversions de signes incompatibles avec un quelconque usage pratique.

Le couple résistant d'une machine synchrone doit donc être, en régime normal, considéré non comme une fonction de la vitesse (cas du moteur asynchrone, voir § 3.3.1), mais comme une fonction de l'angle interne δ .

La figure 4-14 illustre l'expression du couple électromagnétique résistant C_{er} en fonction de l'angle interne δ .

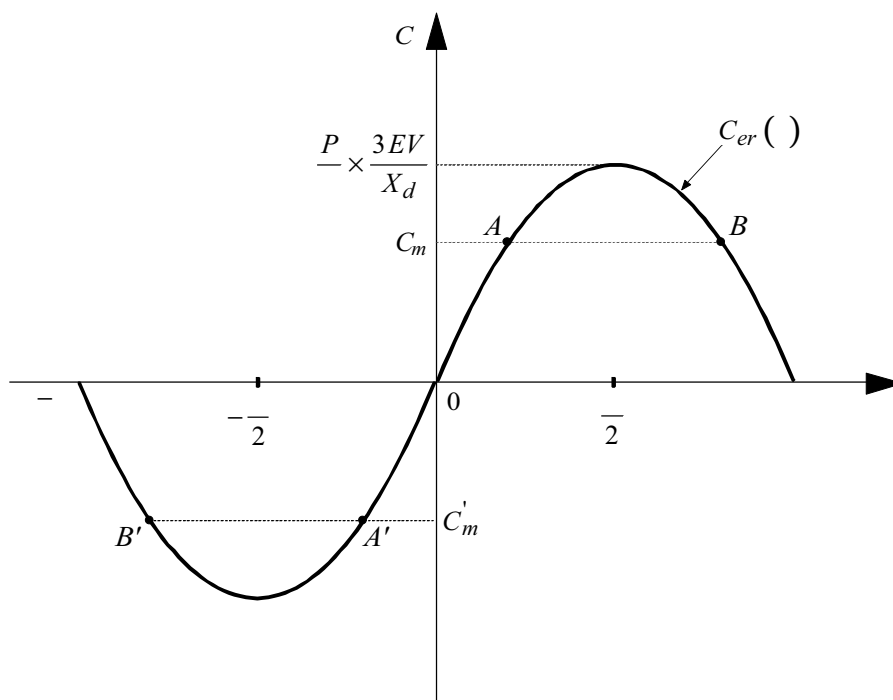


Figure 4-14 : expression du couple électromagnétique résistant en fonction de l'angle interne

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Cette courbe est une sinusoïde dont la valeur crête est $\frac{p}{\omega} \times \frac{3EV}{X_d}$.

Dans le fonctionnement en alternateur seul intervient le domaine où P est positif soit $\sin \delta > 0$ ou $0 < \delta < \frac{\pi}{2}$.

La courbe, dont le tracé suppose que E et V sont fixés, représente le couple électromagnétique résistant. Le couple moteur mécanique C_m fourni par la machine d'entraînement est par contre indépendant de δ . Il est représenté par l'horizontale d'ordonnée C_m .

Le fonctionnement synchrone exige que $C_{er} = C_m$ (sinon la machine accélérerait ou décélérerait, sa vitesse s'écarterait du synchronisme), il y a donc 2 points de fonctionnement possibles, A et B . Il est facile de montrer que seul le point A ($0 < \delta < \frac{\pi}{2}$) est stable. En effet, partant de A , si la machine subit une légère accélération, δ augmente, C_{er} devient supérieur à C_m ce qui tend à faire ralentir la machine donc à ramener le fonctionnement au point A . Le même raisonnement appliqué au point B montre que le fonctionnement est instable. Le domaine de stabilité en alternateur est donc limité à $0 < \delta < \frac{\pi}{2}$. Ce raisonnement n'est cependant valable que si les variations sont lentes, car en cas de variations rapides (voir stabilité dynamique § 9) l'équation (2) n'est plus valable.

Le raisonnement précédent nous a montré que la condition de stabilité peut s'écrire :

$$\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} > 0$$

Calculons :
$$\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} = \frac{p}{\omega} \frac{3EV}{X_d} \cos \delta$$

Dans la zone de stabilité ($0 < \delta < \frac{\pi}{2}$), le fonctionnement est d'autant plus stable (c'est-à-dire le retour à l'équilibre après une perturbation est d'autant plus énergique) que $\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta}$ est plus grand, donc que δ est plus petit.

$\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta}$ est appelé couple synchronisant C_S . En effet, lorsque la valeur de C_S est élevée, le synchronisme est d'autant mieux maintenu.

Les fonctionnements tels que $\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} = 0$ constituent ce que l'on appelle la **limite de stabilité**

statique, ces fonctionnements sont caractérisés par $\delta = \frac{\pi}{2}$.

Dans la pratique, les alternateurs industriels sont généralement constitués de façon à ce que l'angle interne soit à peu près égal à 70° pour la puissance active nominale et une puissance réactive nulle, afin de garder une marge de stabilité en cas de perturbation transitoire. Cependant, si l'alternateur absorbe de la puissance réactive, δ se rapproche de 90° et le risque d'instabilité est plus important lors d'une perturbation (voir § 9).

■ limite de fonctionnement

Le fonctionnement nominal d'un alternateur est caractérisé par la tension nominale $U_n = V_n \sqrt{3}$, le courant nominal I_n , et le facteur de puissance nominal $\cos \varphi_n$. Le diagramme correspondant au régime nominal est tracé sur la figure 4-15, point M . Il correspond toujours à $\varphi_n > 0$ car pour le courant d'excitation nominal I_{fn} , la machine est surexcitée et fournit donc de la puissance réactive. Ainsi, il n'y a donc pas d'ambiguïté sur le signe de φ_n . Sur le diagramme sont également indiqués les axes de puissance active et réactive.

A ce régime correspond la valeur nominale E_n de la f.e.m. interne produite par le courant nominal d'excitation I_{fn} .

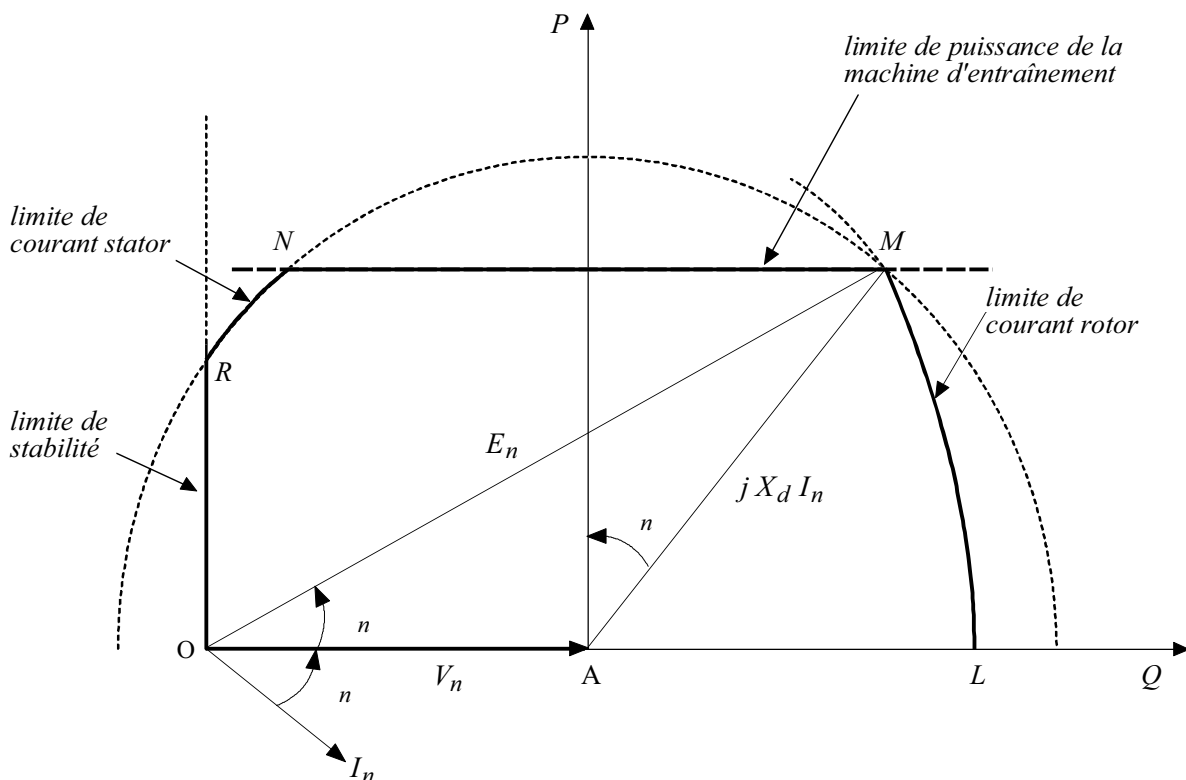


Figure 4-15 : limites de fonctionnement de l'alternateur

L'alternateur est dimensionné de telle sorte que l'échauffement toléré est atteint ou près de l'être lorsque $I = I_n$ et $I_f = I_{fn}$. On ne peut donc pas dépasser ces valeurs de façon durable.

Le domaine des fonctionnements possibles est donc limité par les courbes suivantes :

- $I_f = I_{fn}$, cercle de centre O et de rayon OM
- $I = I_n$, cercle de centre A et de rayon AM , puisque $AM = X_d I$
- l'horizontale menée de M , qui caractérise la puissance active nominale, c'est-à-dire la puissance maximale que peut normalement délivrer la machine d'entraînement
- la verticale, menée de O , correspondant à $\delta = \frac{\pi}{2}$, limite de stabilité.

Les points de fonctionnement possibles se situent donc à l'intérieur du contour $LMNRO$.

Nota : il est possible de reculer la limite $\delta = \frac{\pi}{2}$, c'est-à-dire de fonctionner de façon stable au-delà de la limite de stabilité, en utilisant un régulateur de tension approprié.

4.2.1.2. Alternateur débitant sur un réseau indépendant

Lorsque l'alternateur n'est pas couplé au réseau de distribution, et débite sur un réseau indépendant, la fréquence et la tension ne sont pas imposées par le réseau.

Il faut ajuster la vitesse pour que la fréquence soit correcte, en agissant sur la puissance mécanique. Cette action est réalisée par un régulateur de vitesse.

Il faut maintenir la tension à une valeur correcte. Nous allons voir qu'il faut agir sur le courant d'excitation I_f , donc modifier la valeur de la f.e.m. interne E . Un régulateur de tension agissant sur le courant d'excitation permet donc de maintenir la tension proche de sa valeur nominale.

Supposons la fréquence et donc la puissance mécanique constamment ajustée et étudions les variations de la tension en fonction de la charge, à courant d'excitation constant. L'équation de fonctionnement est bien sûr toujours :

$$E = V + j X_d I$$

et le diagramme vectoriel est toujours celui de la figure 4-16.

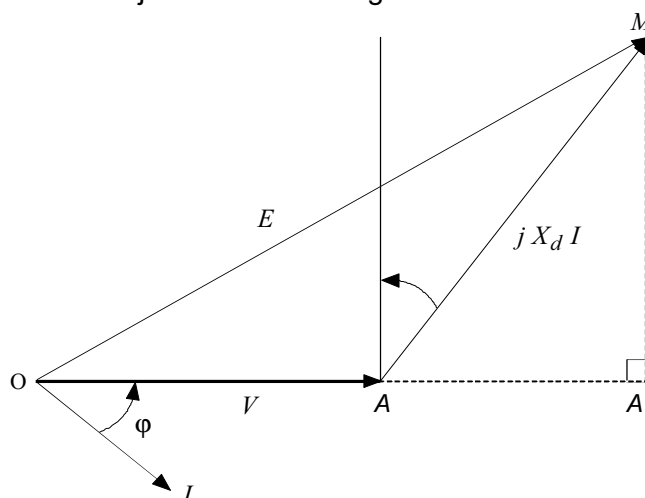


Figure 4-16 : diagramme vectoriel de fonctionnement de l'alternateur

L'application du théorème de Pythagore au triangle $OA'M$ conduit à l'égalité :

$$E^2 = (V + X_d I \sin \varphi)^2 + (X_d I \cos \varphi)^2$$

d'où :
$$E^2 = V^2 + X_d^2 I^2 + 2V X_d I \sin \varphi \quad (3)$$

Si l'on suppose I_f (donc E) constant, on peut étudier la loi de variation de V en fonction de I pour différentes valeurs de φ . Dans les axes OI, OV de la figure 4-17, cette loi correspond à une famille d'ellipses, paramétrées par φ , centrées sur O , et passant par $A(I=0, V=E)$, point de fonctionnement à vide, et $B(V=0, I=E/X_d)$, point de fonctionnement en court-circuit.

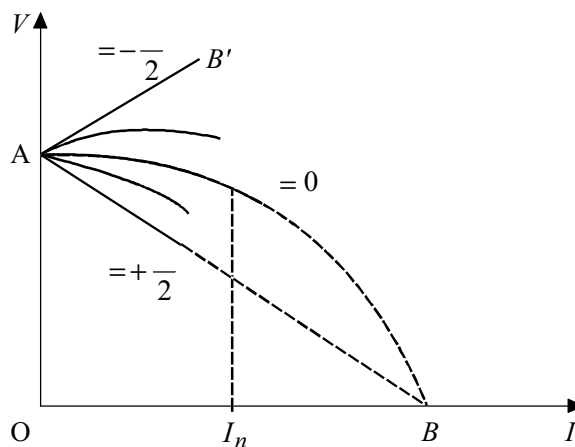


Figure 4-17 : variation de V en fonction I pour différentes valeurs de φ

On ne s'intéresse qu'au voisinage de A , ainsi :

- si $\varphi = 0$ ($\cos \varphi = 1$), l'ellipse admet OI, OV comme axes principaux, V décroît lentement puis de plus en plus vite quand I augmente
- $\varphi = +\pi/2$ (charge purement inductive), le fonctionnement décrit le segment AB (chute linéaire de la tension)
- si $\varphi = -\pi/2$ (charge purement capacitive), le fonctionnement décrit le segment AB' de même pente arithmétique que AB (croissance linéaire de la tension).

Pour des valeurs intermédiaires de φ , on a les résultats intermédiaires. Ce diagramme montre dans quel sens on doit agir sur l'excitation I_f (c'est-à-dire sur E), pour conserver la tension aux bornes V constante lorsque la charge varie.

Ainsi, lorsque la tension V tend à diminuer, il faut augmenter E afin de la ramener à sa valeur nominale.

4.2.2. Fonctionnement en moteur synchrone

Le fonctionnement de la machine synchrone est parfaitement réversible. Si l'on alimente l'induit (stator) par un système de courants triphasés et l'inducteur (rotor) par un courant continu, on peut transformer l'énergie électrique en énergie mécanique, à condition que la machine tourne à la vitesse de synchronisme $\frac{\omega}{p}$.

Afin de simplifier ce paragraphe, les conventions de signe relatives au fonctionnement en générateur sont conservées.

Le fonctionnement en moteur correspond donc à une puissance négative. Il en résulte deux critères angulaires pour distinguer les deux fonctionnements :

- $P = 3VI \cos \varphi$, le fonctionnement en générateur correspond donc à $|\varphi| < \frac{\pi}{2}$, et celui en moteur à $|\varphi| > \frac{\pi}{2}$
- $P = \frac{3EV}{X_d} \sin \delta$, le fonctionnement en générateur correspond donc à $\delta > 0$, et celui en moteur à $\delta < 0$.

■ diagramme vectoriel de fonctionnement

L'équation de fonctionnement du moteur synchrone est donc la même que celle de l'alternateur :

$$E = V + j X_d I$$

Elle correspond au schéma équivalent de la figure 4-18.

Remarque : le sens conventionnel de I sur la figure 4-18 est opposé au sens habituel pour un récepteur puisque les conventions de signe du fonctionnement en générateur ont été conservées.

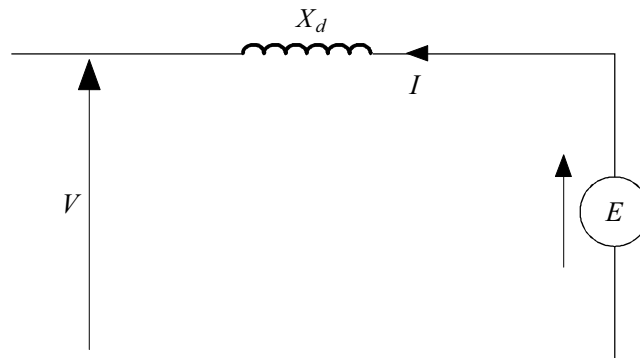


Figure 4-18 : schéma électrique équivalent du moteur synchrone

L'angle φ doit être supérieur à $\frac{\pi}{2}$ en valeur absolue, le diagramme vectoriel de fonctionnement est donc celui de la figure 4-19, sur laquelle sont dessinés les cas :

- a) $\frac{\pi}{2} < \varphi < \pi$ et b) $\pi < \varphi < \frac{3\pi}{2}$

Si l'on trace comme dans le cas de l'alternateur les axes AP et AQ , on constate que le point M de fonctionnement se situe toujours dans la zone des P négatifs.

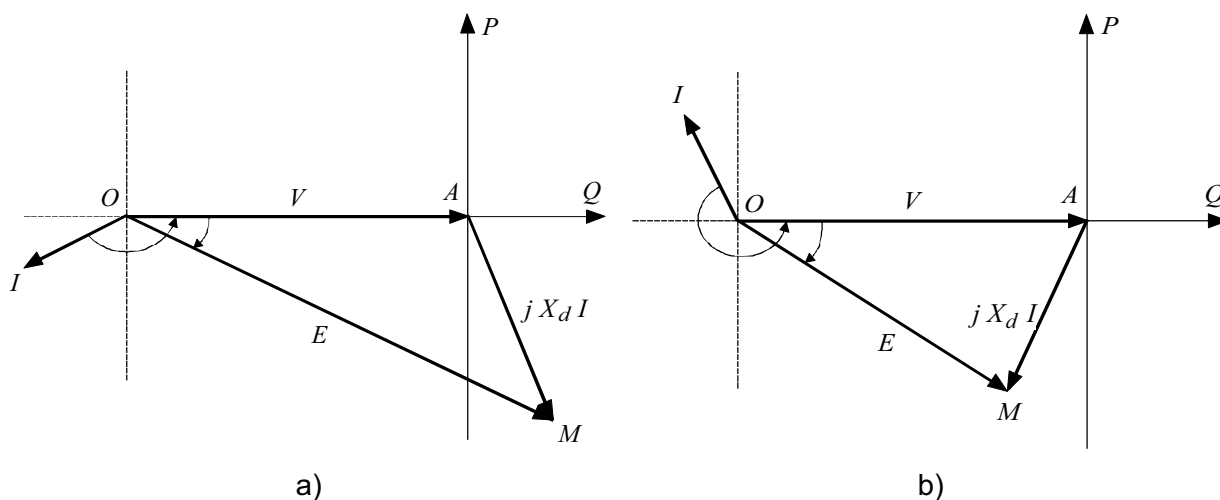


Figure 4-19 : diagramme vectoriel de fonctionnement du moteur synchrone

Des égalités :

$$P = 3 VI \cos \varphi$$

et :

$$X_d I \cos \varphi = E \sin \delta$$

on déduit que l'expression de P :

$$P = \frac{3 E V}{X_d} \sin \delta$$

est toujours valable, avec ici $\sin \delta$ négatif.

De même l'expression de Q est toujours :

$$Q = \frac{3 E V}{X_d} \cos \delta - \frac{3 V^2}{X_d}$$

Les deux diagrammes a) et b) de la figure 4-19 se distinguent par le signe de la puissance réactive débitée.

Dans le cas de la figure 4-19 a), la puissance réactive est positive (abscisse de M par rapport à A), cette situation correspond à une valeur élevée de E , donc du courant d'excitation. Le moteur est dit **surexcité**, et fournit de la puissance réactive au réseau (Q positif).

Dans le cas de la figure 4-19 b) le moteur est **sous-excité**, et absorbe de la puissance réactive (Q négatif).

Les quatre possibilités de fonctionnement d'une machine synchrone sont rassemblées sur la figure 4-20.

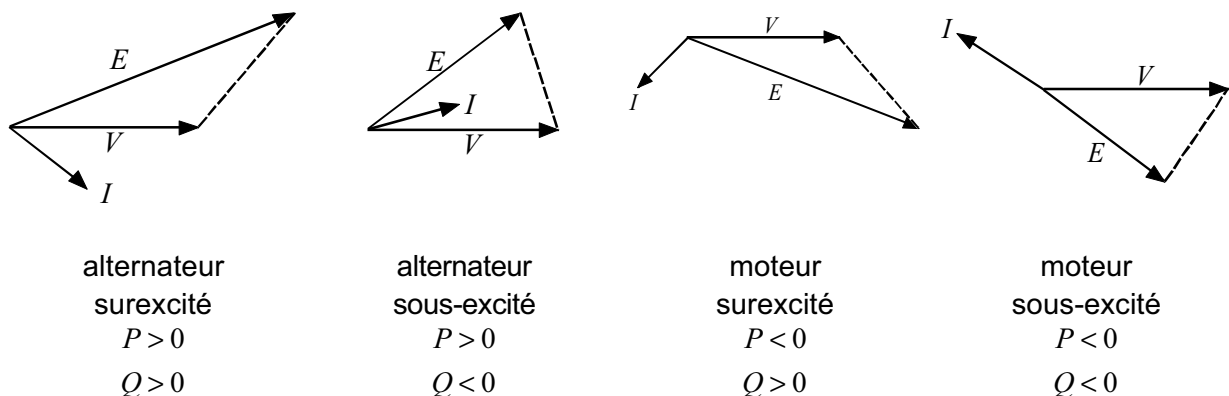


Figure 4-20 : récapitulatif des quatre possibilités de fonctionnement d'une machine synchrone

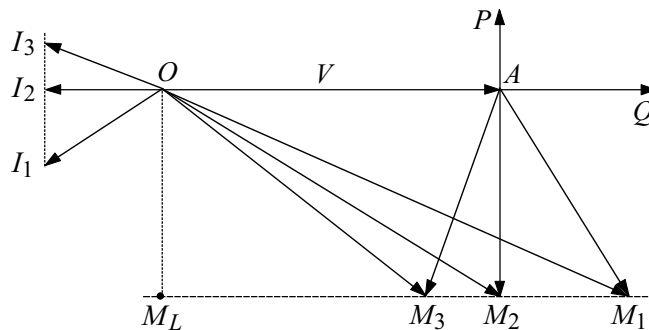
■ exploitation d'un moteur synchrone : stabilité et courbes en V (ou courbes de Mordey)

La façon la plus commode et la plus courante d'analyser le fonctionnement d'un moteur synchrone consiste à supposer la tension d'alimentation, la fréquence et la puissance mécanique absorbée constantes, et à examiner les conséquences d'une action sur le courant d'excitation I_f .

Sur le diagramme vectoriel de la figure 4-21, la tension V , prise comme origine des phases, correspond à une longueur OA constante ; le point M se déplace sur une horizontale (puissance active constante). La position de M sur cette horizontale est fixée par la longueur OM , égale à la f.e.m. E , donc proportionnelle au courant d'excitation I_f . Par ailleurs, la longueur $AM = X_d I$ est proportionnelle au courant I de l'induit.

Donc, lorsqu'à puissance active constante, on donne à I_f une valeur élevée (point M_1), puis qu'on le fait décroître, I commence à décroître (de M_1 à M_2). En M_2 , I passe par un minimum, le facteur de puissance $\cos\varphi$ est alors égal à -1. Ensuite I croît (point M_3). On ne peut pas faire décroître I_f au-delà de la valeur correspondant au point M_L car dans ce cas la puissance électrique devient inférieure à la puissance mécanique, le moteur décroche et s'arrête.

On voit que la **limite de stabilité** correspond à $\delta = -\pi/2$, de même que pour l'alternateur elle correspond à $\delta = +\pi/2$ (voir fig. 4-15).



M_L : limite de stabilité

Figure 4-21 : différents régimes d'un moteur synchrone, à puissance active constante

Les raisonnements de stabilité peuvent être faits sur la figure 4-14, le fonctionnement en moteur correspondant à $C_{er} \leq 0$ ou $-\pi < \delta < 0$.

A un couple mécanique C'_m (négatif par convention) correspondent deux points de fonctionnement possibles A' ou B' . Seul A' , correspondant à $|\delta| < \pi/2$, est stable. En effet, si δ vient à diminuer légèrement (c'est-à-dire si $|\delta|$ augmente), cela signifie que le moteur a tendance à ralentir ; mais alors C_{er} devient inférieur à C'_m donc, en valeur absolue, le couple moteur $|C_{er}|$ devient supérieur au couple résistant $|C'_m|$, ce qui tend à ramener le fonctionnement en A' .

Les courbes en V sont les courbes $I = f(I_f)$ à puissance constante. Elles sont tracées sur la figure 4-22 pour différentes valeurs de P . Elles sont limitées, à droite, par la valeur maximale autorisée pour I_f , et à gauche, soit par la valeur maximale autorisée pour I , soit par la limite de stabilité. Le lieu des minimums de ces courbes sépare les fonctionnements où le moteur synchrone fournit de la puissance réactive (à droite) ou en absorbe (à gauche).

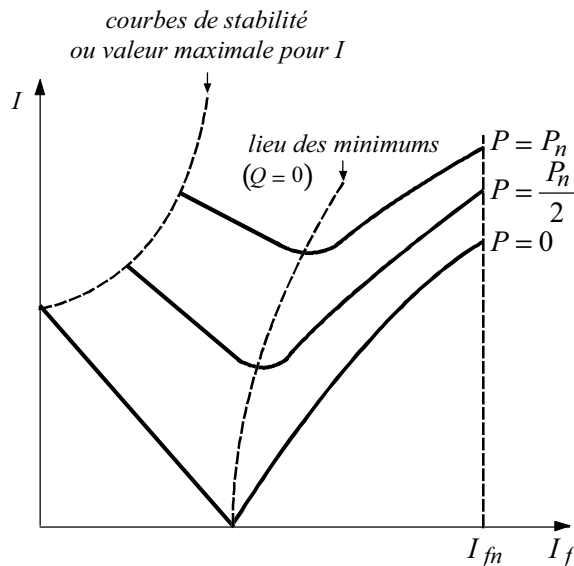


Figure 4-22 : courbes en V du moteur synchrone (ou générateur synchrone)

4.2.3. Description des différents systèmes d'excitation des machines synchrones

Pour fournir le courant continu d'excitation d'une machine synchrone, il est nécessaire de disposer d'une source de tension continue, variable dans d'assez larges proportions, puisqu'entre le fonctionnement à vide et le fonctionnement en régime nominal, le courant d'excitation d'une machine à pôles saillants varie environ du simple au double et, dans le cas d'une machine à entrefer constant, il peut varier environ du simple au triple. De plus, la machine doit disposer d'une marge de réserve sur le courant d'excitation afin de favoriser sa stabilité dynamique (voir § 9.1).

Dans l'étude du système d'excitation intervient donc, d'une part, le choix de la source principale d'excitation et, d'autre part, les moyens mis en oeuvre pour faire varier le courant d'excitation.

■ sources principales d'excitation

On peut distinguer trois grandes catégories de sources principales d'excitation :

- excitatrice à courant continu
- alternateur-exciteur débitant sur un redresseur
- redresseur alimenté directement à partir des bornes de la machine synchrone principale (autoalimentation).

Pour la compréhension des descriptions qui vont suivre, il est suffisant de voir que :

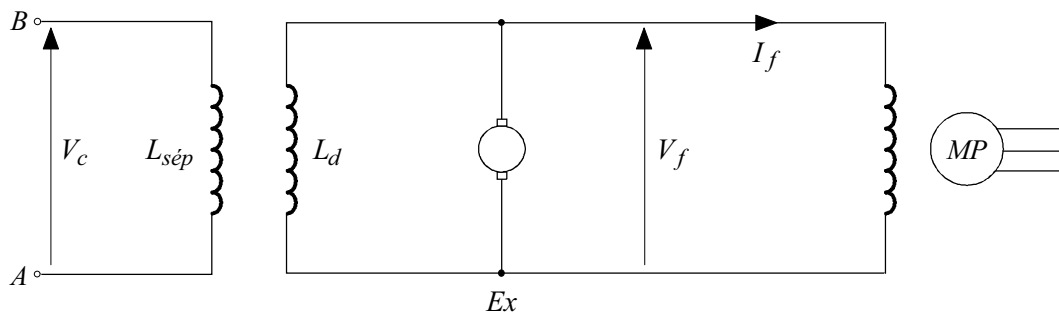
- une génératrice à courant continu est une machine tournante comportant un inducteur immobile parcouru par un courant continu ; aux bornes de l'induit tournant apparaît une tension continue proportionnelle en première approximation au courant inducteur et à la vitesse de rotation
- un pont redresseur peut être considéré, vu de ses bornes, comme un convertisseur transformant une puissance reçue sous forme alternative triphasée $3 V_a I_a \cos \varphi_a$ en la même puissance (aux pertes près) mais en courant continu :

$$V_c I_c \cong 3 V_a I_a \cos \varphi_a$$

Deux sortes de redresseurs peuvent être utilisés :

- **les diodes**, le rapport $\frac{V_c}{V_a}$ est imposé ; le pont lui-même ne permet donc pas le réglage du courant continu
- **les thyristors**, le rapport $\frac{V_c}{V_a}$ peut être modifié ; le réglage du courant continu peut être effectué au niveau du pont redresseur lui-même.

■ excitatrice à courant continu (voir fig. 4-23)



V_c : tension continue réglable

Ex : excitatrice

MP : machine principale

Figure 4-23 : principe de l'excitation par machine à courant continu

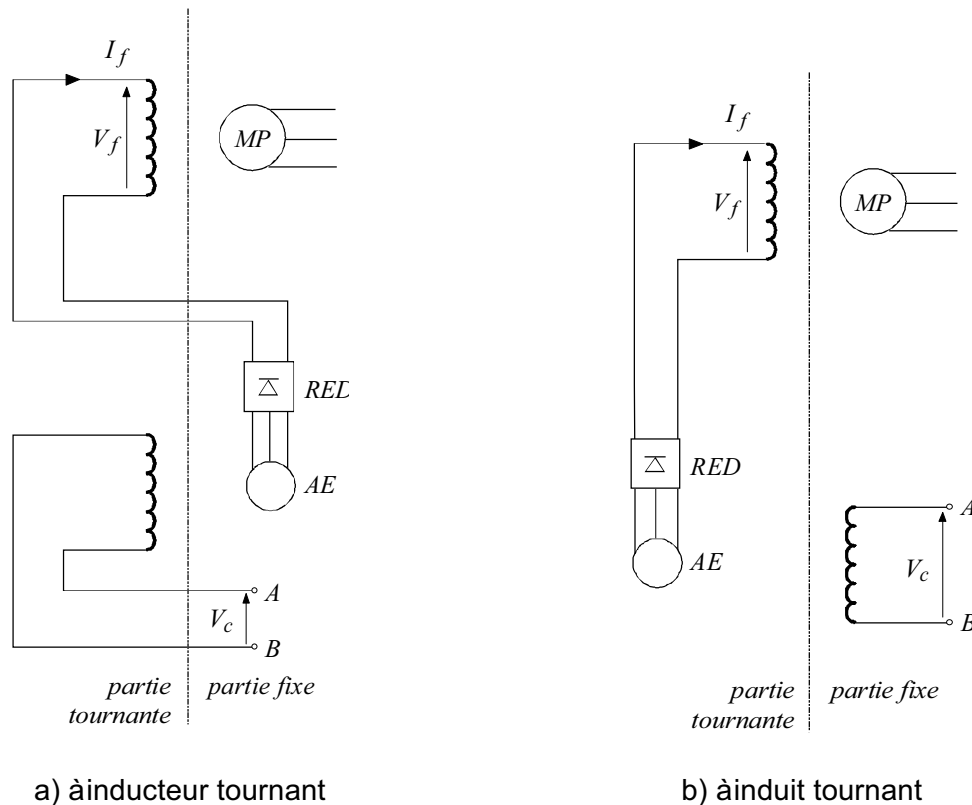
L'excitatrice est munie d'un enroulement d'excitation séparée $L_{sép}$, par lequel seront obtenues les variations de flux permettant la variation de sa tension aux bornes V_f . Dans le but de diminuer l'importance de la source alimentant l'enroulement $L_{sép}$, l'excitatrice peut être munie d'un enroulement d'autoexcitation en dérivation L_d qui, à lui seul, est capable de permettre la fourniture de la tension V_f et du courant I_f correspondant au fonctionnement à vide de la machine principale.

Il faut noter que le courant I_f est nécessairement transféré au rotor de la machine principale par l'intermédiaire de bagues et balais.

L'excitatrice est généralement accouplée sur le même arbre que le rotor de l'alternateur.

□ **alternateur-exciteur débitant sur redresseurs**

Il existe deux variantes selon que l'alternateur-exciteur est de conception classique, c'est-à-dire à inducteur tournant et induit fixe, ou l'inverse. Ces deux variantes sont représentées schématiquement sur la figure 4-24 et, pour les rendre plus claires, on a indiqué la démarcation entre les éléments fixes et les éléments tournants. Lorsque les courants doivent traverser cette démarcation, il est nécessaire d'utiliser des bagues et des balais.



- AE : alternateur-exciteur
- MP : machine principale
- RED : pont redresseur
- V_c : tension continue réglable

Figure 4-24 : principe de l'excitation par alternateur-exciteur

L'alternateur-exciteur est accouplé sur le même arbre que le rotor de la machine principale, si bien que l'avantage de la solution de la figure 4-24-b est de ne nécessiter aucun contact glissant. Cet avantage est très important dans le cas des très gros alternateurs, dont le courant d'excitation atteint des valeurs élevées.

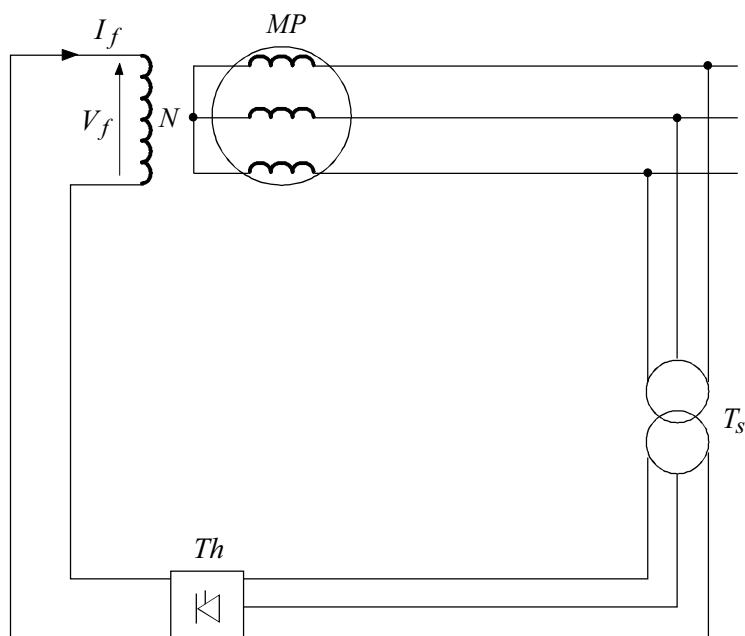
Cependant, la solution de la figure 4-24-b est de construction délicate. D'une part, il est plus difficile de faire tourner un induit qu'un inducteur, car le premier supporte des tensions et des courants beaucoup plus élevés, et, d'autre part, les redresseurs, tournant à grande vitesse, sont soumis à des contraintes mécaniques importantes. C'est pourquoi les deux solutions sont utilisées à l'heure actuelle pour l'excitation des très gros turboalternateurs.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

□ **autoalimentation** (ou excitation shunt)

Il existe deux procédés d'autoalimentation : à dérivation pure et à compoundage.

- **autoalimentation à dérivation pure** (voir fig. 4-25)



MP : machine principale

Th : pont de thyristors

T_s : transformateur de soutirage

Figure 4-25 : principe de l'excitation par autoalimentation à dérivation pure

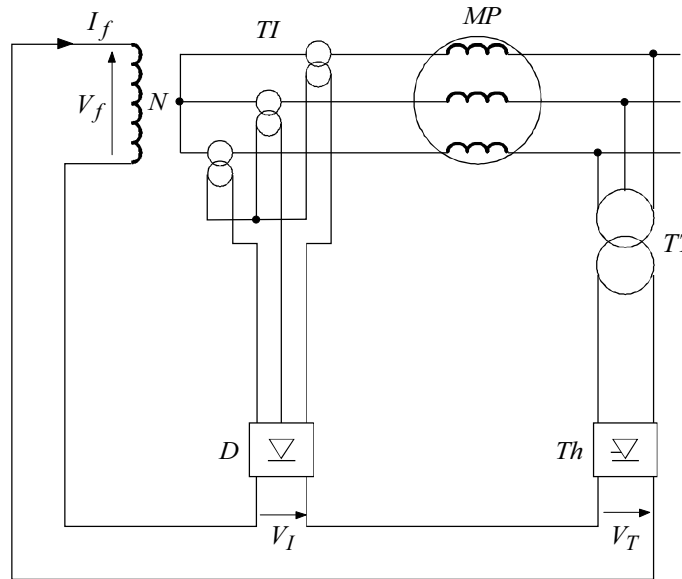
Le pont de thyristors alimentant l'enroulement inducteur est lui-même alimenté en courant alternatif par le secondaire d'un transformateur triphasé dont le primaire est connecté aux bornes de la machine synchrone principale.

Il est nécessaire que les redresseurs soient des thyristors, et non des diodes, de façon à pouvoir faire varier le courant I_f en fonction de la charge, de telle sorte que la tension aux bornes de la machine principale, donc aussi aux bornes d'entrée du pont, reste constante.

En général, la tension due au flux rémanent de la machine principale est trop faible pour permettre le démarrage (compte tenu de la chute de tension dans les thyristors) ; il faut donc utiliser une source auxiliaire pendant la période de démarrage.

• **autoalimentation avec compoundage**

Le schéma le plus usuel est celui de la figure 4-26.



- D : pont de diodes
- MP : machine principale
- Th : pont de thyristors
- TI : transformateurs d'intensité
- TT : transformateur de tension

Figure 4-26 : principe de l'excitation par autoalimentation avec compoundage

La tension d'excitation V_f est la somme de deux termes, $V_f = V_T + V_I$:

- la tension continue V_T , proportionnelle à la tension aux bornes de la machine principale, obtenue par un transformateur et un pont de thyristors comme dans le cas de la figure 4-25
- la tension continue V_I , fonction du courant débité par la machine principale, obtenue à l'aide de trois transformateurs d'intensité placés dans les sorties côté neutre des phases de la machine principale. Ces trois transformateurs d'intensité débitent sur un pont de diodes. Il ne peut pas s'agir de transformateurs d'intensité au sens strict, c'est-à-dire tels que le courant secondaire soit strictement proportionnel au courant primaire, sinon I_f serait imposé par ce courant primaire quel que soit V_T et il n'y aurait pas de compoundage. On est donc obligé de désolidariser partiellement les courants primaire et secondaire des transformateurs d'intensité, en leur imposant un courant magnétisant élevé, ce qui s'obtient en créant un entrefer important dans leur circuit magnétique. Il en résulte un surdimensionnement non négligeable.

Avec ce système, le courant d'excitation croît en même temps que le courant induit de la machine principale, ce qui correspond justement à ce qu'exige la théorie (lorsque le déphasage φ de la charge est constant). Mais le courant d'excitation ne s'ajuste pas exactement à la valeur désirée, notamment parce que le déphasage φ de la charge est variable ; c'est pourquoi on parfait le réglage à l'aide du pont de thyristors.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ utilisation des systèmes d'excitation

Les machines à courant continu sont de moins en moins utilisées. Par contre, les systèmes à diodes tournantes tendent à se généraliser pour les petites et moyennes puissances. Les réalisations à thyristors tournants sont encore rares, car le pilotage des thyristors est difficile à réaliser. Examinons maintenant, selon les diverses catégories d'utilisation, les dispositifs les plus employés.

□ les turboalternateurs débitant sur le réseau public

Il n'y a pas de préférence marquée entre les alternateurs-exciteurs (le plus souvent à diodes, fixes ou tournantes) et l'autoalimentation (plus fréquemment dérivation pure).

□ les alternateurs hydrauliques débitant sur le réseau public

On rencontre le plus souvent l'autoalimentation par dérivation pure. Lorsque les alternateurs-exciteurs sont utilisés, ils sont le plus souvent à diodes tournantes.

□ les alternateurs débitant sur un réseau indépendant

La solution la plus fréquente est l'autoalimentation avec compoundage.

□ les moteurs synchrones

La solution la plus fréquente est l'alternateur-exciteur avec diodes tournantes.

■ modalités de réglage de l'excitation

Dans les schémas des figures 4-23 et 4-24, une source de tension continue réglable doit être appliquée entre les bornes A et B , la puissance de cette source étant considérablement plus faible (de l'ordre de 100 fois) que la puissance d'excitation à régler.

Cette source peut être à nouveau une machine à courant continu. Mais actuellement on utilise plutôt des dispositifs purement statiques; l'alimentation de l'inducteur de l'excitatrice ou de l'alternateur-exciteur, et le réglage associé, sont alors réalisés au moyen d'un pont de thyristors.

Dans les schémas à autoalimentation (voir fig. 4-25 et 4-26), le réglage se fait directement par action sur le pont de thyristors. Cette dernière méthode est beaucoup plus rapide, la modification de la tension V_f , à partir d'un ordre extérieur, est quasi instantanée alors que, dans les systèmes utilisant des machines tournantes, la variation de V_f ne suit pas instantanément une variation de la tension appliquée entre A et B à cause de l'inductance du circuit d'excitation connectée entre ces deux points; la constante de temps de ce circuit est de l'ordre de 0,1 à 0,3 s. Cependant, cette valeur est généralement considérée comme acceptable vis-à-vis des performances de rétablissement de la stabilité après une forte perturbation (voir § 9).

Notons enfin que dans les schémas de la figure 4-24, les diodes du pont redresseur de puissance peuvent être remplacées par des thyristors ; cette technique n'est pas encore très développée par suite des difficultés de pilotage des thyristors tournants (cas de la figure 4-24-b).

4.2.4. Caractéristiques électriques principales des alternateurs

- les valeurs des impédances de court-circuit (réactances subtransitoires, transitoires et synchrones) et les constantes de temps associés sont données dans le paragraphe 4.1.2. du *Guide des protections*
- $\cos\varphi$ de la charge de 0,8 à 1
- rendement de 95 à 97 % à pleine charge
- qualité de la tension :
 - . taux de distorsion en tension de 4 % sur charge linéaire
 - . ± 5 % de variation en régime établi
 - . ± 15 à 20 % pour un impact de charge de ± 100 %.

4.3. Les génératrices asynchrones

■ constitution

On appelle génératrice asynchrone (GA) toute machine électrique tournante asynchrone, utilisée pour produire de l'énergie électrique.

L'énergie mécanique d'entraînement est fournie sur l'arbre du rotor. L'énergie électrique produite est récupérée au stator.

La construction d'une GA ne diffère pas fondamentalement de celle d'un moteur asynchrone (voir § 3.3.1.). Les principaux constituants sont :

- un stator bobiné
- un rotor, généralement à cage.

Tout moteur asynchrone, quel que soit son type (à cage ou à bagues, triphasé ou monophasé), peut être utilisé en génératrice asynchrone.

Pour les applications courantes (jusqu'à quelques dizaines de kW), on peut utiliser comme GA des moteurs asynchrones de série sans aucune modification.

Dans les plus fortes puissances et lorsque l'on cherche de meilleures performances (rendement, facteur de puissance), on utilisera des machines spécialement construites pour fonctionner en GA .

■ fonctionnement

Le fonctionnement théorique d'une GA est expliqué dans le paragraphe 3.3.1. (fonctionnement des moteurs asynchrones).

Sans discontinuité de couple ni de courant, une machine asynchrone passe du fonctionnement en moteur à celui en génératrice dès que son glissement change de sens, c'est-à-dire dès qu'elle tourne plus vite que sa vitesse de synchronisme.

En pratique, il suffit :

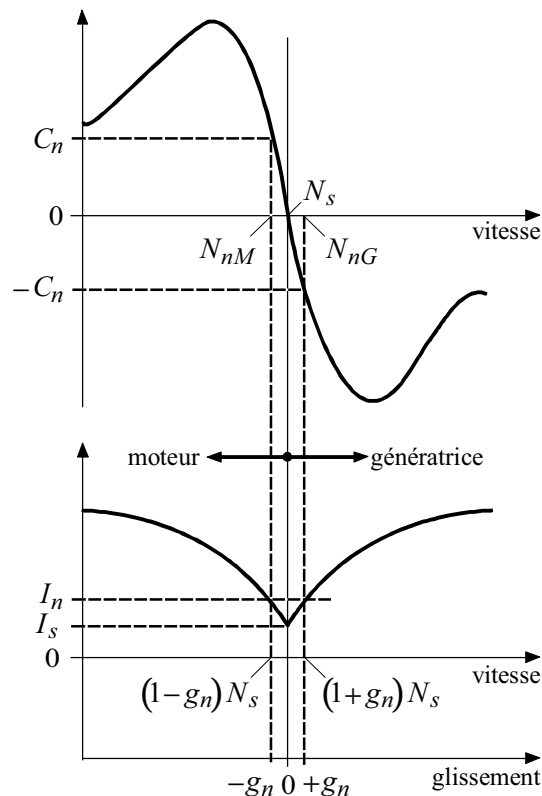
- d'une part, de créer le flux magnétique tournant en apportant au stator l'énergie réactive nécessaire
- d'autre part, d'entraîner mécaniquement la machine au-delà de sa vitesse de synchronisme, c'est-à-dire de lui fournir au moins l'énergie mécanique équivalente à ses pertes ; au-delà l'énergie mécanique excédentaire est transformée en énergie électrique active. Le rendement est déterminé par les pertes de puissance dans la machine.

4.3.1. Génératrice asynchrone couplée à un réseau de puissance infinie

Lorsque la *GA* est couplée au réseau de distribution ou de transport, celui-ci impose sa tension et sa fréquence. Par ailleurs, il fournit à la *GA* l'énergie réactive dont elle a besoin quel que soit son régime de fonctionnement.

■ courbes caractéristiques de fonctionnement

Les courbes du couple et du courant en fonction de la vitesse sont représentées sur la figure 4-27.



- C_n : couple nominal
- g_n : glissement nominal
- I_n : courant nominal
- I_s : courant à la vitesse de synchronisme
- N_{nM}, N_{nG} : vitesse nominale respectivement en moteur et en génératrice
- N_s : vitesse de synchronisme

Figure 4-27 : machine asynchrone : courbes caractéristiques de fonctionnement

On observe que le **couple** en *GA* est à peu près symétrique de celui du moteur par rapport au point de synchronisme.

La courbe du **courant** est à peu près symétrique par rapport à l'axe de glissement nul.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

□ **exemple**

Considérons un moteur asynchrone de 45 kW, 4 pôles, 50 Hz sous 400 V. En première approximation, on pourra déduire ses caractéristiques en *GA* de ses caractéristiques nominales en moteur, en appliquant les règles de symétrie (voir tableau 4-3).

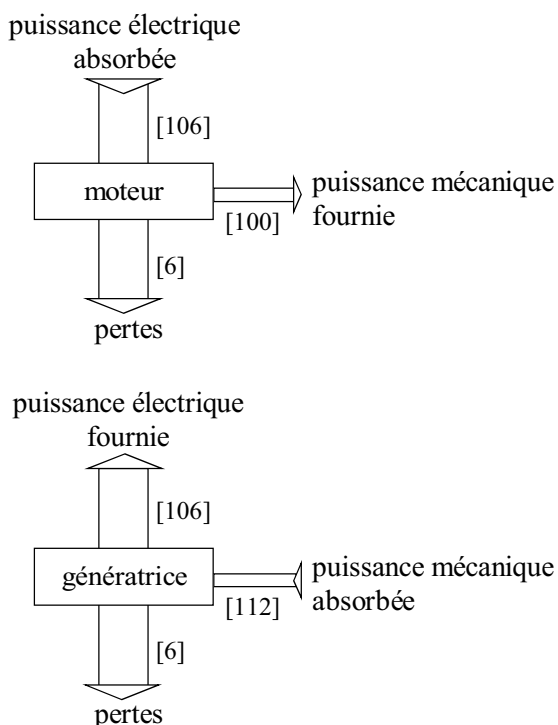
Caractéristiques	Moteur	<i>GA</i>
Vitesse de synchronisme (tr/min)	1 500	1 500
Vitesse nominale (tr/min)	1 465	1 535
Couple nominal (N.m)	+ 287	- 287
Courant nominal sous 400 V (A)	83 A (absorbé)	83 A (fourni)

Tableau 4-3 : comparaison des caractéristiques en moteur et en *GA*

■ **puissance active et rendement**

En pratique, on vérifie que la même machine, fonctionnant en moteur et en génératrice avec le même glissement, aura à peu près les mêmes pertes dans les deux cas, et donc un rendement pratiquement identique.

On en déduit que la puissance électrique nominale fournie, à même glissement, sera à peu près égale à la puissance électrique absorbée en moteur, c'est-à-dire à la puissance mécanique nominale du moteur divisée par son rendement (voir fig. 4-28).



Les chiffres entre crochets indiquent des ordres de grandeurs, en kW des puissances transmises.

Figure 4-28 : machine asynchrone - répartition des puissances

□ exemple

Un moteur électrique de 100 kW ayant un rendement de 94 % fournirait théoriquement en génératrice asynchrone une puissance nominale :

$$P_n = 100 / 0,94 = 106 \text{ kW}$$

■ couplage

Pour coupler une GA sur le réseau, on l'accélère progressivement jusqu'à sa vitesse de synchronisme N_s puis on met le stator sous tension. A cette vitesse, le couple de la machine est nul et le courant est minimal en régime établi (voir fig. 4-27).

L'ordre de couplage est donné par un tachymètre à seuil, utilisé également pour détecter le début d'un emballement.

L'ajustement de réglage du seuil se fait à la mise en service. En pratique, on le règle à environ 95 % de la vitesse de synchronisme pour tenir compte du temps de réponse des contacteurs.

On note ici un avantage important par rapport aux alternateurs ; le rotor de la GA n'étant pas polarisé lorsque le stator n'est pas encore sous tension, il n'est pas nécessaire de synchroniser le réseau et la machine au moment du couplage. Le couplage d'une GA sur le réseau est donc beaucoup plus simple que celui d'un alternateur.

Toutefois, il est nécessaire de mentionner un phénomène propre au couplage des GA qui peut, dans certains cas, être gênant. Le rotor de la GA , bien que non excité, possède toujours une certaine aimantation rémanente. Au couplage, lorsque les deux flux magnétiques, celui créé par le réseau et celui dû à l'aimantation rémanente du rotor, ne sont pas en phase, on observe au stator une pointe de courant très brève (une à deux alternances), associée à un surcouple instantané de même durée.

Pour limiter cette pointe (et le surcouple correspondant), on peut utiliser :

- des résistances de couplage insérées en série avec les phases du stator pendant environ une seconde au moment du couplage. Elles sont ensuite court-circuitées par un contact temporisé
- utiliser un gradateur en série avec les phases du stator, afin d'effectuer le couplage sous une tension réduite. La tension est ensuite augmentée progressivement jusqu'à la tension nominale, puis le gradateur est court-circuité.

Remarque : avant tout essai de couplage sur le réseau, il faut vérifier l'ordre de branchement des phases. On alimente la machine asynchrone pendant une fraction de seconde en moteur, elle doit tourner dans le même sens que la machine d'entraînement.

■ découplage

Le découplage involontaire par protection se traduit généralement par un passage en survitesse du groupe machine d'entraînement-génératrice, à moins que l'ensemble ne puisse être freiné très rapidement.

A cause de ces survitesses, appelées également **emballements**, on n'utilise pratiquement jamais de *GA* bipolaires (vitesse de synchronisme 3 000 tr/min à 50 Hz). Les *GA* tétrapolaires ne sont employées qu'à faible puissance ou lorsque le groupe comporte un frein mécanique à manque de courant. Les *GA* les plus utilisées possèdent 6 et 8 pôles ou même davantage (machines plus lentes, mais au détriment de $\cos\varphi$).

Il faut noter ici un nouvel avantage des *GA* sur les alternateurs autoexcités ; Lorsque la machine est découplée, elle est rapidement (quelques secondes) désexcitée et n'a plus de tension aux bornes, dans la mesure où les condensateurs sont déconnectés simultanément (sinon, la génératrice est auto-excitée par les condensateurs). C'est un avantage important pour la sécurité. En particulier, on ne risque pas d'alimenter inopinément une boucle locale alors que le réseau général a été coupé.

C'est la raison pour laquelle, en France, EDF impose des *GA* pour les couplages *BT* en dessous de 100 kVA.

■ compensation de la puissance réactive

On n'insérera les condensateurs aux bornes de la *GA* qu'une fois le couplage réalisé, pour éviter une autoexcitation de la machine à partir de l'aimantation rémanente lors de la montée en vitesse.

Lors d'un découplage involontaire par protection, la machine est auto-excitée par les condensateurs ; la surtension qui en résulte est importante. Aussi, afin de limiter cette surtension à une valeur acceptable par les condensateurs et la machine, il ne faut pas compenser plus de 90 % de la puissance réactive à vide. En basse tension, le problème est moins important car les résistances des liaisons condensateurs - génératrices amortissent ces surtensions.

Pour effectuer un découplage volontaire, il est donc préférable de déconnecter les condensateurs avant la manoeuvre de découplage.

La compensation se fait par une batterie de condensateurs de puissance réactive :

$$Q = P \tan \varphi \quad (\text{voir } \S 7)$$

P : puissance active

■ protections

Il existe deux catégories de protections :

- celles concernant le réseau
- celles concernant le groupe avec sa génératrice.

Les premières font l'objet de réglementations précises communes à tous les types de centrales électriques. Pour la France, par exemple, on observera la spécification imposée par EDF en couplage MT et BT (voir *Guide technique de la distribution* B 61.4).

Les principales **protections du réseau** sont celles à :

- maximum et minimum de tension
- maximum et minimum de fréquence
- minimum de puissance ou retour de puissance active (fonctionnement en moteur)
- maximum de courant pour détecter les défauts de couplage de la génératrice.

Les principales **protections du groupe** sont :

- arrêt sur détection de début d'emballement
- protection à image thermique (voir § 7.7. du *Guide des protections*), complétée généralement par des sondes de température dans le bobinage
- protection à maximum de composante inverse (voir § 7.8 du *Guide des protections*).

■ utilisations particulières

Certains types d'installation utilisent des machines asynchrones couplées au réseau fonctionnant tantôt en moteur, tantôt en génératrice. Nous allons voir deux exemples assez courants d'utilisation.

□ freinage hypersynchrone

La machine asynchrone est utilisée comme frein lorsque la charge devient entraînante. Cette utilisation se rencontre surtout en levage pour freiner la descente d'une charge.

Citons également le cas particulier des moteurs électriques à deux vitesses. Au passage de la grande à la petite vitesse, on a une phase de freinage hypersynchrone, celui-ci est assez brutal. En effet, au changement de vitesse, la machine est assez loin de sa vitesse de synchronisme et le couple de freinage peut atteindre des valeurs très importantes (plusieurs fois le couple nominal, voir § 3.3.5).

□ utilisation mixte moteur-générateur

Ce type d'installation se rencontre en particulier dans certaines meuneries (usine pour la transformation des grains en farine) où les machines du moulin sont entraînées par des turbines hydrauliques.

La machine asynchrone couplée au réseau est utilisée tantôt en moteur, tantôt en génératrice.

Lorsque la turbine ne fournit pas assez de puissance par rapport aux besoins du moulin, le groupe a tendance à ralentir ; la machine asynchrone travaille alors en moteur et apporte le complément de puissance nécessaire. Inversement, lorsque la turbine fournit trop de puissance, le groupe tend à accélérer ; la machine asynchrone travaille en génératrice et envoie l'excédent de puissance sur le réseau.

Ce type de montage est simple et fiable. La régulation de vitesse et la répartition des puissances se font naturellement sans automatisme complémentaire.

■ conclusion

Moyennant certaines précautions élémentaires, l'emploi d'une machine asynchrone comme générateur couplé au réseau est simple et présente de nombreux avantages par rapport à l'emploi d'un alternateur.

Cela explique la quasi-généralisation des génératrices asynchrones dans ce type d'application en petites et moyennes puissances (1 à 800 kW). Le choix en faveur d'une génératrice asynchrone s'impose presque toujours.

4.3.2. Génératrice asynchrone alimentant un réseau indépendant

Ce type d'utilisation des *GA* est moins courant et réservé en pratique aux machines de faible ou moyenne puissance (mais restant inférieure à 100 kW environ).

Le problème est double :

- la *GA* , par nature, ne fournit pas d'énergie réactive, contrairement à l'alternateur. De plus, il faudra lui fournir son énergie d'excitation
- comme pour toute source autonome d'énergie, il faudra stabiliser la tension et la fréquence du réseau.

■ apport de puissance réactive

Le fonctionnement de la machine asynchrone repose sur l'existence d'un flux magnétique tournant, créé par le bobinage statorique et traversant l'entrefer. Cette excitation consomme une certaine puissance réactive Q , qui varie avec la puissance active P de la machine :

$$Q = S \sin \varphi = P \tan \varphi$$

S : puissance apparente de la machine

A cette énergie réactive consommée par la génératrice s'ajoute éventuellement celle consommée par certaines charges sur le réseau (moteurs électriques par exemple).

Il va donc falloir incorporer, dans le réseau, une source d'énergie réactive correctement dimensionnée. On utilise généralement des batteries de condensateurs, comportant plusieurs étages adaptables aux besoins.

□ exemple

Dans un réseau isolé consommant 50 kW avec $\cos \varphi = 0,9$ (soit $\tan \varphi = 0,48$), alimenté par une génératrice asynchrone ayant un $\cos \varphi$ de 0,8 à 50 kW (soit $\tan \varphi = 0,75$), on utilisera une batterie de condensateurs fournissant :

$$(50 \times 0,48) + (50 \times 0,75) = 62 \text{ kvar}$$

■ excitation, désexcitation

La création du flux magnétique dans la génératrice se fait de la façon suivante : supposons la GA à l'arrêt, ses condensateurs d'excitation aux bornes, mais non connectée sur des charges actives. Lorsque l'on accélère progressivement la GA , on constate l'apparition d'une tension aux bornes à partir d'une certaine vitesse (environ la moitié de la vitesse de synchronisme). Cette tension augmente avec la vitesse.

Lorsque la vitesse de synchronisme est atteinte, on peut charger la génératrice.

La création du flux magnétique est due à l'aimantation rémanente de la génératrice. Celle-ci suffit à amorcer l'excitation de l'ensemble génératrice-condensateurs. Il suffit que la génératrice ait été mise une fois sous tension (en général, lors des essais de série chez le constructeur) pour conserver une aimantation rémanente durable.

Remarque : il peut néanmoins arriver qu'une GA soit totalement désaimantée. Cela se produit, en particulier, lorsqu'elle a subi une très forte surcharge ou lorsque l'on essaie de la démarrer avec une charge aux bornes.

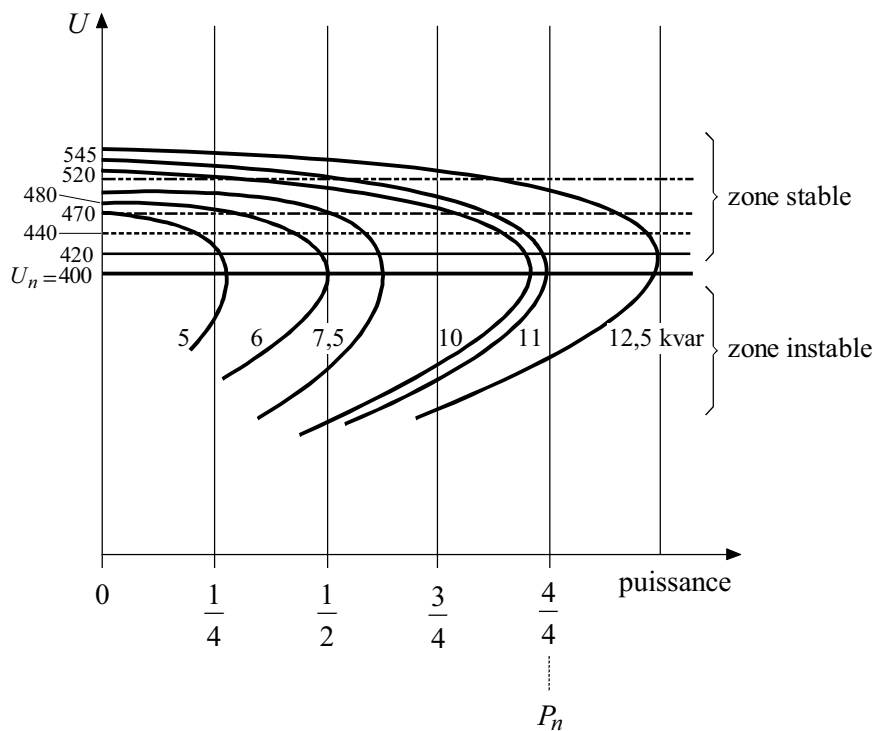
Si la machine est totalement désaimantée, elle ne s'excitera pas au démarrage. Mais il est alors facile de la réaimanter, il suffit, par exemple, d'appliquer momentanément (quelques secondes) aux bornes d'une phase une tension continue même faible (pile ou batterie d'accumulateurs).

On évite facilement cet incident en prévoyant une séquence de démarrage correcte et en protégeant la génératrice contre les surcharges.

■ courbes caractéristiques

A la fréquence nominale, une GA délivre une tension qui dépend de la puissance active fournie et de la valeur des condensateurs d'excitation.

Pour chaque GA on peut tracer un réseau de courbes telles que celles qui sont représentées sur la figure 4-29.



P_n : puissance nominale

U_n : tension nominale

Figure 4-29 : courbes caractéristiques de fonctionnement d'une génératrice asynchrone - exemple d'une machine de 13 kW et 6 pôles

On suppose que le réseau ne comporte que des charges résistives, autrement dit que les condensateurs ne sont utilisés que pour l'excitation de la GA . On suppose également qu'on règle la machine d'entraînement de façon à maintenir la fréquence nominale. La forme des courbes est à peu près la même pour toutes les GA .

Sur l'exemple de la figure 4-29, on constate en particulier que :

- au **point de fonctionnement nominal** (13 kW), on obtient la tension nominale $U_n = 400V$ à condition d'utiliser une batterie de condensateurs de 11 kvar
- à **mi-charge**, on obtient $U = 520V$, soit 130 % de U_n , si l'on conserve la batterie de 11 kvar ; pour retrouver U_n , il faut seulement des condensateurs de 6 kvar
- à **vide**, la tension est de 545 V pour 11 kvar, 480 V pour 6 kvar, 470 V pour 5 kvar
- si l'on **surcharge** la machine, pour une excitation donnée, on constate que la courbe s'incurve brutalement ; la machine se désaimante rapidement.

En **résumé**, pour maintenir la tension constante, il faut adapter la puissance réactive fournie à la demande de puissance active.

■ utilisation pratique

Pour qu'une GA alimente un réseau isolé dans de bonnes conditions, il faut que les égalités suivantes se réalisent, à tension et fréquence nominales :

- puissance active consommée = puissance active produite
- puissance réactive consommée = puissance réactive produite.

Pour obtenir le résultat, on jouera, suivant l'installation, sur :

- la puissance fournie par la machine d'entraînement
- la puissance active consommée, en modifiant la charge active de l'installation
- la capacité, donc la puissance réactive de la batterie de condensateurs.

□ utilisations sans régulateur

Lorsque l'on tolère certaines variations de tension et de fréquence, il n'est pas nécessaire de prévoir un régulateur sophistiqué. Citons deux cas courants :

- pour les **petits groupes électrogènes** de quelques kVA, certains constructeurs utilisent des *GA* spéciales sans régulation.
Ces génératrices ont des courbes caractéristiques très plates ; la tension reste dans une plage de $\pm 10\%$, quelle que soit la charge active sur la génératrice, de 0 à pleine charge.
Ces petits groupes sont simples et robustes. Ils conviennent bien pour les applications courantes en très faible puissance (éclairage, résistances, petits moteurs universels), mais ils ne conviennent pas pour l'entraînement de moteurs asynchrones, qui consomment une puissance réactive non négligeable.
- lorsque la *GA* alimente seulement une **installation de chauffage**, par résistances aériennes ou par thermoplongeurs, on peut se dispenser d'une régulation. En effet, la tension et la fréquence peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs nominales sans gêne pour l'utilisateur.
Le cas d'application le plus fréquent concerne l'utilisation de turbines hydrauliques pour le chauffage de maisons d'habitation. On admet couramment des variations de fréquence et/ou de tension de l'ordre de 20 %.
Le système turbine-*GA*-condensateurs-résistances s'équilibre de lui-même sans automatisme complexe.
Il est néanmoins prudent de protéger l'installation lorsque les caractéristiques sortent de leurs tolérances.

□ régulation

Lorsque la puissance consommée par l'utilisateur ou la puissance fournie par la machine d'entraînement varient et que l'on souhaite néanmoins maintenir la fréquence et la tension dans des tolérances réduites, il faut prévoir un dispositif de régulation. Ce dispositif aura pour but de maintenir des caractéristiques électriques correctes en jouant sur un ou plusieurs des paramètres :

- puissance active fournie (machine d'entraînement)
- puissance active consommée (charges sur le circuit d'utilisation)
- puissance réactive fournie (généralement, condensateurs).

Le **réglage de la machine d'entraînement** utilise des dispositifs classiques ; en général, à partir d'une indication de vitesse du groupe (tachymètre) ou de fréquence sur le circuit d'utilisation, on règle la machine d'entraînement, c'est-à-dire l'alimentation d'un moteur thermique ou le débit d'une turbine hydraulique.

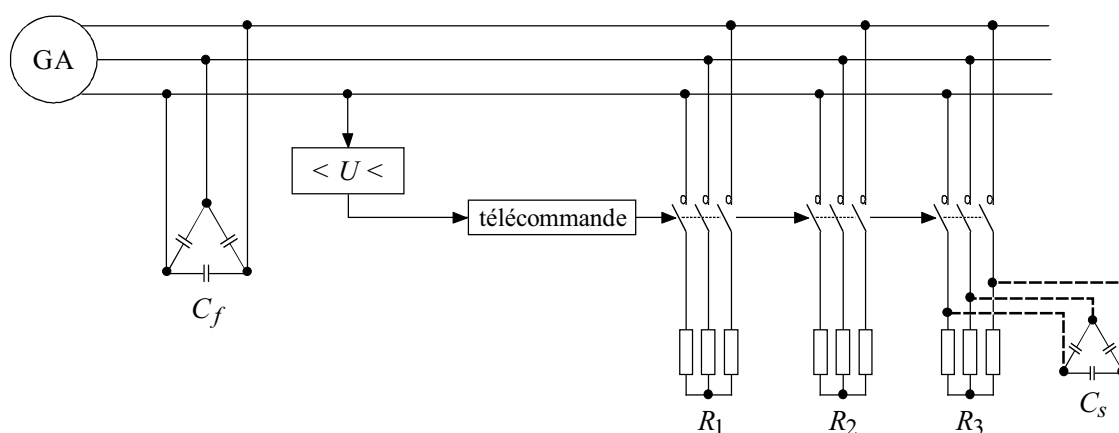
Cependant, ces dispositifs ont généralement des temps de réaction assez longs (au moins de l'ordre de la seconde). Sur une variation brusque de consommation, la fréquence et la tension ne se rétablissent pas très rapidement ; cela est gênant en particulier pour l'éclairage et le démarrage des moteurs électriques.

Même lorsque ce type de régulation est utilisé, on l'associe de plus en plus à une régulation électronique sur la puissance consommée (par exemple par absorption d'énergie, voir ci-après) pour palier cet inconvénient.

- **régulation simplifiée**

Il s'agit d'adapter la puissance consommée à la puissance produite en modifiant automatiquement la charge d'utilisation.

Le cas le plus courant concerne l'utilisation d'une turbine hydraulique pour alimenter des résistances chauffantes dans l'air ou dans l'eau. Le dispositif est schématisé sur la figure 4-30.



- C_f : batterie fixe de condensateurs
 C_s : batterie secondaire de condensateurs
 R_1, R_2, R_3 : résistances chauffantes

Figure 4-30 : régulation simplifiée

La charge est constituée de plusieurs crans de résistances chauffantes.

Un relai à minimum et maximum de tension commande automatiquement l'ouverture et la fermeture des contacteurs d'alimentation des crans de résistances.

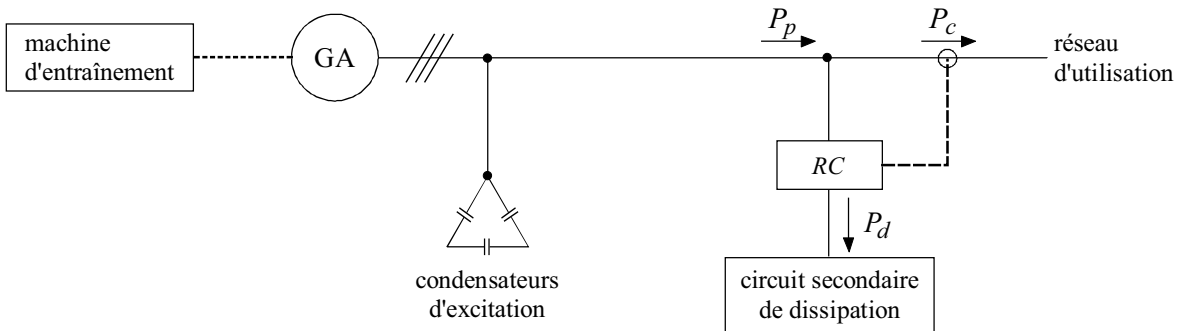
Ce dispositif très simple permet de maintenir la tension dans une plage correcte (par exemple $\pm 5\%$).

Lorsque la GA a une courbe caractéristique tension-charge assez plate, on se contente d'une batterie fixe de condensateurs. Sinon, on complète la batterie principale de condensateurs par des condensateurs secondaires en parallèle sur les résistances, derrière les contacteurs.

Certains constructeurs proposent des armoires électriques standards fondées sur ce principe ; elles intègrent ce type de régulation ainsi que les automatismes de démarrage et d'arrêt et les protections.

• **régulation par absorption d'énergie**

Ce type de régulation est de plus en plus employé. Le **principe**, schématisé sur la figure 4-31, est le suivant : on met en dérivation sur le circuit d'utilisation un circuit secondaire non prioritaire.



- P_c : puissance consommée
- P_d : puissance dérivée
- P_p : puissance produite
- RC : régulateur de charge

Figure 4-31 : régulation par absorption d'énergie

Les charges de ce circuit sont mises en service ou au contraire éliminées sur instruction d'un régulateur de charge. Ce régulateur cherche continuellement à maintenir les caractéristiques de fréquence et tension correctes sur le circuit principal d'utilisation en ajoutant ou en retirant des charges sur le circuit secondaire.

Il se comporte comme un aiguillage répartissant la puissance P_p produite par la GA entre le réseau d'utilisation (puissance P_c) et le circuit secondaire (puissance P_d).

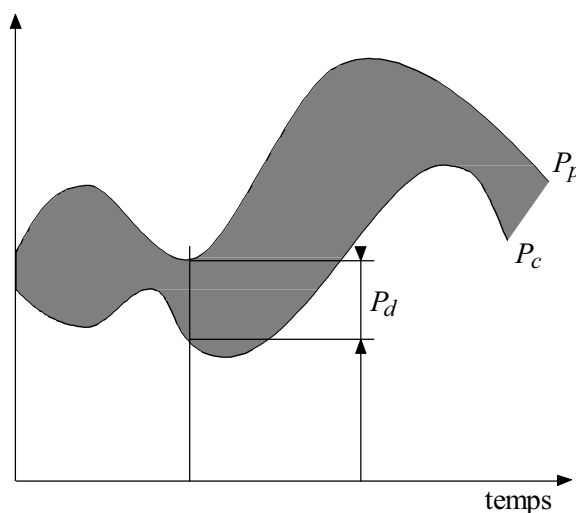
On a en permanence l'égalité :

$$P_p - P_d = P_c$$

La fréquence et la tension sur le réseau d'utilisation restent stables quand P_p et/ou P_c varient.

La figure 4-32 schématise la répartition de la puissance produite lorsque les puissances varient dans le temps :

- les variations de la puissance consommée sont dues aux variations des besoins de l'utilisateur
- les variations de la puissance produite sont dues à des causes naturelles (variation de la chute pour une turbine hydraulique, vitesse du vent pour une éolienne) ou à un réglage de la machine d'entraînement lorsque l'on cherche à économiser l'énergie primaire (réglage en débit d'une turbine hydraulique, consommation d'un moteur thermique).



P_c : puissance consommée

P_d : puissance dérivée

P_p : puissance produite

Figure 4-32 : répartition de la puissance produite

Une description détaillée des différents types de régulateurs par absorption d'énergie proposés par les constructeurs serait trop longue.

Mais, on peut faire les remarques suivantes :

- le paramètre de régulation peut être la fréquence ou la tension sur le réseau d'utilisation ou encore une combinaison des deux. Les régulateurs les plus évolués intègrent les deux paramètres de façon à garder la tension et la fréquence très proches de leurs valeurs nominales dans toutes les conditions de fonctionnement
- la régulation par absorption d'énergie ne fonctionne que si le régulateur dispose d'une réserve de puissance sur le circuit secondaire, sinon, en cas d'appel de puissance sur le réseau d'utilisation, il ne peut pas répondre à cet appel

- l'énergie dans le circuit secondaire, nécessaire au bon fonctionnement, est généralement dissipée dans des résistances aériennes. Elle est alors perdue, ce qui n'a souvent pas d'importance lorsque l'énergie primaire est gratuite et non stockable (cas des minicentrales au fil de l'eau sans réservoir de stockage ou des éoliennes). On peut toujours prévoir d'utiliser cette énergie, mais cette utilisation sera non prioritaire et devra pouvoir être interrompue au profit du réseau principal d'utilisation
- la régulation par absorption d'énergie peut être combinée sans inconvénient avec une régulation sur la puissance produite (voir régulation simplifiée, ci-avant). On obtient alors une régulation dite mixte. Par exemple, on peut compléter la régulation traditionnelle d'une turbine hydraulique par une régulation par absorption d'énergie qui peut alors n'être dimensionnée que pour une fraction réduite de la puissance totale installée
- ce type de régulateur par absorption est de plus en plus utilisé pour des sources autonomes d'énergie telles que minicentrales hydroélectrique ou éoliennes. Certains constructeurs proposent des régulations pour des puissances pouvant atteindre 500 kW. Au-delà on utilise de préférence des régulations mixtes.

□ compensation de la puissance réactive

Dans le cas le plus général, il faut fournir de l'énergie réactive :

- à la génératrice asynchrone
- aux charges d'utilisation qui en consomment.

Pour alimenter en énergie réactive ces deux types de consommation, on dispose, en parallèle sur le circuit, une source d'énergie réactive de puissance adéquate. C'est généralement une batterie de condensateurs à un ou plusieurs gradins qui, selon les cas, sera fixe, ajustable manuellement (par crans) ou automatiquement.

• compensation de la génératrice

Les courbes caractéristiques donnent la valeur de l'énergie d'excitation en fonction de la charge de la machine :

- si la charge varie peu, on peut se contenter d'une batterie de condensateurs fixes ; la tension variera très peu
- si la charge varie beaucoup, les variations de tension peuvent devenir trop fortes ; il faut alors un système réglable.

- **compensation des charges réactives**

Le cas le plus courant concerne les moteurs électriques asynchrones. Suivant leur nombre et leur puissance, on utilisera l'une, l'autre ou les deux solutions suivantes :

- compensation individuelle des moteurs par branchement de condensateurs permanents directement à leurs bornes
- compensation générale du circuit, fixe, ajustable manuellement ou automatiquement.

Ce problème de compensation complique un peu l'installation par rapport à un alternateur qui fournit automatiquement le courant réactif appelé par la charge.

C'est le seul avantage important des alternateurs sur les GA , mais cet avantage peut être décisif lorsque le circuit d'utilisation a un $\cos\varphi$ très variable.

- **pilotage et protection**

Les seuls dispositifs particuliers sont :

- la temporisation de couplage du circuit de charge pour éviter une désexcitation de la machine au démarrage
- la commande des condensateurs d'excitation, manuelle ou automatique suivant les cas.

- **couplage de plusieurs générateurs en parallèle**

Le couplage en parallèle de plusieurs génératrices asynchrones alimentant un réseau indépendant ne présente aucune difficulté particulière. Si les génératrices sont utilisées avec un dispositif de régulation par absorption d'énergie, on pourra se contenter d'un seul régulateur.

Le couplage en parallèle sur un réseau indépendant de deux générateurs composés l'un d'une génératrice asynchrone, l'autre d'un alternateur, se présente différemment selon la puissance respective des deux générateurs :

- si l'alternateur est plus puissant que la GA , c'est lui qui pilote le réseau ; la GA , sans régulation, sera couplée comme sur un réseau de puissance infinie
- si l'alternateur est de plus faible puissance que la GA , il faut assurer la régulation de celle-ci. On veillera à bien ajuster le courant réactif nécessaire à l'excitation et à la charge, pour que l'alternateur travaille avec un facteur de puissance correct.

4.4. Avantages comparés des alternateurs et des génératrices asynchrones

■ connexion à un réseau de puissance "infinie"

Pour des puissances pas très importantes, jusqu'à quelques MW, la génératrice asynchrone ne présente que des avantages par rapport à l'alternateur :

- **meilleure fiabilité** : construction plus simple et généralement plus robuste, aucun bobinage tournant (pas de bagues ni de balais), rotor massif supportant bien l'emballement (turbines hydrauliques, éoliennes)
- **simplicité et sécurité d'utilisation** : couplage plus facile, appareillage plus simple, aucun risque d'alimentation inopinée d'une portion de réseau (voir § 4.3.1., découplage).

Le seul avantage de l'alternateur est sa capacité à fournir de l'énergie réactive. Cet avantage n'est intéressant que si l'alternateur a une puissance suffisante par rapport aux besoins locaux du réseau.

■ alimentation d'un réseau indépendant

Les qualités de simplicité et de robustesse des *GA* restent valables.

Les *GA* peuvent être utilisées pour alimenter un réseau indépendant lorsqu'il s'agit d'installations simples (besoins ménagers, chauffage, charges résistives).

En revanche, lorsque le réseau à alimenter devient plus complexe, en particulier lorsque son $\cos\phi$ varie constamment, l'alternateur devient alors mieux adapté. En effet, il fournit à tout moment l'énergie réactive dont le réseau a besoin alors que dans les mêmes conditions, il faut associer à une génératrice asynchrone un système complexe de compensation automatique de la puissance réactive.

Le choix entre les deux types de générateurs dépend donc des caractéristiques du réseau à alimenter. Le tableau 4-4 donne quelques indications sommaires.

Caractéristiques du réseau	Type de générateur
Faible puissance Chauffage air ou eau Eclairage Petits appareils électroménagers	<i>GA</i>
$\cos\phi$ variable Nombreux moteurs électriques	Alternateur

Tableau 4-4 : choix du type de générateur selon les caractéristiques d'un réseau indépendant

■ **zones d'emploi des alternateurs et des génératrices asynchrones** (voir tableau 4-5)

Puissances	Connexion au réseau de distribution	Alimentation d'un réseau indépendant
Faibles (jusqu'à 50 kW environ)	<i>GA</i>	<i>GA</i> de préférence
Moyennes (50 kW à 5 MW environ)	<i>GA</i> de préférence	Alternateur de préférence
Fortes (> 5 MW)	Alternateur	Alternateur

Tableau 4-5 : zones d'emploi des alternateurs et des génératrices asynchrones

4.5. Les alimentations sans interruption (ASI)

Le principe de fonctionnement et les différents schémas des alimentations sans interruption sont décrits dans le paragraphe 1.6.3.

Il est intéressant d'indiquer dans cette partie les caractéristiques électriques principales des ASI.

□ **caractéristiques électriques principales**

- puissance unitaire de quelques kVA à 600 kVA
- qualité de la tension :
 - . taux de distorsion en tension de 5 % sur charge linéaire
 - . + 10 % / - 8 % pour un impact de charge de ± 100 %.
- capacité de surcharge :
 - . 50 % pendant 1 min.
 - . 25 % pendant 10 min.
- autonomie de la batterie :
 - . 10, 15 ou 30 min.

5. Les surtensions et la coordination de l'isolement

5. LES SURTENSIONS ET LA COORDINATION DE L'ISOLEMENT

Différents types de surtension peuvent apparaître dans les réseaux industriels. Il faut donc installer des dispositifs permettant de diminuer leur amplitude et choisir le niveau d'isolement des équipements afin de réduire les risques de défaut à un niveau acceptable.

5.1. Les surtensions

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel, définie par la norme CEI 71-1.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre.

■ origine des surtensions

Les surtensions peuvent être d'origine interne ou externe.

□ origine interne

Ces surtensions sont causées par un élément du réseau considéré et ne dépendent que des caractéristiques et de l'architecture du réseau lui-même.

A titre d'exemple, la surtension qui apparaît à la coupure du courant magnétisant d'un transformateur.

□ origine externe

Ces surtensions sont provoquées ou transmises par des éléments externes au réseau, dont on peut citer à titre d'exemple :

- surtension provoquée par la foudre
- propagation d'une surtension HT à travers un transformateur vers un réseau interne d'usine.

■ classification des surtensions

La norme CEI 71-1 donne la classification des surtensions selon leur durée et leur forme.

Selon la durée, on distingue les surtensions temporaires et les surtensions transitoires :

- **surtension temporaire** : surtension à fréquence industrielle de durée relativement longue (de quelques périodes à quelques secondes).
- **surtension transitoire** : surtension de courte durée ne dépassant pas quelques millisecondes, oscillatoire ou non, généralement fortement amortie.

Les surtensions transitoires sont divisées en :

- . surtension à front lent
- . surtension à front rapide
- . surtension à front très rapide.

■ formes de tensions normalisées

La norme CEI 71-1 donne les formes d'ondes normalisées utilisées pour effectuer les essais des matériels :

- **tension de courte durée à fréquence industrielle** : c'est une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz et de durée égale à 60 s.
- **tension de choc de manoeuvre** : c'est une tension de choc ayant une durée jusqu'à la crête de 250 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 2500 μ s.
- **tension de choc de foudre** : c'est une tension de choc ayant une durée de front montant de 1,2 μ s et une durée de descente jusqu'à la mi-valeur de 50 μ s.

■ conséquences des surtensions

Les surtensions dans les réseaux électriques provoquent des dégradations du matériel, une baisse de la continuité de service et un danger pour la sécurité des personnes.

Les conséquences peuvent être très diverses suivant la nature des surtensions, leur amplitude et leur durée. Elles sont résumées dans ce qui suit :

- claquage du diélectrique isolant des équipements dans le cas où la surtension dépasse leur tenue spécifiée
- dégradation du matériel par vieillissement, causé par des surtensions non destructives mais répétées
- perte de l'alimentation suite aux coupures longues causées par la destruction d'éléments du réseau

- perturbation des circuits de contrôle - commande et de communication à courants faibles par conduction ou rayonnement électromagnétique
- contraintes électrodynamiques (destruction ou déformation de matériel) et thermiques (fusion d'éléments, incendie, explosion) causées essentiellement par les chocs de foudre
- danger pour l'homme et les animaux suite aux élévations de potentiel et à l'apparition des tensions de pas et de toucher.

5.1.2. Surtensions à fréquence industrielle

Les surtensions à fréquence industrielle ont généralement pour origine :

- un défaut à la terre
- une résonance ou une ferro-résonance
- une rupture du conducteur neutre
- un défaut d'un régulateur de tension d'un alternateur ou d'un régleur en charge de transformateur
- une surcompensation de l'énergie réactive suite à un défaut d'un régulateur varométrique
- un délestage de charge, notamment lorsque la source d'alimentation est un alternateur.

5.1.2.1. Surtension provoquée par un défaut à la terre

Les surtensions qui apparaissent lors d'un défaut à la terre dépendent fortement du régime de neutre du réseau considéré.

■ neutre isolé (MT ou BT) ou mis à la terre par impédance (MT)

La figure 5-1 montre que lors d'un défaut à la terre franc, la tension entre le point neutre et la terre devient égale à la tension simple :

$$|V_{Neutre}| = V_n$$

V_n : tension simple nominale

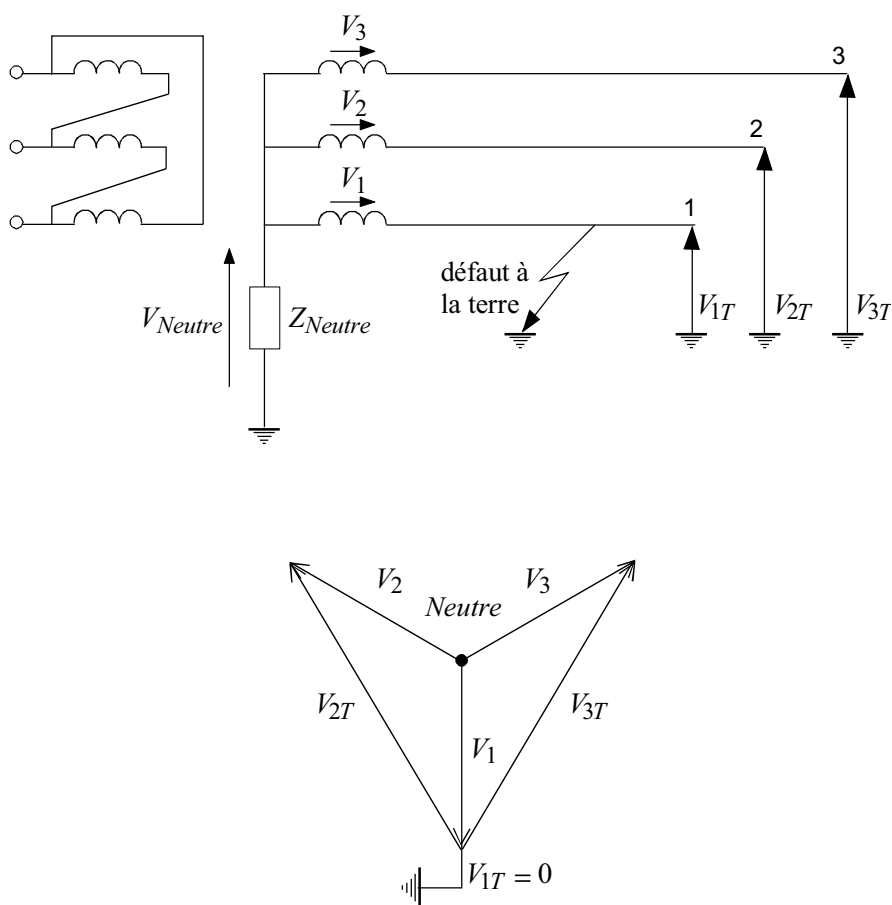
Pour un défaut sur la phase 1, $V_{Neutre} = -V_1$.

La tension phase-terre des phases saines devient donc égale à la tension composée :

$$V_{2T} = V_{Neutre} + V_2 = V_2 - V_1$$

$$V_{3T} = V_{Neutre} + V_3 = V_3 - V_1$$

d'où $|V_{2T}| = |V_{3T}| = \sqrt{3} V_n$



- V_1, V_2, V_3 : tensions phase-neutre
- V_{1T}, V_{2T}, V_{3T} : tensions phase-terre
- Z_{Neutre} : impédance de mise à la terre ($Z_{Neutre} = \infty$ pour un neutre isolé)

Figure 5-1 : surtension sur un réseau à neutre isolé ou mis à la terre par impédance lors d'un défaut monophasé à la terre

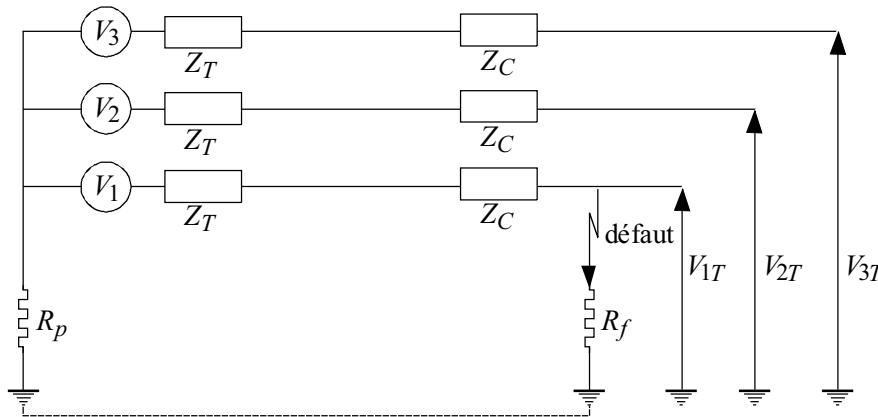
Note 1 : pour un neutre mis à la terre par impédance, la valeur de Z_{Neutre} est très supérieure à la valeur des impédances du transformateur et du câble et de la résistance de défaut, c'est la raison pour laquelle $V_{Neutre} = -V_1$.

Note 2 : dans les réseaux de distribution publique aériens, il existe des défauts très résistants (plusieurs kΩ), de valeur proche ou supérieure à l'impédance de mise à la terre. Dans ce cas, un défaut très résistant provoquera une surtension inférieure à $\sqrt{3} V_n$.

■ neutre mis directement à la terre (HT ou MT)

Lors d'un défaut à la terre d'une phase du réseau, il s'établit un courant élevé qui circule dans le circuit formé par la phase en défaut, la terre et la prise de terre du neutre (voir fig. 5-2).

Au point de défaut, le système des tensions triphasées est perturbé. La tension de la phase en défaut par rapport à la terre est presque nulle si l'on néglige la résistance de défaut. Les tensions des deux autres phases par rapport à la terre sont supérieures à la tension simple, tout en restant inférieures à la tension composée.



- V_1, V_2, V_3 : tensions simples
- Z_T : impédance du transformateur
- Z_C : impédance du câble
- R_p : résistance de la prise de terre du neutre
- R_f : résistance du défaut

Figure 5-2 : schéma équivalent d'un défaut phase-terre lorsque le neutre est mis directement à la terre

Ainsi, on définit un facteur de défaut à la terre k caractérisant la surtension phase-terre apparaissant sur les phases saines :

$$V_{2T} = V_{3T} = k V_n$$

V_n : tension simple nominale

Les calculs par la méthode des composantes symétriques (voir § 4.2.2. du *Guide des protections*) permettent de déterminer la valeur de k en fonction des impédances directes, inverses et homopolaires :

$$k = \left| 1 - \frac{Z_d + a^2 Z_i + a Z_0}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3 R_f} \right|$$

Dans la plupart des réseaux, les alternateurs sont suffisamment éloignés pour prendre l'approximation $Z_d = Z_i$; on a alors :

$$k = \left| 1 + \frac{a(Z_d - Z_0)}{2Z_d + Z_0 + 3R_f} \right|$$

Des abaques permettent de déterminer le facteur k pour une résistance du défaut nulle ($R_f = 0$) en fonction des rapports $\frac{R_0}{X_d}$ et $\frac{X_0}{X_d}$ pour $R_d = 0$ et $R_d = 0,5 X_d$ (voir fig. 5.3. et 5.4.).

avec :

R_d : résistance directe vue du point de défaut

X_d : réactance directe vue du point de défaut

R_0 : résistance homopolaire vue du point de défaut

X_0 : réactance homopolaire vue du point de défaut

Lorsque la résistance du défaut n'est pas nulle, on voit dans la formule exprimant k que la surtension est plus faible. Le calcul de la surtension avec une résistance de défaut nulle fournit donc une valeur par excès.

En reprenant le schéma de la figure 5-2, on peut déterminer ces impédances pour un cas pratique :

en posant :

$$\left. \begin{array}{l} Z_T = R_T + j X_T \\ Z_C = R_C + j X_C \end{array} \right\} \text{impédances directes}$$

$$\left. \begin{array}{l} Z_{0T} = R_T + j X_{0T} \\ Z_{0C} = R_C + j X_{0C} \end{array} \right\} \text{impédances homopolaires}$$

on détermine :

$$R_d = R_T + R_C$$

$$X_d = X_T + X_C$$

$$R_0 = 3R_p + R_T + R_C$$

$$X_0 = X_{0T} + X_{0C}$$

Nota : il apparaît un facteur 3 devant R_p , la raison est expliquée figure 4-11 du *Guide des protections des réseaux industriels*.

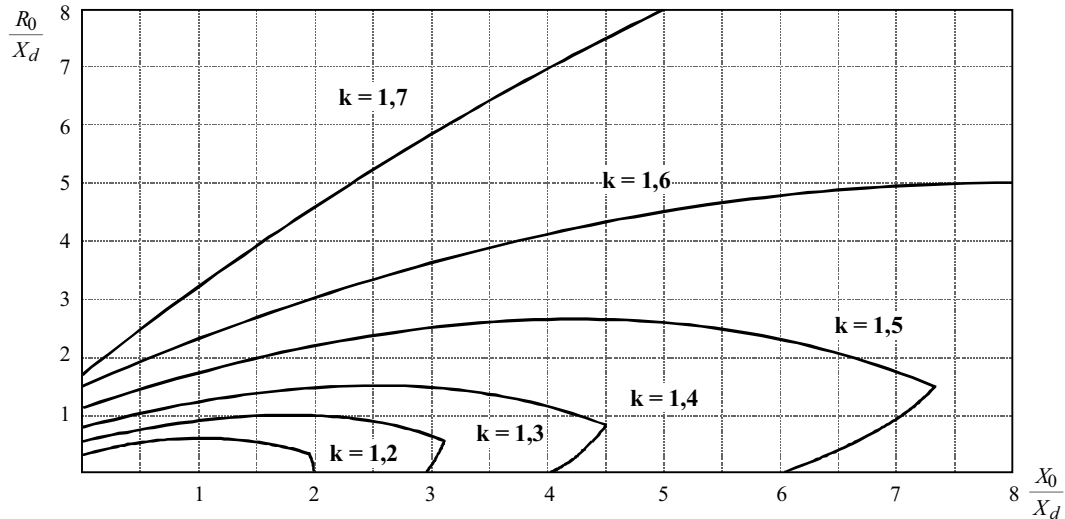


Figure 5-3 : facteur de défaut à la terre en fonction des rapports $\frac{X_0}{X_d}$ et $\frac{R_0}{X_d}$ pour $R_d = 0$ et $R_f = 0$

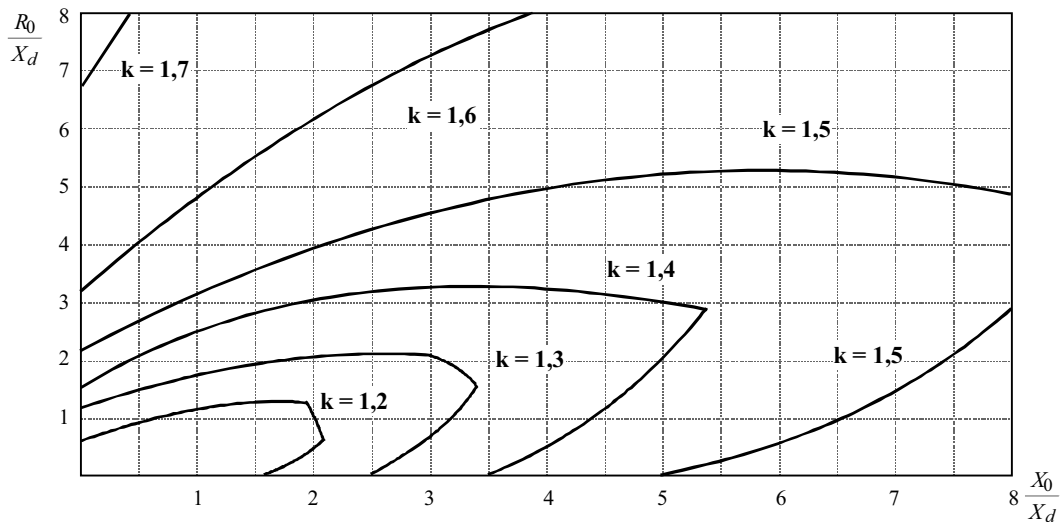


Figure 5-4 : facteur de défaut à la terre en fonction des rapports $\frac{X_0}{X_d}$ et $\frac{R_0}{X_d}$ pour $R_d = 0,5 X_d$ et $R_f = 0$

□ exemple

On considère un transformateur YNyn, 33 kV / 11 kV de puissance $S_n = 24 \text{ MVA}$ (voir CEI 909-2 tableau 3 A) alimentant un réseau de câble 240 mm² Alu dont le départ le plus long est de 5 km. La résistance de la prise de terre du neutre est 0,5 Ω .

- caractéristiques du transformateur :

$$U_{cc} = 24,2 \%$$

$$\frac{R_T}{X_T} = 0,046$$

$$\frac{X_{0T}}{X_T} = 0,7$$

on déduit
$$X_T = U_{cc} \times \frac{U_n^2}{S_n} = 0,242 \times \frac{(11 \times 10^3)^2}{24 \times 10^6} = 1,22 \Omega$$

$$R_T = 0,056 \Omega$$

$$X_{0T} = 0,85 \Omega$$

Nota : la valeur de U_{cc} est très élevée par rapport aux transformateurs alimentant un réseau à neutre mis à la terre par résistance de limitation. Il s'agit d'un transformateur du Royaume-Uni adapté au régime de neutre mis directement à la terre.

La tension de court-circuit est volontairement choisie élevée afin de minimiser le courant de court-circuit. En effet, si U_{cc} est élevé, la valeur $\frac{R_0}{X_d}$ est minimisée (car $X_d = X_T + X_C$) , ce qui diminue le facteur de surtension (voir fig. 5-3 et 5-4).

- caractéristiques du câble :

$$R_C = \frac{\rho L}{S} = \frac{0,036 \times 1000}{240} = 0,15 \Omega / km$$

$$X_C = 0,1 \Omega / km$$

On suppose que $X_{0C} = 3 X_C = 0,3 \Omega / km$.

Nota : la valeur de X_{0C} est très variable (de 0,2 à 4 X_d) suivant la constitution du câble et le retour par la terre (terre profonde, écran ou conducteur de terre).

Pour un défaut franc ($R_f = 0$) aux bornes du transformateur :

$$R_d = R_T = 0,056 \Omega$$

$$R_0 = 3 R_p + R_T = 3 \times 0,5 + 0,056 = 1,56 \Omega$$

$$X_d = X_T = 1,22 \Omega$$

$$X_0 = X_{0T} = 0,85 \Omega$$

d'où $R_d = 0,05 X_d \cong 0$

$$\frac{R_0}{X_d} = 1,28$$

$$\frac{X_0}{X_d} = 0,70$$

La figure 5-3 montre que k est compris entre 1,4 et 1,5.

Pour un défaut franc ($R_f = 0$) à 5 km du transformateur :

$$R_d = R_T + R_C = 0,056 + 0,15 \times 5 = 0,81 \Omega$$

$$R_0 = 3 R_p + R_T + R_C = 3 \times 0,5 + 0,056 + 0,15 \times 5 = 2,31 \Omega$$

$$X_d = X_T + X_C = 1,22 + 0,1 \times 5 = 1,72 \Omega$$

$$X_0 = X_{0T} + X_{0C} = 0,85 + 0,3 \times 5 = 2,35 \Omega$$

d'où $R_d = 0,47 X_d$

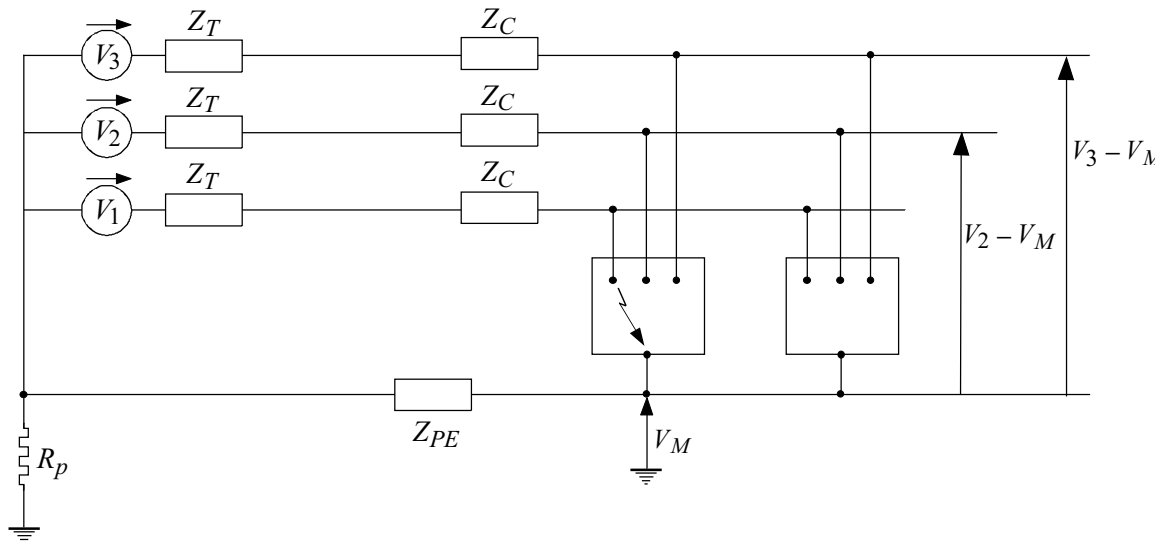
$$\frac{R_0}{X_d} = 1,34$$

$$\frac{X_0}{X_d} = 1,37$$

La figure 5-4 montre que k est compris entre 1,2 et 1,3.

■ schéma TN

Le courant d'un défaut phase-masse circule dans le conducteur de protection. La résistance de la prise de terre du neutre n'intervient donc pas pour la détermination de l'impédance homopolaire (voir fig. 5-5).



- V_1, V_2, V_3 : tensions simples
- Z_T : impédance du transformateur
- Z_C : impédance du câble
- Z_{PE} : impédance du conducteur de protection
- V_M : potentiel des masses par rapport à la terre
- R_p : résistance de la prise de terre du neutre

Figure 5-5 : schéma équivalent d'un défaut à la terre en schéma TN

On s'intéresse à la surtension des phases saines par rapport à la masse, ce qui détermine le risque ou non de défaut d'isolement sur un autre récepteur : $k_M = \left| \frac{V_2 - V_M}{V_n} \right| = \left| \frac{V_3 - V_M}{V_n} \right|$.

En basse tension, pour un transformateur ou un câble, on peut faire l'approximation que l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe : $Z_{0T} = Z_T$ et $Z_{0C} = Z_C$.

On a alors $Z_0 = Z_T + Z_C + 3Z_{PE}$

$$Z_d = Z_T + Z_C$$

d'où $k_M = \left| 1 - \frac{a 3Z_{PE}}{3(Z_T + Z_C + Z_{PE})} \right| = \left| 1 - \frac{a Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_T + Z_C} \right|$ pour un défaut franc ($R_f = 0$)

La surtension sera maximale lorsque Z_T sera négligeable devant $Z_{PE} + Z_C$, ce qui est le cas pour un câble de longueur importante.

Ainsi $k_M \leq \left| 1 - \frac{a Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_C} \right|$

k_M sera maximal lorsque la section du conducteur de protection sera la plus faible possible, c'est-à-dire égale à la moitié de la section du conducteur de phase ; on a alors $R_{PE} = 2R_C$.

Pour un câble de section inférieure à 120 mm² Alu, on peut négliger la réactance devant la résistance, on a alors :

$$\frac{Z_{PE}}{Z_{PE} + Z_C} \cong \frac{R_{PE}}{R_{PE} + R_C} = \frac{2}{3} \quad \text{car } R_{PE} = 2R_C$$

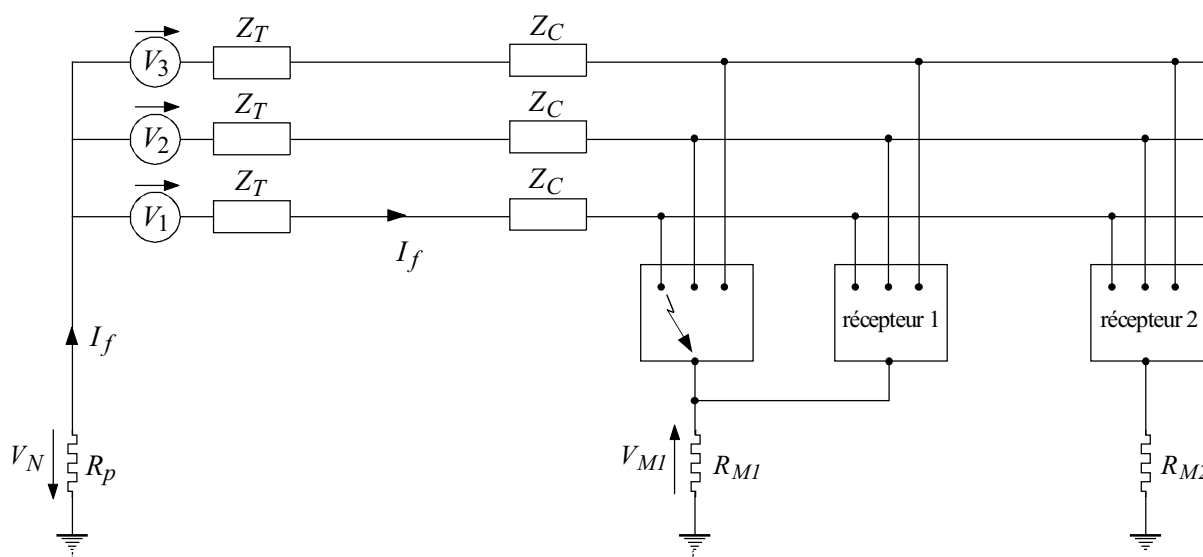
d'où $k_M \leq \left| 1 - \frac{2}{3} a \right|$

$$k_M \leq \left| 1 - \frac{2}{3} \left(-\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right) \right|$$

$k_M \leq 1,45$

On peut montrer que pour un câble de section importante (> 120 mm²), la surtension sera inférieure au cas d'une faible section.

■ schéma TT (voir fig. 5-6)



- R_p : résistance de prise de terre du poste
- R_{M1} : résistance de prise de terre de la masse du récepteur en défaut et du récepteur 1
- R_{M2} : résistance de prise de terre de la masse du récepteur 2
- V_{M1} : tension phase-terre de la masse du récepteur en défaut et du récepteur 1

Figure 5-6 : schéma équivalent d'un défaut à la terre en schéma TT

On s'intéresse à la surtension des phases saines par rapport à la masse, ce qui détermine le risque ou non d'un défaut d'isolement sur un autre récepteur : $k_M = \left| \frac{V_2 - V_M}{V_n} \right| = \left| \frac{V_3 - V_M}{V_n} \right|$

En basse tension, les résistances des prises de terre du neutre et des masses sont très importantes par rapport à l'impédance du transformateur et du câble (Z_T et Z_C sont de l'ordre de quelques dizaines de mΩ).

On peut donc écrire que le courant de défaut est :

$$I_f = \frac{V_1}{R_p + R_{M1}} \quad \text{et} \quad (Z_T + Z_C) I_f \cong 0$$

La masse du récepteur 1 est reliée à la phase 1 par le défaut (d'impédance nulle). La tension d'une phase saine de ce récepteur par rapport à la masse est donc $V_2 - V_1$ ou $V_3 - V_1$ (car $(Z_T + Z_C) I_f \cong 0$), d'où $k_M = \sqrt{3} = 1,73$.

La masse du récepteur 2 est au potentiel de la terre profonde.

La tension d'une phase saine de ce récepteur par rapport à la masse est donc $V_2 - V_{Neutre}$ ou $V_3 - V_{Neutre}$:

$$V_2 - V_{Neutre} = V_2 - R_p I_f = V_2 - \frac{R_p V_1}{R_p + R_M} = V_2 - a V_2 \frac{R_p}{R_p + R_M} = V_2 \left(1 - \frac{a R_p}{R_p + R_M} \right)$$

d'où $k_M = \left| 1 - \frac{a R_p}{R_p + R_M} \right|$

pour $R_M = R_p$, $k_M = 1,32$

pour $R_M > R_p$, $k_M < 1,32$

La résistance de prise de terre d'un groupe de masse est en général supérieure à la résistance de prise de terre du poste. Le coefficient de surtension sera donc inférieur à 1,32 sur le récepteur 2.

Le facteur de surtension est maximal en schéma *TT* pour un récepteur dont la masse est reliée à la même prise de terre que le récepteur en défaut, on a alors $k_M = \sqrt{3}$

■ **tableau récapitulatif des surtensions maximales de défaut à la terre en fonction du régime de neutre**

Moyenne et haute tension (1)		Basse tension (2)		
neutre direct à la terre (HT ou MT)	neutre isolé ou mis à la terre par impédance (MT)	schéma <i>TN</i>	schéma <i>TT</i>	schéma <i>IT</i>
< 1,73 * (couramment 1,2 à 1,4)	1,73	1,45	1,73	1,73

(1) : surtension phase-terre

(2) : surtension phase-masse

(*) : un réseau avec neutre mis directement à la terre est généralement constitué de façon à limiter les surtensions à des valeurs proches de 1,2 à 1,4.

Tableau 5-1 : facteur de surtension maximal en fonction du régime de neutre

■ conséquences sur le choix des matériels

Le facteur de surtension et la durée d'alimentation du défaut influencent le choix du niveau de tension d'isolement du matériel.

neutre mis directement à la terre ou par impédance de limitation en MT, ou schéma *TT* et *TN* en BT

L'élimination rapide du défaut, et donc une durée de surtension courte, permet de ne pas exiger que la tension d'isolement phase-masse de l'appareillage soit supérieure à la tension simple nominale.

neutre isolé en MT ou schéma *IT* en BT

La coupure au premier défaut n'étant pas exigée, la surtension risque d'apparaître pendant une durée élevée (plusieurs heures). Il convient donc de choisir un appareillage dont l'isolement phase-masse est approprié à la tension nominale entre phases.

Nota : certains constructeurs donnent une tenue d'isolement phase-masse égale à la tension simple, mais indiquent que leur appareillage peut être mis en oeuvre dans un réseau à neutre isolé. Il existe aussi des normes d'appareillage qui spécifient un niveau d'isolement compatible avec une utilisation dans un réseau à neutre isolé.

5.1.2.2. Résonance et ferro-résonance

■ résonance

La présence d'éléments inductifs L , capacitifs C et résistifs R , raccordés, soit en série, soit en parallèle, donne lieu à des répartitions de courants et de tensions dont les valeurs peuvent être dangereuses pour le matériel.

□ résonance série

La figure 5-7 représente un circuit R, L, C série aux bornes duquel on applique une tension U .

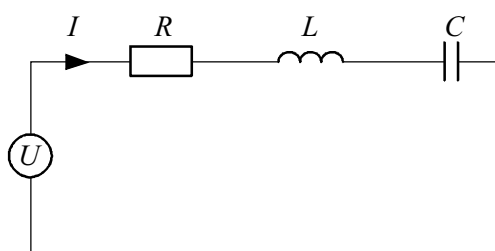


Figure 5-7 : circuit R, L, C série alimenté par une tension U

La tension U est la somme vectorielle des tensions aux bornes de chaque élément :

$$\begin{aligned} U &= U_R + U_L + U_C \\ &= RI + jL\omega I + \frac{1}{jC\omega} I \end{aligned}$$

Le diagramme vectoriel de la figure 5-8 montre que pour certaines valeurs de L et C , les tensions aux bornes de l'inductance et de la capacité peuvent être supérieures à la tension U du réseau :

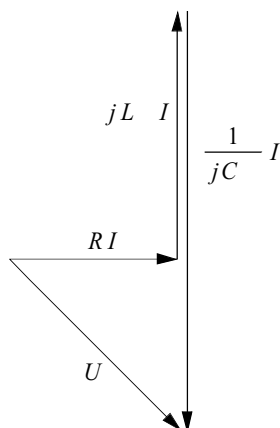


Figure 5-8 : représentation de Fresnel d'un circuit R, L, C série alimenté par une tension U

Le phénomène de résonance apparaît lorsque $U_L = -U_C$:

$$jL\omega I = -\frac{1}{jC\omega}$$

$$LC\omega^2 = 1$$

On a alors $U = RI$; l'inductance et la capacité en série se comportent comme un court-circuit.

Pour L et C données, la pulsation ω_r telle que $LC\omega_r^2 = 1$ est appelée pulsation de résonance.

On définit alors un facteur de surtension f qui est le rapport de la tension U_L (ou U_C) à la tension d'alimentation U :

$$f = \frac{U_L}{U} = \frac{L\omega_r I}{RI}$$

$$f = \frac{L\omega_r}{R} = \frac{1}{RC\omega_r}$$

□ résonance parallèle

La figure 5-9 représente un circuit R, L, C parallèle aux bornes duquel on applique une source de courant J .

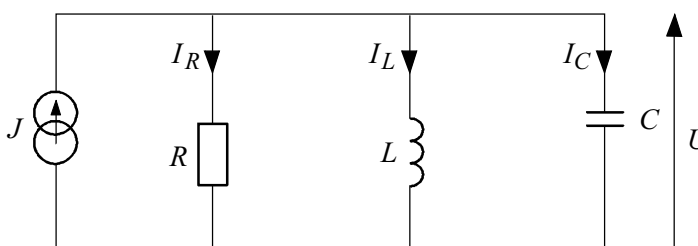


Figure 5-9 : circuit R, L, C parallèle alimenté par une source de courant J

La tension U est commune aux trois éléments.

On a la relation suivante :

$$J = \left(\frac{1}{R} + \frac{1}{jL\omega} + jC\omega \right) U$$

Le phénomène de résonance apparaît lorsque $I_L = -I_C$:

$$\frac{U}{jL\omega} = -jC\omega U$$

$$LC\omega^2 = 1$$

On a alors $U = RJ$; l'inductance et la capacité se comportent comme un circuit ouvert, appelé circuit bouchon.

Pour L et C données, la pulsation ω_r , telle que $LC\omega_r^2 = 1$ est appelée pulsation de résonance.

On définit alors le facteur de surtension qui est le rapport :

- entre la tension qui apparaît aux bornes du circuit R, L, C parallèle à la résonance
- et la tension qui apparaîtrait à la résonance si l'inductance (ou la capacité) était le seul élément du circuit

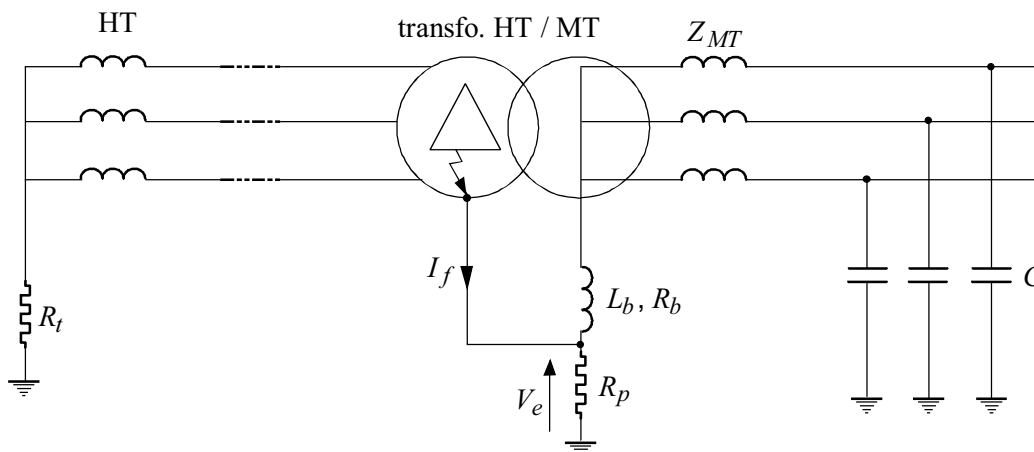
$$f = \frac{RJ}{L\omega_r J}$$

$$f = \frac{R}{L\omega_r} = RC\omega_r$$

L'exemple le plus courant de résonance parallèle est le cas d'un réseau comportant des harmoniques de courant (modélisés par des sources de courant) et des condensateurs de compensation d'énergie réactive (voir § 8.1.5).

□ **exemple : résonance dans un poste HT/MT à neutre mis à la terre par bobine de compensation**

La figure 5-10 représente le schéma d'un poste HT/MT à neutre compensé lors de l'écoulement d'un défaut à la terre HT à travers la prise de terre commune.



- I_f : courant de défaut à la terre HT
- L_b, R_b : inductance et résistance de la bobine de compensation
- R_p, R_t : résistances des prises de terre
- C : capacité phase-terre des câbles MT
- V_e : élévation du potentiel de la terre du poste
- Z_{MT} : somme des impédances du transformateur et du câble MT

Figure 5-10 : défaut à la terre HT dans un poste HT/MT à neutre compensé

La méthode des composantes symétriques nous donne que la valeur du courant de défaut est (voir § 4.2.2 du *Guide des protections des réseaux*) :

$$I_f = \frac{3V}{Z_d + Z_i + Z_0}$$

avec $Z_d = Z_T + Z_\ell$

$$Z_i = Z_T + Z_\ell$$

$$Z_0 = Z_{0T} + Z_{0\ell} + 3R_p + 3R_t$$

Z_T, Z_{0T} : impédances directe (ou inverse) et homopolaire du transformateur HT

$Z_\ell, Z_{0\ell}$: impédances directe (ou inverse) et homopolaire de la ligne HT

En haute tension, la valeur de la prise de terre du poste (R_p) est très faible devant les impédances du transformateur et de la ligne. Le courant de défaut est alors indépendant de R_p ; il est ainsi considéré comme une source de courant de valeur I_f .

Le schéma de Thevenin équivalent à la source de courant I_f d'impédance interne R_p est celui de la figure 5-11.

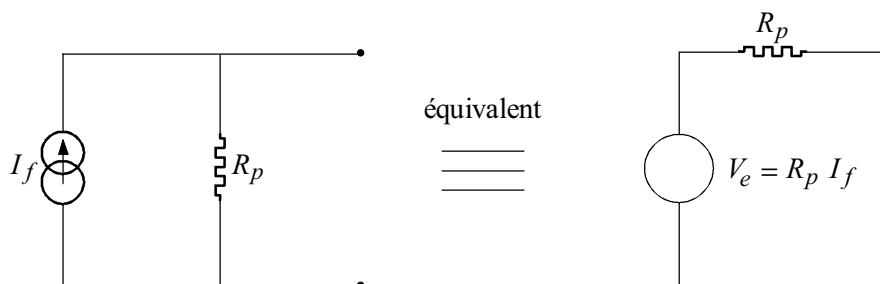


Figure 5-11 : schéma de Thevenin équivalent à la source de courant I_f d'impédance interne R_p

Le schéma équivalent du réseau MT est donc celui de la figure 5-12.

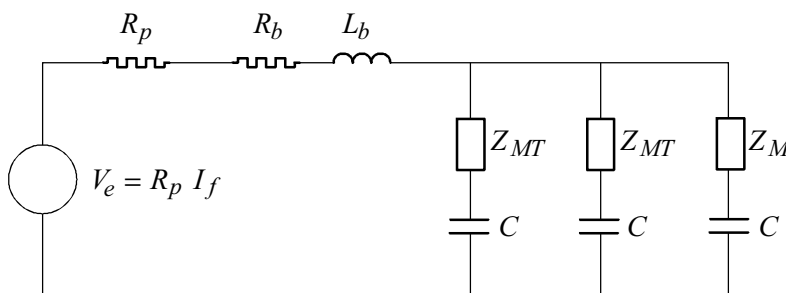


Figure 5-12 : schéma équivalent du réseau MT lors d'un défaut à la terre côté HT du poste

Les impédances du transformateur et du câble sont négligeables devant la capacité phase-terre du câble : $Z_{MT} \ll \frac{1}{C \omega}$.

Le schéma simplifié du réseau MT est donc celui de la figure 5-13.

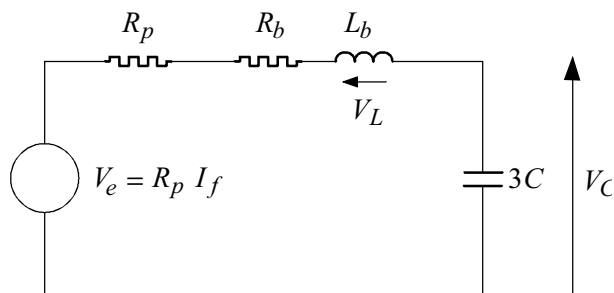


Figure 5-13 : schéma simplifié

Soit V_L la tension aux bornes de la bobine.

On a
$$V_L = \frac{L_b \omega}{R_p + R_b + j\left(L_b \omega - \frac{1}{3C\omega}\right)} V_e$$

Dans le cas du neutre compensé, on se rapproche au maximum de l'accord (résonance) entre la bobine et la capacité des câbles MT. On a donc : $L_b \omega \approx \frac{1}{3C\omega}$ et $V_C \approx V_L$ d'où

$$V_L = \frac{L_b \omega}{R_p + R_b} V_e .$$

Pour minimiser l'élévation du potentiel de la terre du poste (V_e) , la prise de terre doit être la plus faible possible (de l'ordre de 0,5 Ω).

On peut ainsi négliger R_p devant R_b , on a alors :

$$V_L = V_C = \frac{L_b \omega}{R_b} V_e = Q V_e$$

$$V_C = Q R_p I_f$$

avec :

Q : facteur de qualité de la bobine

V_C : représente dans ce cas la surtension phase-terre des câbles MT

Le facteur de qualité de la bobine ne devra donc pas être trop important afin d'éviter le risque d'une surtension très élevée.

C'est la raison pour laquelle, dans certains cas, il faut insérer une résistance en parallèle avec la bobine, afin de diminuer le facteur de qualité.

Application numérique :

Soit un poste 63 / 5,5 kV avec :

$$V_n = \frac{5,5}{\sqrt{3}} = 3,175 \text{ kV}$$

$$I_f (63 \text{ kV}) = 3 \text{ kA}$$

$$R_p = 0,5 \Omega$$

$$Q = \frac{L_b \omega}{R_b} = 4$$

L'élévation du potentiel est : $V_e = R_p \times I_f = 1500 \text{ V}$.

La tension phase-terre dans les câbles est : $V_C = Q \times V_e$.

$$V_C = 1500 \times 4 = 6000 \text{ V}$$

$$V_C = 1,89 V_n$$

La surtension dans les câbles est de l'ordre de 2 fois la tension nominale phase-terre.

Elle peut être très dangereuse si la prise de terre du poste est mauvaise.

En effet, pour $R_p = 3 \Omega$ nous aurons $V_C = 11,3 V_n$.

Il est donc indispensable de limiter la valeur de R_p .

■ ferro-résonance

□ ferro-résonance parallèle (voir fig. 5-14)

Soit un circuit constitué par un condensateur, une bobine d'induction à noyau de fer saturable et une résistance en parallèle. Soit R la résistance, C la capacité, L l'inductance propre variable avec le courant traversant la bobine et la tension aux bornes du circuit.

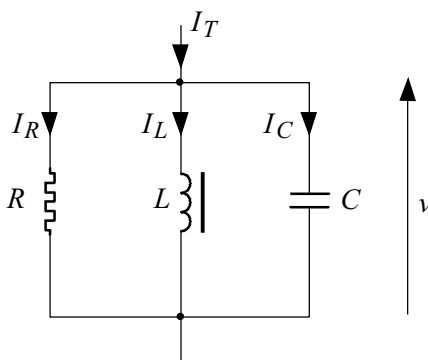


Figure 5-14 : ferro-résonance parallèle

Le courant total I_T traversant le circuit est alors donné par la relation (1) :

$$I_T = \frac{V}{R} + j(C\omega V - I_L) \quad (1)$$

On ne peut pas exprimer I_L en fonction de V , en raison de la saturation.

Les valeurs efficaces sont données par la relation (2) :

$$I_T^2 = \frac{V^2}{R^2} + (C\omega V - I_L)^2 \quad (2)$$

On peut alors écrire la relation (3) :

$$\sqrt{I_T^2 - \frac{V^2}{R^2}} = |C\omega V - I_L| \quad (3)$$

Cette équation peut être résolue graphiquement en traçant, en fonction de V , les courbes représentatives des fonctions (voir fig. 5-15) :

$$I = \sqrt{I_T^2 - \frac{V^2}{R^2}} \quad (a)$$

$$I = |C\omega V - I_L| \quad (b)$$

L'intersection des courbes (a) et (b) donne, pour toute valeur de I_T , les solutions en V de l'équation (3) ; la figure 5-15 montre la résolution graphique de cette équation.

La courbe (a) est une ellipse d'équation :

$$\frac{V^2}{R^2} + I^2 = I_T^2$$

dont un des demi-axes est égal à I_T et l'autre à RI_T . A chaque valeur du courant total I_T correspond une ellipse.

La courbe $I_L(V)$ présente une pente très importante lorsque V augmente en raison de la saturation du noyau de fer de la bobine : $I_L(V) = \frac{V}{L(V)\omega}$.

A la saturation, $L(V)$ devient très faible, le courant augmente alors fortement (voir fig. 5-15).

La courbe $I_C = C\omega V$ est une fonction linéaire de V (voir fig. 5-15).

La courbe (b) représente l'évolution de $I_C - I_L = (C\omega V - I_L)$ en fonction de la tension.

La portion OSA de la courbe (b) correspond à un courant en avance par rapport à la tension, en raison de la prépondérance du courant capacitif. Au contraire, la partie AB correspond à un courant en retard, le courant inductif étant prépondérant. L'intersection de l'ellipse (a) et de la courbe (b) peut donner :

- un point de fonctionnement Q si l'ellipse (a) est à l'intérieur de l'ellipse (a'') passant par le point A
- trois points de fonctionnement M, N, P si l'ellipse (a) est comprise entre les ellipses (a') et (a'')
- deux points S, T si l'ellipse (a) est confondue avec l'ellipse (a')
- un seul point X si l'ellipse (a) est extérieure à l'ellipse (a').

Le mécanisme de ferro-résonance est décrit ci-après.

Le circuit étant initialement au repos, le courant total I_T est nul, ainsi que la tension V , l'ellipse (a) se réduit au point O . Si le courant croît, la longueur des axes de l'ellipse (a) augmente et la tension s'élève, le point de fonctionnement M du régime se déplace sur la branche OS de la courbe (b). Lorsque le courant total dépasse la valeur I_T' pour laquelle l'ellipse (a') coupe la courbe (b) en S , le point de fonctionnement saute brusquement du point M au point T situé sur la branche AB de la courbe (b), puis il se déplace sur cette branche. La tension augmente donc brusquement, passant de V_S à V_T , puis elle continue à croître si le courant I_T augmente.

Si maintenant le courant total décroît, le point B se déplace sur la branche AB et y demeure, même si le courant retombe au-dessous de la valeur I_T' correspondant à l'ellipse (a'). Lorsque le courant atteint la valeur I_T , le point de fonctionnement est P au lieu de M . Celui-ci ne revient sur la branche OS que si le courant tombe au-dessous de la valeur I_T'' correspondant à l'ellipse (a'') passant par le point A . A ce moment, le point B saute brusquement de A à Q , et la tension de V_A à V_Q .

On voit donc qu'à une même valeur efficace du courant I_T , peuvent correspondre deux régimes stables, pour lesquels la tension aux bornes du circuit prend des valeurs très différentes, V_M et V_P par exemple.

En définitive, si le régime initial correspond à une tension faible (branche OS), avec un courant résultant capacitif, il peut arriver que, par suite d'un brusque changement de régime entraînant un phénomène transitoire (surintensité ou surtension), le courant résultant devienne inductif et que la tension conserve une valeur importante, même lorsque la perturbation a disparu.

La ferro-résonance est évitée si la résistance R est suffisamment faible pour que l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone OSA , même lors d'une surintensité élevée.

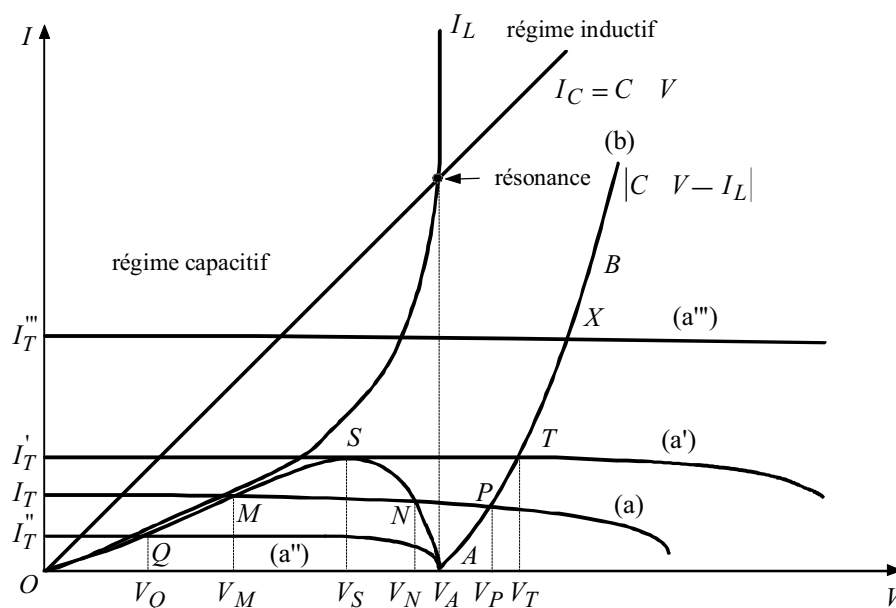


Figure 5-15 : ferro-résonance parallèle - résolution graphique

□ **ferro-résonance série** (voir fig. 5-16)

On considère un circuit série constitué par une résistance, une bobine à noyau de fer saturable et un condensateur. On a :

$$V = R i + j \left(V_L - \frac{i}{C} \omega \right) \quad (1)$$

On ne peut pas exprimer V_L en fonction de I , en raison de la saturation.

En passant aux valeurs efficaces, on peut écrire :

$$V^2 = R^2 I^2 + \left(V_L^2 - \frac{i}{C} \omega \right)^2 \quad (2)$$

ou encore :
$$V^2 - R^2 I^2 = \left(V_L^2 - \frac{i}{C} \omega \right)^2 \quad (3)$$

$$\sqrt{V^2 - R^2 I^2} = L \omega i - \frac{i}{C} \omega \quad (4)$$

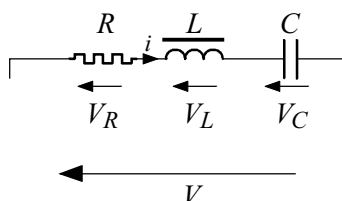


Figure 5-16 : ferro-résonance série

Comme pour le circuit parallèle, cette équation peut être résolue graphiquement en fonction de i , en traçant les courbes (voir fig. 5-17) :

$$v = \sqrt{V^2 - R^2 I^2}$$

et
$$v = V_L - \frac{i}{C} \omega$$

La courbe $V_L(I)$ présente une pente très faible lorsque I augmente en raison de la saturation du noyau de fer de la bobine : $V_L(I) = L(I) \omega V$.

A la saturation, $L(I)$ devient très faible, la tension augmente presque plus lorsque I croît.

Le point de fonctionnement du réseau est situé à l'intersection de la courbe (b) d'équation :

$$v = V_L - \frac{i}{C} \omega$$

et de l'ellipse (a) d'équation :

$$v = \sqrt{V^2 - R^2 I^2}$$

Il existe trois points de fonctionnement possibles : M, N, P . M et P sont stables, N est instable. Une perturbation de tension peut faire passer le circuit du point M au point P . Il en résulte un courant important et des surtensions importantes aux bornes de l'inductance et du condensateur. La ferro-résonance peut être évitée si la résistance R est suffisamment élevée pour que l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone OSA , même lors d'une surtension élevée.

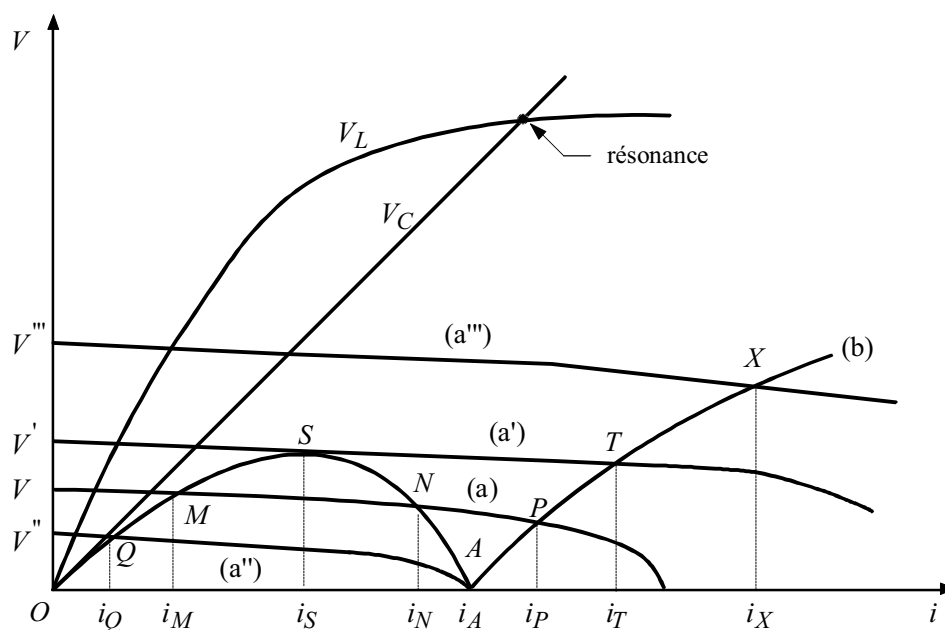


Figure 5-17 : ferro-résonance série - résolution graphique

□ **exemple de ferro-résonance parallèle - réseau triphasé à neutre isolé** (voir fig. 5-18)

Considérons un réseau triphasé à neutre isolé présentant entre chaque phase et la terre une capacité C . D'autre part, entre chaque phase et la terre, on branche un transformateur de tension dont l'inductance de magnétisation est assimilable à une inductance à noyau saturable. Il apparaît donc, entre chaque phase et la terre, un circuit parallèle inductance - capacité. Une ferro-résonance parallèle peut alors s'amorcer entre la capacité et le transformateur de tension d'une même phase.

Cette ferro-résonance peut apparaître à la suite d'une surintensité, ou d'une surtension passagère engendrée par une manoeuvre brusque et notamment lors de la mise sous tension du réseau. Par suite des déphasages existant entre les tensions des trois conducteurs du réseau, les surintensités et les surtensions de manoeuvre n'ont pas la même amplitude dans les trois phases. La ferro-résonance peut donc très bien s'amorcer sur deux phases seulement, les phases 2 et 3 par exemple. Les tensions par rapport au sol de ces deux phases correspondent à des points situés sur la portion AB de la courbe (b) (voir fig. 5-15). La tension de la phase 1 correspond à un point situé sur la partie OS de cette courbe.

Pour les phases 2 et 3, l'ensemble capacité - inductance se comporte comme une inductance, et pour la phase 1, comme une capacité. Si l'on trace le diagramme vectoriel de tension, on voit :

- que la tension de la phase 1 par rapport à la terre est faible
- que les tensions des deux autres phases sont très élevées
- qu'il existe une différence de potentiel entre le point neutre et la terre (voir fig. 5-18) très importante.

Ces surtensions vont provoquer le claquage de l'isolement du matériel si des dispositions pour les limiter ne sont pas prises.

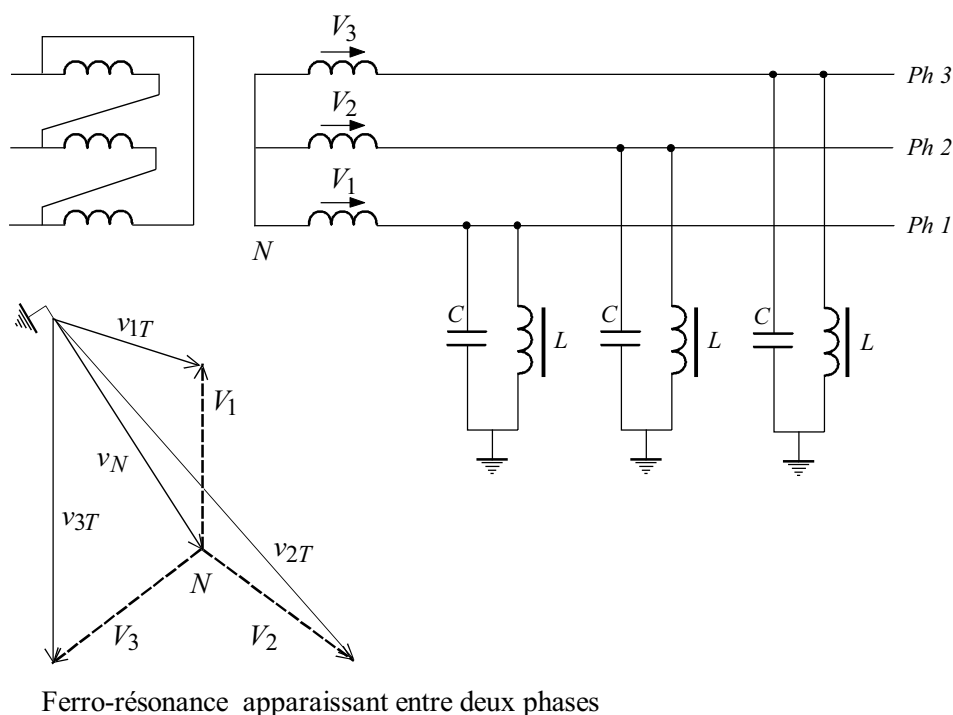


Figure 5-18 : ferro-résonance parallèle dans un réseau à neutre isolé

• **protection contre les risques de ferro-résonance parallèle**

Un transformateur de tension (TT) chargé par une résistance r se comporte comme une inductance (de magnétisation) saturable en parallèle avec cette résistance.

Ainsi, dans un réseau à neutre isolé, si l'on branche des résistances de charge au secondaire des transformateurs de tension, les circuits parallèles L-C, constitués par ces transformateurs et les capacités des câbles du réseau, sont transformés en des circuits parallèles R-L-C, de sorte que si les résistances sont bien dimensionnées, le risque de ferro-résonance exposé précédemment peut être évité (l'ellipse (a) reste à l'intérieur de la zone $0SA$ - voir fig. 5-15) :

- les résistances doivent être suffisamment faibles pour être efficaces
- elles ne doivent pas être trop faibles, pour que les TT ne soient pas surchargés et que leur précision soit conservée.

Dans le cas des *TT* à un seul secondaire, on installe une résistance de charge sur chaque phase (voir fig. 5-19).

Une valeur de résistance égale à 68Ω est préconisée pour une tension secondaire de $\frac{100}{\sqrt{3}} V$.

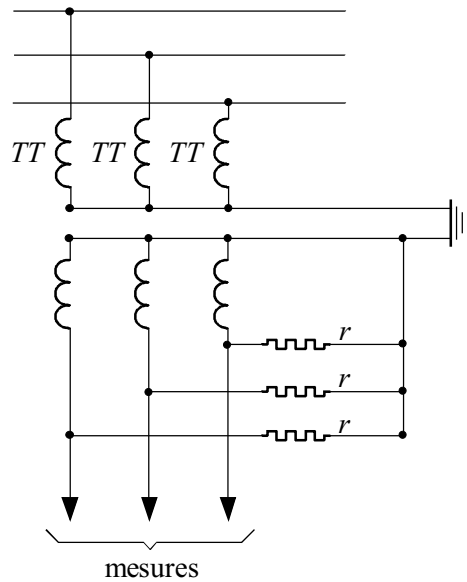


Figure 5-19 : protection contre les risques de ferro-résonance par résistances avec *TT* à un secondaire

Dans le cas des TT à deux secondaires, on installe une résistance dans le triangle ouvert de l'un des deux (voir fig. 5-20).

On préconise de dissiper une puissance supérieure 50 W dans la résistance lors d'un défaut phase-terre.

Pour une tension secondaire de $\frac{100}{3} V$, lors d'un défaut franc à la terre, la tension aux bornes de la résistance est égale à 100 V ; on détermine alors la valeur de la résistance :

$$R \leq \frac{(100)^2}{50}$$

$$R \leq 200 \Omega$$

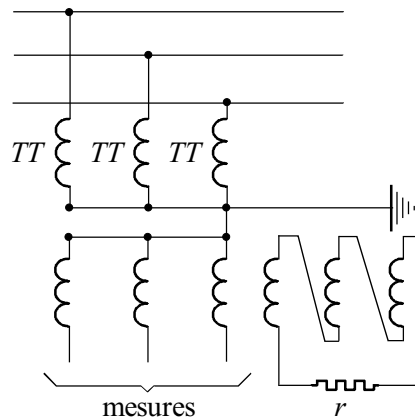


Figure 5-20 : protection contre les risques de ferro-résonance par résistance avec TT à deux secondaires

□ exemple de ferro-résonance série (voir fig. 5-21)

La figure 5-21 présente un réseau à neutre mis directement à la terre, alimentant un transformateur triphasé dont les enroulements primaires sont couplés en triangle. Le raisonnement est également valable pour un transformateur couplé en étoile dont le point neutre est isolé. Si, lors de la fermeture de l'interrupteur, l'un des pôles reste accidentellement ouvert ou se ferme tardivement, par exemple celui de la phase 1, une ferro-résonance série peut s'amorcer dans le circuit comprenant :

- l'inductance de magnétisation des enroulements AC ou BC du transformateur
- la capacité de la phase 1 par rapport à la terre.

Des surtensions très importantes peuvent apparaître aux bornes du transformateur et entre la phase 1 et la terre.

Ce type de ferro-résonance a fréquemment été rencontré sur des réseaux HT à neutre mis directement à la terre. Il peut également se produire lors de l'ouverture de l'interrupteur. Le moyen de se protéger contre ce type de ferro-résonance consiste à insérer une résistance dans la mise à la terre du point neutre du transformateur d'alimentation. Cette solution n'apporte cependant pas une protection totale, puisqu'une ferro-résonance peut, par exemple, s'établir dans le circuit comprenant l'enroulement AC du transformateur et les capacités des phases 1 et 3 par rapport à la terre.

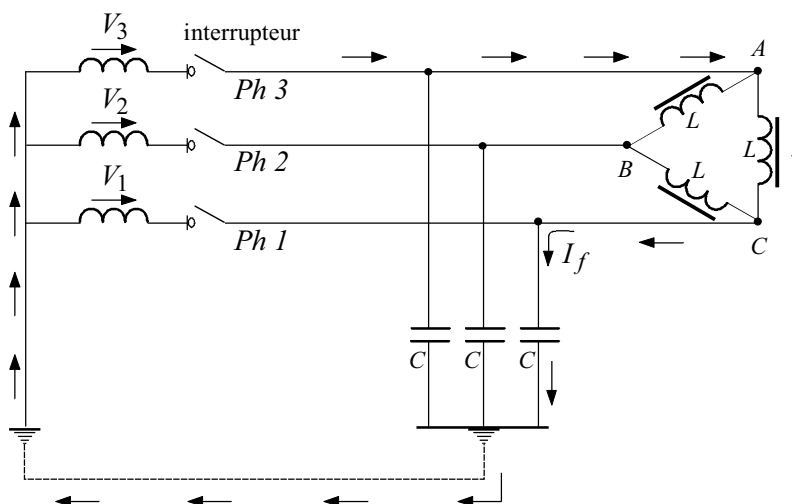


Figure 5-21 : ferro-résonance série

5.1.2.3. Rupture du conducteur neutre

Considérons le schéma de la figure 5-22, où Z_1 , Z_2 et Z_3 représentent les impédances équivalentes par phase de l'ensemble des charges en aval du point de rupture du neutre.

Si les phases sont parfaitement équilibrées, le système des tensions n'est pas perturbé.

En cas de déséquilibre des charges, le point neutre se déplace et les tensions phase-neutre se rapprochent de la tension composée pour les phases les moins chargées, tandis que pour les phases chargées (faible impédance) elles deviennent inférieures à la tension simple.

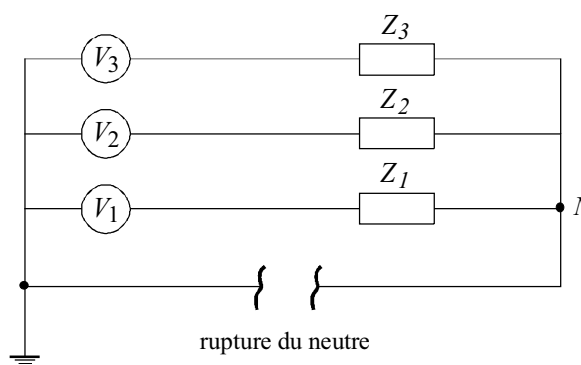


Figure 5-22 : schéma équivalent d'un réseau BT lors d'une rupture du neutre

En utilisant le théorème de superposition, on peut démontrer que :

$$V_N = \left(\frac{Z_1 // Z_2}{Z_3 + Z_1 // Z_2} \right) V_3 + \left(\frac{Z_1 // Z_3}{Z_2 + Z_1 // Z_3} \right) V_2 + \left(\frac{Z_2 // Z_3}{Z_1 + Z_2 // Z_3} \right) V_1 \quad (1)$$

La tension appliquée aux bornes d'un récepteur monophasé sur la phase 3, par exemple, sera :

$$V_{3N} = V_3 - V_N$$

Sachant que $V_2 = a^2 V_1$ et $V_3 = a V_1$, $\left(a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \right)$

On peut calculer V_{3N} pour les impédances suivantes :

$$\begin{aligned} Z_1 &= R \\ Z_2 &= 2R \\ Z_3 &= 10R \end{aligned}$$

(On prend des charges résistives pour simplifier les calculs.)

En appliquant la formule (1), on trouve :

$$V_N = \left(\frac{4a^2 + 9}{16} \right) V_n$$

on a alors $V_{3N} = V_3 - V_N = aV_1 - V_n$

$$V_{3N} = \left(\frac{-15 + j10\sqrt{3}}{16} \right) V_n$$

d'où $|V_{3N}| = 1,43 V_n$

De même, on détermine : $|V_{2N}| = 1,14 V_n$ et $|V_{1N}| = 0,6 V_n$

V_n : tension simple nominale

On constate que l'on peut assister au claquage des récepteurs monophasés les plus sensibles, puis à des claquages successifs, suite à l'évolution du phénomène qui aggrave le déséquilibre (Z_3 augmente suite aux claquages et V_{3N} augmente en conséquence) ; c'est un phénomène d'avalanche.

Ce risque est donc un argument supplémentaire pour bien équilibrer les charges.

5.1.3. Surtensions de manoeuvre

Lors des manoeuvres de mise sous tension ou de mise hors tension de récepteurs, des surtensions transitoires apparaissent sur le réseau. Ces surtensions sont d'autant plus dangereuses si le courant coupé est inductif ou capacitif. L'amplitude, la fréquence et la durée d'amortissement de ce régime transitoire dépendent des caractéristiques du réseau considéré et des caractéristiques mécaniques et diélectriques de l'appareil de coupure.

5.1.3.1. Principe de la coupure

La coupure d'un courant électrique par un appareil idéal consiste à un passage de la résistance de cet appareil de zéro avant la coupure à une valeur infinie juste après la coupure. La coupure intervient au moment du passage par zéro naturel du courant.

Cet appareil idéal est impossible à réaliser, mais les techniques de coupure se basant sur le comportement de l'arc électrique dans différents milieux diélectriques nous permettent de s'en rapprocher.

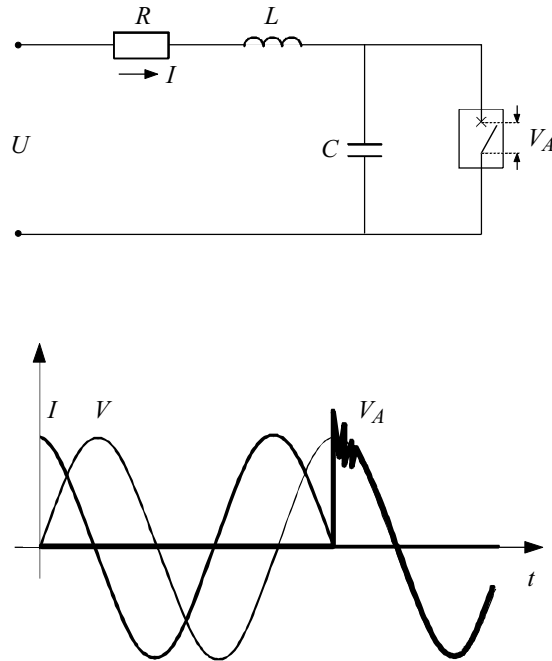
■ coupure par disjoncteur

Au moment de l'interruption d'un courant, un arc électrique s'établit entre les bornes de l'appareil de coupure. L'arc électrique conducteur a tendance à se maintenir par le phénomène d'ionisation du diélectrique provoqué par l'énergie dissipée dans la résistance de l'arc.

Au voisinage du zéro naturel du courant, l'énergie dissipée diminue et devient inférieure à l'évacuation thermique dans le milieu, l'arc se refroidit et sa résistance augmente.

Au passage par zéro naturel du courant, la résistance de l'arc devient infinie et la coupure est effective.

Entre le début et la fin de la coupure, la tension entre les pôles de l'appareil de coupure passe de zéro à la tension du réseau. Ce passage donne lieu à un phénomène transitoire à fréquence élevée que l'on désigne par tension transitoire de rétablissement (voir fig. 5-23).



L, R : inductance et résistance équivalent au réseau amont au disjoncteur
 C : capacité du réseau amont

Figure 5-23 : tension transitoire de rétablissement lors d'une coupure par disjoncteur

■ coupure par fusible

Lors d'un court-circuit, l'intensité du courant traversant le fusible est supérieure à son intensité nominale de fusion.

La coupure peut donc intervenir à n'importe quel instant et pas forcément au passage par zéro du courant.

La figure 5-24 représente un exemple de surtension transitoire qui apparaît sur le réseau suite à la fusion d'un fusible à fil.

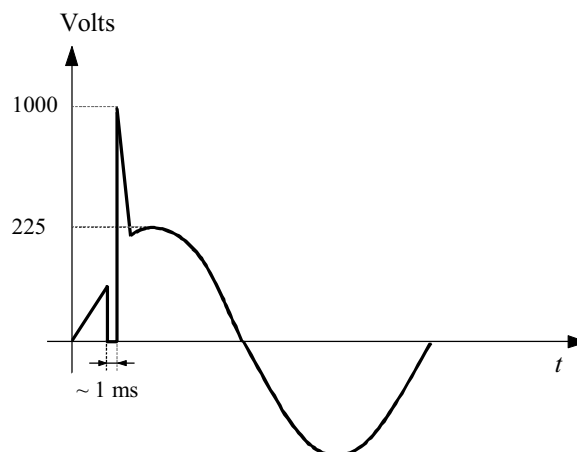


Figure 5-24 : surtension transitoire lors de la fusion d'un fusible à fil

5.1.3.2. Manoeuvre des récepteurs

■ mise hors tension de récepteurs

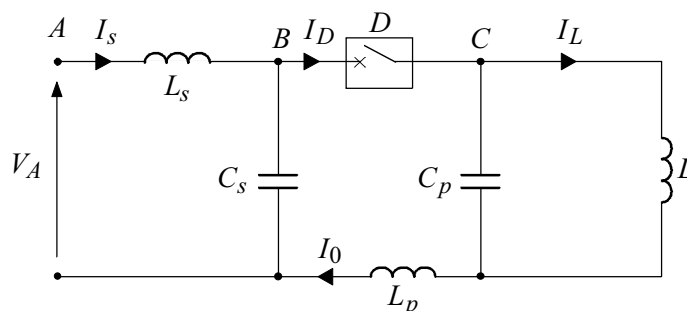
□ récepteur inductif

• circuit monophasé

Considérons le schéma équivalent monophasé de la figure 5-25 avec un disjoncteur D idéal qui présente une résistance d'arc nulle à l'instant de séparation des contacts, et qui coupe le courant à son passage par zéro naturel. Avant la manoeuvre du disjoncteur, entre les points A et B , il y a une chute de tension due au courant de la charge traversant L_s .

Au moment de la coupure, la tension en B rejoint brusquement la tension en A , la capacité C_s se charge à travers L_s . Les échanges d'énergie entre C_s et L_s font apparaître des oscillations de tension à des fréquences de 5 à 10 KHz.

La tension en C décroît brusquement vers zéro, la capacité C_p se décharge alors sur L . Les échanges d'énergie entre C_p et L créent des oscillations de tension à des fréquences allant de 1 à 100 KHz.



L_s : inductance du réseau amont au disjoncteur

C_s : capacité du réseau amont au disjoncteur

L : inductance de la charge

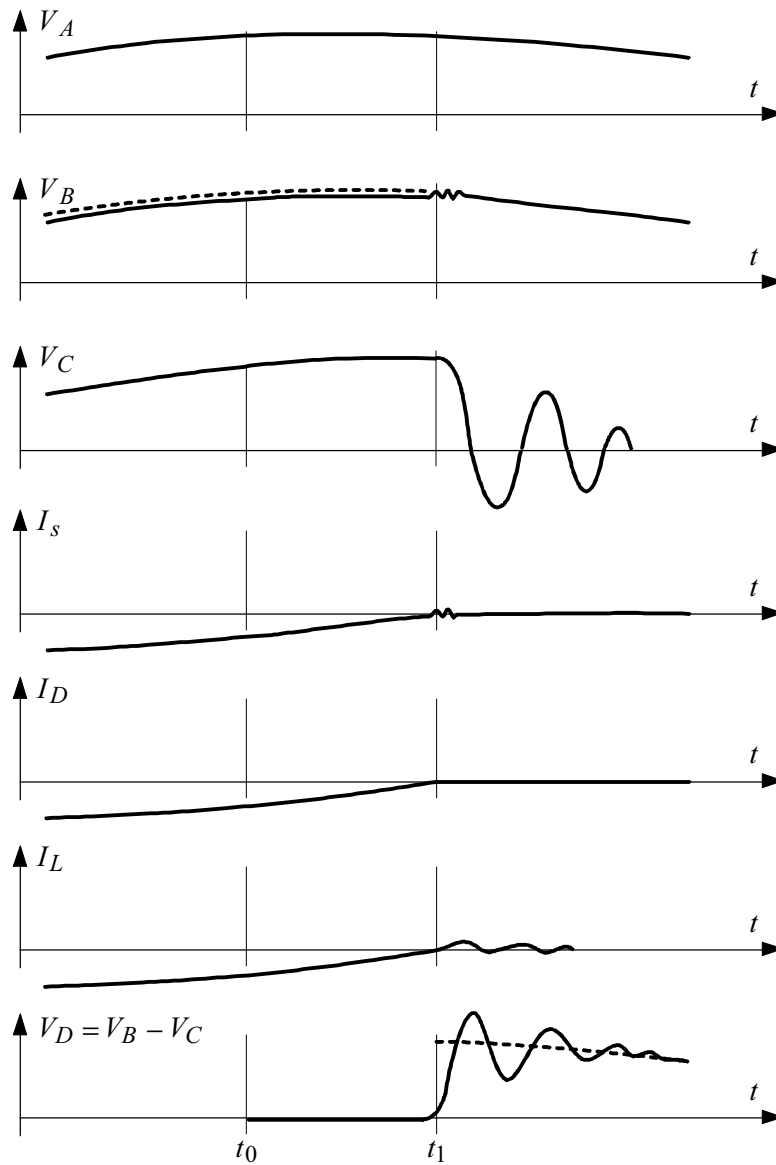
L_p : inductance parasite

C_p : capacité du réseau aval au disjoncteur

D : disjoncteur

Figure 5-25 : coupure dans un réseau à charge inductive

Les phénomènes observés sont illustrés par les courbes de la figure 5-26.



t_0 : séparation des contacts

t_1 : zéro de courant

Figure 5-26 : séquences de coupures d'un appareil idéal

• circuit triphasé

Lors de la manoeuvre de coupure du circuit triphasé de la figure 5-27, la première phase qui voit un passage à zéro du courant coupe ce courant. Il s'ensuit un courant transitoire circulant dans les deux phases non coupées. Ainsi, si la phase 1 coupe en premier on obtient une tension transitoire entre les points C_1 , C_2 et la terre qui peut atteindre une valeur de $2\hat{V}_n$ pour un disjoncteur idéal. Pour un disjoncteur réel, le coefficient de surtension est supérieur ou égal à 2.

\hat{V}_n : valeur crête de la tension nominale phase-neutre

Nota : le passage à zéro du courant sur la phase suivante apparaît après 1/3 de période (7 ms à 50 Hz), tandis que la période des oscillations est de l'ordre de 1 ms.

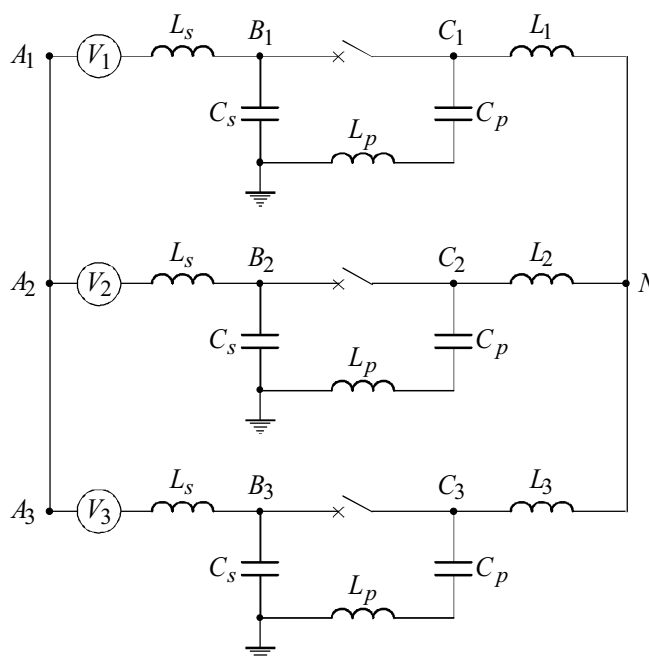


Figure 5-27 : schéma équivalent d'un circuit triphasé lors de la coupure

• phénomène de réallumage

Au moment de la coupure d'un circuit, la tension aux bornes du disjoncteur augmente rapidement (environ 0,1 à 0,5 kV/ μ s). Si les pôles du disjoncteur se séparent peu avant le passage à zéro du courant (pour un circuit inductif cela correspond au maximum de la tension), la régénération du milieu diélectrique peut ne pas être suffisante pour tenir la contrainte de tension. En effet, dans ce cas la tension est maximale et les pôles sont les plus rapprochées.

Il se produit alors un reclaquage accompagné de surtensions d'amplitude crête à crête $2\hat{V}_n$. Ce phénomène s'appelle réallumage.

• réallumages successifs

Si l'on considère le schéma monophasé de la figure 5-25, on constate qu'en cas de réallumage, la tension au point C rejoint quasi-instantanément la tension au point B .

La capacité C_p se charge par un courant haute fréquence (environ 1 MHz) circulant dans le circuit L_p, C_s, D et C_p .

Ce courant haute fréquence a un passage à zéro très rapide (1 ms).

Si le disjoncteur parvient à couper à ce moment là le phénomène de réallumage se répète car la distance entre les contacts du disjoncteur est toujours très faible.

De plus, l'amplitude crête à crête de l'oscillation est alors égale à $4\hat{V}_n$.

L'augmentation de la surtension rend fort probable l'apparition d'un second reclaquage.

En effet, l'augmentation de la tenue diélectrique par l'augmentation de la distance entre les contacts du disjoncteur est inférieure à l'augmentation de la surtension.

On assiste ainsi à un phénomène de réallumage successifs avec des surtensions d'amplitude croissantes (voir fig. 5-28).

En théorie, un tel phénomène peut générer des surtensions dont la valeur de crête est égale à la limite de la tenue diélectrique de l'appareil ouvert, sans obtenir la coupure définitive du courant. En pratique, ce cas reste exceptionnel, et les types de disjoncteurs sujets aux réallumages successifs finissent généralement par couper, sans avoir provoqué des surtensions d'amplitude très élevée.

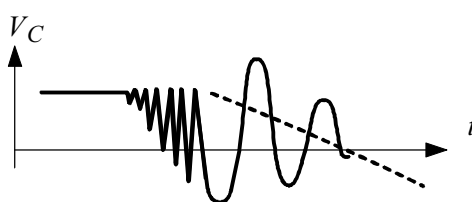


Figure 5-28 : tension V_C en cas de coupure avec réallumages successifs

- **courant arraché (faibles courants inductifs)**

Lors de la coupure de courants de faibles valeurs, notamment inférieurs au courant nominal du disjoncteur, l'arc qui apparaît occupe un faible volume. Il est par conséquent soumis à un refroidissement important lié à la capacité du disjoncteur à couper des courants très supérieurs.

De ce fait, l'arc devient instable et sa tension peut présenter des variations relatives importantes, alors que sa valeur absolue reste très inférieure à la tension du réseau (cas du SF6 ou du vide). Ces variations de tension peuvent générer dans les capacités proches (circuit C_s, L_p, C_p de la figure 5-25) des courants oscillatoires haute fréquence dont l'amplitude peut atteindre 10 % du courant à 50 Hz. La superposition de ces courants haute fréquence au courant à 50 Hz entraîne plusieurs passages à zéro du courant dans le disjoncteur au voisinage du zéro de l'onde fondamentale (voir fig. 5-29).

Le disjoncteur coupe au premier passage à zéro du courant, alors que le courant de la charge (seulement le courant à 50 Hz) est non nul. La valeur de ce courant représente ce que l'on appelle courant arraché (I_a).

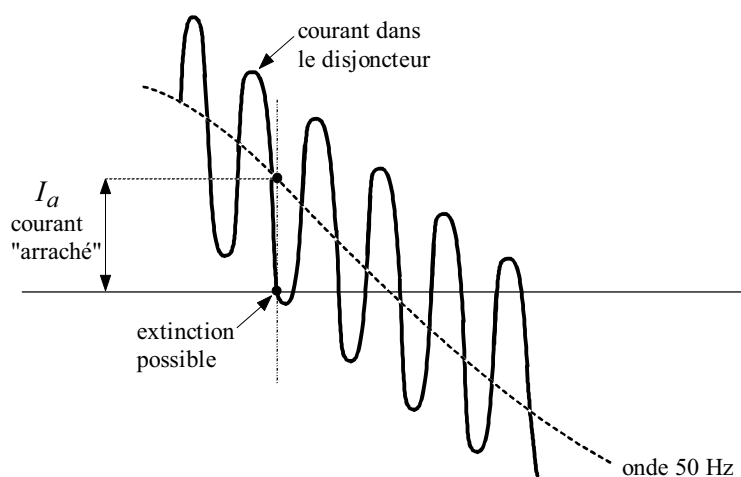


Figure 5-29 : superposition d'un courant oscillant à fréquence élevée au courant à fréquence industrielle

La coupure s'effectue alors comme pour le cas de la figure 5-25 sauf pour l'amplitude crête à crête des oscillations, du fait de la présence de l'énergie stockée dans $L \left(\frac{1}{2} L I_a^2 \right)$ qui vient s'ajouter à celle dans la capacité $C_p \left(\frac{1}{2} C_p \hat{V}_n^2 \right)$.

Si $\hat{V}_{c\max}$ désigne la moitié de la valeur maximale crête à crête de l'oscillation au point C , on peut écrire :

$$\frac{1}{2} C_p \hat{V}_{c\max}^2 = \frac{1}{2} C_p \hat{V}_n^2 + \frac{1}{2} L I_a^2$$

$$\hat{V}_{c\max} = \sqrt{\hat{V}_n^2 + \frac{L}{C_p} I_a^2} \text{ en monophasé.}$$

\hat{V}_n : valeur crête de la tension nominale phase-neutre

Pour un circuit triphasé, il faut rajouter \hat{V}_n pour tenir compte du régime transitoire lié à la coupure non simultanée des phases, d'où :

$$\hat{V}_{c\max} = \hat{V}_n + \sqrt{\hat{V}_n^2 + \frac{L}{C_p} I_a^2}$$

Ce phénomène est notamment problématique dans le cas de l'alimentation d'un transformateur de four à arc.

En effet, celui-ci est généralement raccordé à une distance très faible du jeu de barres. Ainsi, la valeur de C_p est très faible et donc la valeur $\hat{V}_{c\max}$ élevée.

On détermine $\hat{V}_{c\max}$ en prenant :

L : inductance de fuite du transformateur

C_p : capacité du câble reliant le disjoncteur au transformateur

I_a : courant de magnétisation du transformateur

Une étude a été effectuée par Schneider pour un transformateur de four à arc monophasé, avec :

$$V_n = \frac{15000 V}{\sqrt{3}} ; L = 8,26 H ; C_p = 14,75 nF ; I_a = 4,36 A$$

on trouve $\hat{V}_{c\max} = 8,5 \hat{V}_n$

La mise en place d'un circuit R, C en parallèle avec le disjoncteur a permis de ramener la surtension à $2\hat{V}_n$.

• courant arraché virtuel - coupure simultanée sur les trois phases

Les transitoires générées par la première phase qui crée des surtensions peuvent engendrer, par le fait du couplage capacitif entre les phases, des courants oscillants à l'intérieur des circuits L_p, C_p, C_s des autres phases.

Il est ainsi possible d'obtenir un zéro de courant dans ces phases, immédiatement (quelques centaines de microseconde) après la coupure de la première phase.

Si le disjoncteur interrompt de tels courants, un phénomène de courant arraché est alors créé avec de très grandes valeurs de courant arraché et de surtension.

• courant arraché et réallumages successifs

L'arrachement de courant et les réallumages successifs sont fréquemment liés.

Les surtensions causées par l'arrachement de courant peuvent elles-mêmes entraîner le réallumage. Elles sont presque systématiques dans le cas du courant arraché virtuel.

Nota : le courant arraché est quelquefois appelé courant haché.

□ récepteurs capacitifs (voir fig. 5-30)

La coupure de circuits capacitifs, tel que batterie de condensateurs ou câble à vide, pose moins de difficultés que les circuits inductifs.

En effet, les capacités restent chargées à la valeur de crête de l'onde 50 Hz après l'extinction de l'arc au zéro de courant, la réapparition de la tension aux bornes de l'appareillage se fait selon une onde à 50 Hz.

Toutefois une demi-période après la coupure, l'appareil est soumis à une tension égale à 2 fois la tension crête 50 Hz $(2\hat{V}_n)$.

Si la rapidité et la tenue diélectrique de l'appareil ne sont pas suffisantes pour tenir cette contrainte, un réallumage peut se produire. Il est suivi d'une inversion de tension aux bornes des condensateurs, les amenant au maximum à une tension phase neutre égale à $3\hat{V}_n$ (si l'on néglige l'amortissement).

Lorsque la tension du générateur s'inverse à nouveau, une demi-période plus tard, la différence de potentiel aux bornes de l'appareil atteint alors $4\hat{V}_n$. Une telle surtension peut évidemment provoquer un nouveau réamorçage entre les contacts de l'appareil, et le mécanisme d'oscillations précédemment décrit se renouvelle avec une amplitude accrue, entraînant une nouvelle élévation de la tension phase neutre des condensateurs ($5\hat{V}_n$).

Cet effet cumulatif des réamorçages successifs est évidemment fort dangereux pour les constituants du réseau, comme pour l'appareil lui-même.

Cette escalade de surtensions peut être évitée par le choix d'un matériel adéquat, ne permettant pas le réallumage.

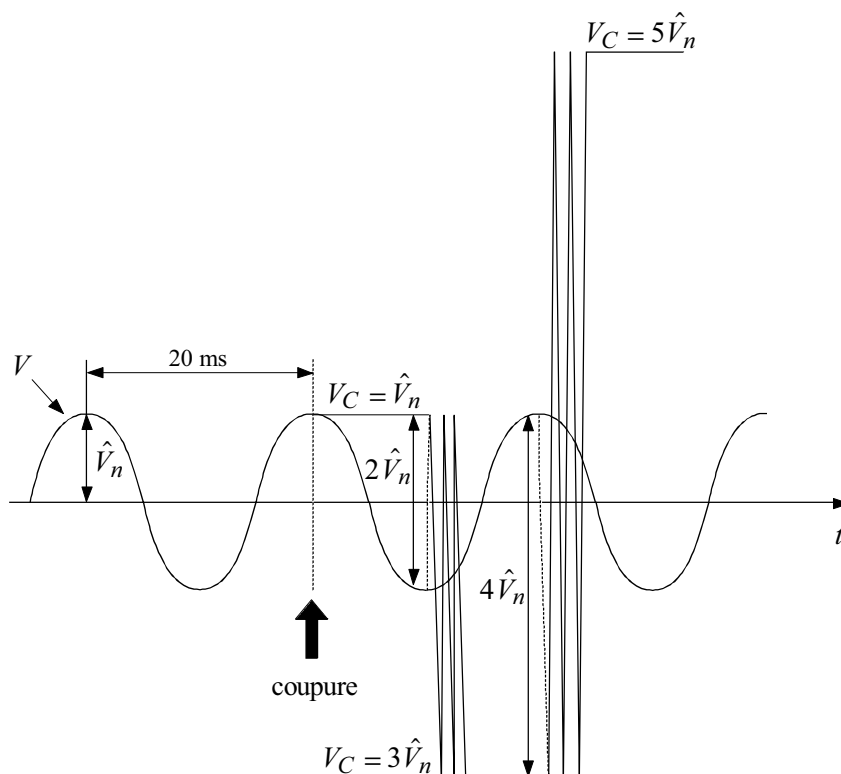


Figure 5-30 : escalade de tension lors de la séparation d'un banc de condensateurs du réseau par un appareil à manoeuvre lente

■ mise sous tension d'un récepteur

□ circuit inductif

Lors de la fermeture d'un appareil, sur un circuit inductif (transformateur à vide, moteur au démarrage), il arrive un instant où la tenue diélectrique entre ces contacts devient inférieure à la tension appliquée.

Un claquage se produit provoquant une annulation brusque de la tension aux bornes de l'appareil.

Ceci est accompagné d'oscillations avec les capacités parasites, qui provoquent la circulation de courants haute fréquence dans le disjoncteur.

Selon la rapidité de l'appareil, on peut ou non assister à des préamorçages jusqu'à la fermeture complète des pôles.

Les préamorçages successifs sont accompagnés de surtensions successives qui décroissent jusqu'à la fermeture complète de l'appareil.

Le phénomène est très complexe et fait intervenir plusieurs paramètres à savoir :

- les caractéristiques de l'appareil de coupure
- l'impédance caractéristique des liaisons
- les fréquences propres du circuit de charge

d'où la nécessité d'un modèle mathématique de simulation pour la prédétermination des valeurs des surtensions.

□ circuit capacitif (batterie de condensateurs)

Lors de la mise sous tension d'une batterie de condensateurs à l'aide d'un appareil à manoeuvre lente, un amorçage se produit entre les contacts au voisinage de la crête de l'onde 50 Hz.

Il apparaît alors une oscillation amortie du système LC de la figure 5-31 à une fréquence supérieure à 50 Hz concentrée autour de la crête. La surtension maximale est dans ce cas $2\hat{V}_n$. Elle correspond à la surtension maximale admissible par les condensateurs (voir CEI 831-1 pour la BT et 871-1 pour la MT ou HT).

Avec un appareil plus rapide, l'amorçage ne se produit pas forcément au voisinage de la crête 50 Hz et la surtension est par conséquent plus faible.

Après sa mise hors service, la batterie reste chargée à une tension allant de 0 à la tension crête du réseau.

Si la batterie est mise sous tension peu de temps après, un claquage dû à l'application d'une tension de polarité opposée peut donner lieu à une surtension de $3\hat{V}_n$.

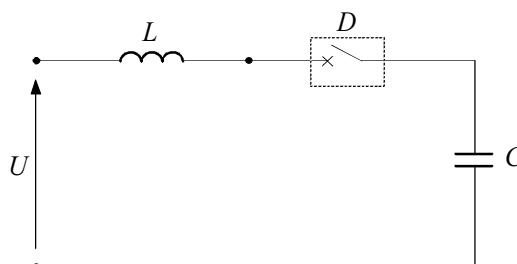


Figure 5-31 : manoeuvre de fermeture d'un circuit capacitif

Pour des raisons de sécurité des personnes, les batteries de condensateurs sont munies de résistance de décharge ayant une constante de temps permettant d'atteindre 75 V après 3 minutes en BT et 10 minutes en HT.

■ mesures de protection des récepteurs

Les phénomènes créés par la mise hors (ou sous) tension de récepteurs, étudiés précédemment, conduisent à des surtensions transitoires qui peuvent être dangereuses aussi bien pour les récepteurs que pour les autres éléments du réseau.

Le tableau 5-2 donne, pour chaque phénomène étudié, le niveau des surtensions et leurs caractéristiques.

	Fréquence d'apparition du phénomène	Nombre de crêtes de la surtension	Valeur de la surtension	Ordre de grandeur de grandeur de dU/dt	Remarque
Courant arraché	à chaque coupure	1	2 à 4 \hat{V}_n	0,1 kV/ μ s	favorise les réallumages
Réallumages successifs	coupure avec séparation près du zéro de courant	0 à 20	2 à 7 \hat{V}_n	10 kV/ μ s	
Prémorçages	à chaque fermeture	1 à 50	2,5 \hat{V}_n	10 kV/ μ s	
\hat{V}_n : valeur crête de la tension phase-neutre					

Tableau 5-2 : différents types de surtensions

Les récepteurs concernés par ces phénomènes sont les transformateurs à vide, les bobines de point neutre (mise à la terre du neutre par réactance) et les moteurs en période de démarrage pour les circuits inductifs ainsi que les batteries de condensateurs pour les circuits capacitifs.

Les transformateurs sont soumis à des essais diélectriques d'ondes de choc ; de ce fait, ils sont bien mieux construits que les moteurs pour supporter les transitoires liés aux réallumages (voir CEI 76-3).

Le cas des moteurs est différent. A chaque démarrage, ils doivent supporter les transitoires liés aux préamorçages. Par ailleurs, même si la coupure en période de démarrage est peu fréquente, ce cas peut néanmoins se produire, ils subissent alors des réallumages successifs.

Les moteurs sont donc particulièrement sensibles aux préarmorçages successifs, de par la fréquence de ces derniers, et aux réallumages successifs, de par l'amplitude des surtensions engendrées. Les conséquences de ces surtensions sont la détérioration de l'isolation des premières spires.

Pour limiter ces surtensions, il est possible de placer en parallèle avec le récepteur, des parasurtenseurs de type $Zn0$.

Mais, la meilleure parade consiste à utiliser des appareils de manoeuvres adaptées au cas d'application.

Le tableau 5-3 donne le comportement de l'appareillage de coupure moyenne tension vis-à-vis des phénomènes liés aux surtensions de manoeuvres étudiées.

Appareillage	Préamorçages successifs à la fermeture	Arrachement de courant	Réallumages successifs	Comportement global
Disjoncteur SF_6 à auto-compression	non	faible	non	Pas de problème. En dessous de 300 kW, utiliser un appareil SF_6 à arc tournant.
Disjoncteur et contacteur SF_6 à arc tournant	non	non	non	Pas de problème.
Disjoncteur à vide	oui	oui	oui	Utiliser des parasurtenseurs.
Contacteur à vide	oui	faible	oui	Utiliser des parasurtenseurs.
Disjoncteur et contacteur magnétiques dans l'air	non	non	non	Pas de problème.
Disjoncteur dans l'huile	non	oui	oui	Utiliser des parasurtenseurs.

Tableau 5-3 : comportement de l'appareillage de coupure moyenne tension

5.1.3.3. Elimination des défauts phase-terre par un disjoncteur

Considérons le réseau triphasé représenté par la figure 5-32 dans lequel la phase 1 est affectée d'un défaut à la terre.

Dans ce cas, le réseau peut être ramené au schéma équivalent de la figure 5-33 qui correspond au cas examiné dans le paragraphe 5.1.2.1.

Au début de la séparation des contacts, la tension de l'arc est faible et reste constante.

Par contre, juste avant la coupure, cette tension appelée tension d'extinction, croît jusqu'à une valeur plus ou moins grande qui peut dépasser \hat{V}_n . Cette tension dépend du type du disjoncteur (air, huile, SF_6 , vide) ainsi que de la technique d'extinction de l'arc (refroidissement, allongement, arc tournant...).

Au passage à zéro du courant, l'arc s'éteint et l'amplitude de la tension de rétablissement dépendra de la tension d'extinction de la façon suivante :

- pour le cas du neutre mis à la terre par résistance (le courant de défaut est en phase par rapport à la tension), la tension d'extinction limite l'amplitude des oscillations de la tension de rétablissement
- pour le cas du neutre mis à la terre par réactance (le courant de défaut est déphasé de $\frac{\pi}{2}$ par rapport à la tension), la tension d'extinction renforce l'amplitude des oscillations.

Après la coupure, un réamorçage peut avoir lieu si la régénération du milieu diélectrique n'est pas suffisamment rapide par rapport à la montée de la tension de rétablissement. Dans ce cas l'amplitude des oscillations peut atteindre le double de la première tension de rétablissement.

En négligeant les impédances du transformateur et de la ligne, la tension aux bornes de l'impédance de mise à la terre du neutre (V_N) est égale à la différence entre la tension de la source et celle aux bornes du disjoncteur. La tension V_N s'ajoute vectoriellement à la tension des phases saines et peut conduire sur ces dernières à des surtensions plus importantes que les surtensions observées sur la phase en défaut.

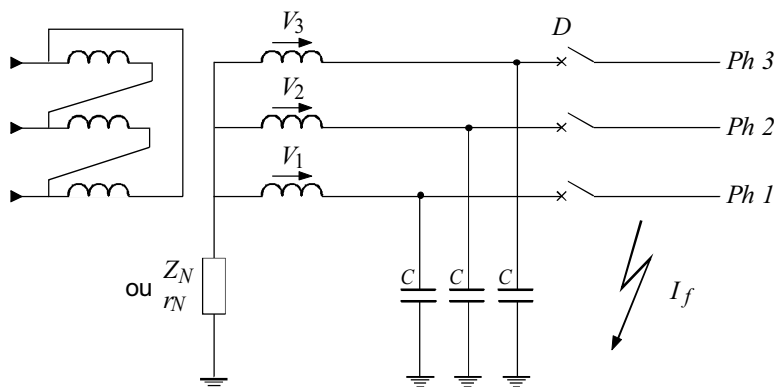
Les courbes de la figure 5-34 donnent les niveaux des surtensions enregistrées lors d'un défaut à la terre en fonction des caractéristiques du réseau et de l'impédance de mise à la terre.

On remarque que la mise à la terre du neutre par réactance (cas avec réamorçage) augmente nettement l'amplitude des surtensions, la mise à la terre par résistance est donc préférable. Dans ce dernier cas, on note que les surtensions ne dépassent pas 240 % lorsque le rapport du courant dans la résistance de mise à la terre au courant capacitif du réseau est égal à 2 (voir fig. 5-34). Dans les réseaux mis à la terre par résistance, on s'efforce donc toujours de respecter la relation :

$$I_{rN} > 2 I_C$$

I_{rN} : courant dans la résistance de mise à la terre du neutre durant le défaut

I_C : courants dans les capacités phase-terre du réseau (voir § 4.3 du *Guide des protections*)



Z_N : impédance de mise à la terre du neutre (ou r_N)

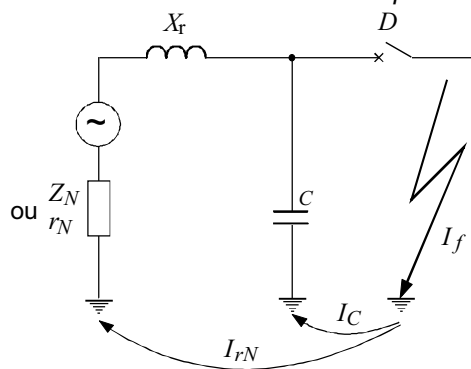
C : capacité phase-terre

I_f : courant de défaut

D : disjoncteur

V_1, V_2, V_3 : tensions simples

Figure 5-32 : élimination d'un défaut phase-terre



X_r : réactance du réseau

C : capacité par rapport à la terre de la phase en défaut

Z_N ou r_N : impédance de mise à la terre du point neutre (ou résistance r_N)

I_f : courant de défaut

Figure 5-33 : circuit de défaut lors d'un défaut phase-terre

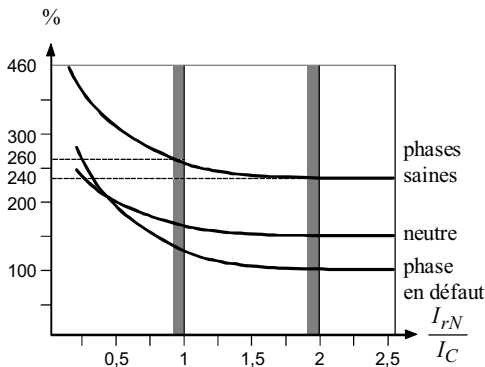
Mise à la terre par forte résistance avec réamorçage dans le défaut ou le disjoncteur, cas des réseaux industriels pour lesquels

$I_{rN} < 20 \text{ à } 30 A$

(voir *Guide des protections* - § 10.1.1.).

La surtension dépend du rapport $\frac{I_{rn}}{I_C}$

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



$I_{rN} = V_n / r_N$: courant dans la résistance de neutre pendant le défaut

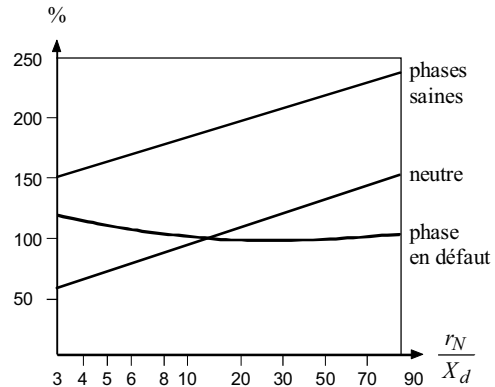
$I_C = 3 C \omega V_n$: somme vectorielle des courants dans les capacités phase-terre

Si $I_{rN} \geq 2 I_C$, la surtension ne dépasse pas 240 %.

Mise à la terre par résistance de limitation avec réamorçage dans le défaut ou le disjoncteur, cas des réseaux de distribution publique pour lesquels I_{rN} est égal à quelques centaines à

1 000 A. La surtension dépend du rapport $\frac{r_N}{X_d}$

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



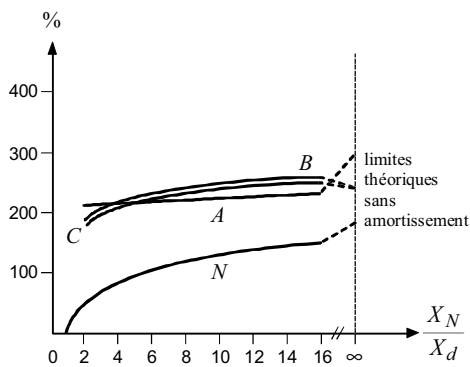
r_N : résistance de mise à la terre du point neutre

X_d : réactance directe du réseau

Mise à la terre par réactance, cas des réseaux de distribution publique pour lesquels I_{XN} est égal à 1 000 à quelques milliers d'ampères

Cas sans réamorçage de l'arc dans le disjoncteur

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



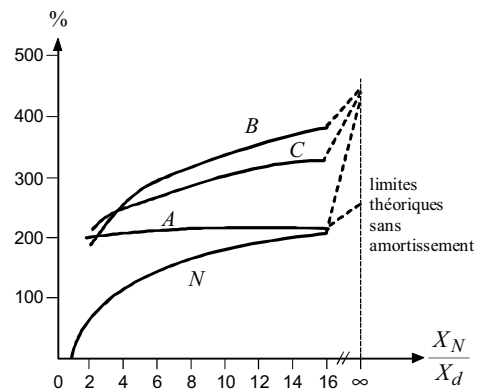
X_d : réactance directe du réseau

X_N : réactance de mise à la terre du point neutre

A : phase en défaut à la terre

Cas avec réamorçage de l'arc dans le disjoncteur

tension transitoire en % de la valeur crête de la tension simple nominale



B, C : phases saines

N : tension aux bornes de la réactance

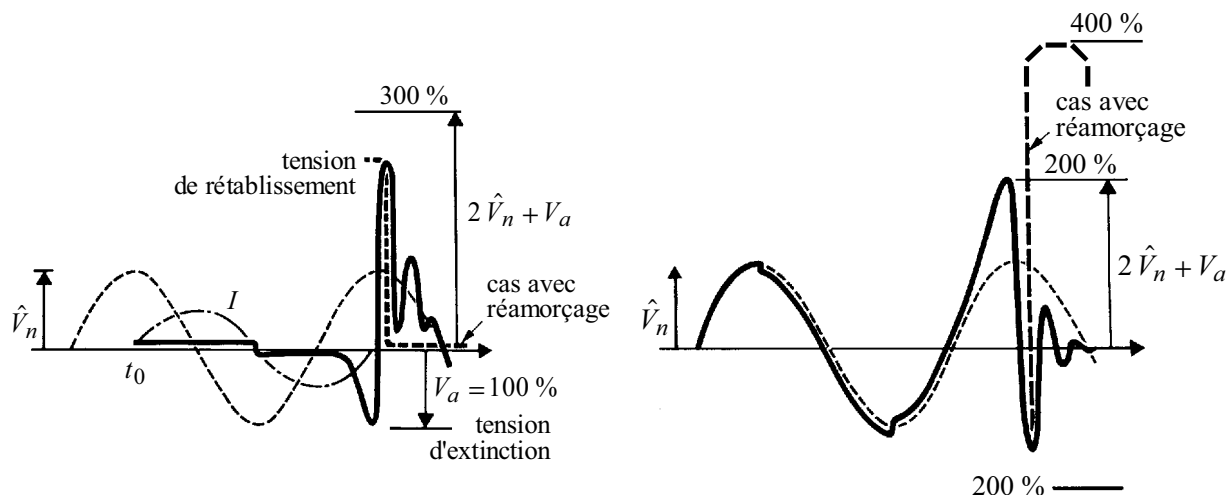
Figure 5-34 : surtensions transitoires suivant le mode de mise à la terre du neutre lors d'un défaut phase-terre

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services. The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Mise à la terre par réactance : $Z_N = X_N \gg X_r$

Tension aux bornes du disjoncteur

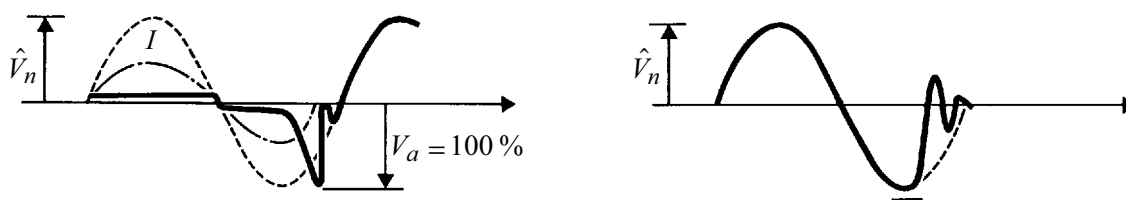
Tension aux bornes de la réactance X_N



Mise à la terre par résistance : $Z_N = r_N \gg X_r$

Tension aux bornes du disjoncteur

Tension aux bornes de la résistance r_N



X_r : réactance du réseau

V_a : tension d'extinction de l'arc

Figure 5-35 : tension transitoire à l'ouverture d'un disjoncteur lors d'un défaut permanent phase-terre

5.1.4. Surtensions atmosphériques

■ généralités

La terre et l'électrosphère, zone conductrice de l'atmosphère (épaisse de l'ordre de 50 à 100 km), constituent un condensateur sphérique naturel qui se charge par ionisation, d'où un champ électrique dirigé vers le sol de l'ordre de quelques centaines de volts/mètre.

L'air étant faiblement conducteur, il existe donc un courant de conduction permanent associé, de l'ordre de 1 500 A pour tout le globe terrestre. L'équilibre électrique est assuré lors des décharges par pluies et coups de foudre.

La formation des nuages orageux, masses d'eau sous forme d'aérosols, s'accompagne de phénomènes électrostatiques de séparation de charges : les particules légères chargées positivement sont entraînées par les courants d'air ascendants, et les particules lourdes chargées négativement tombent sous l'action de leur poids. Il arrive également qu'à la base du nuage se trouvent des îlots de charges positives à l'endroit de pluies intenses.

Globalement à l'échelle macroscopique, il y a création d'un dipôle.

Lorsque le gradient limite de tenue au claquage est atteint, une décharge se produit au sein du nuage ou entre nuages ou entre nuage et sol. Dans ce dernier cas on parle de foudre.

Le champ électrique nuage-sol peut atteindre 15 à 20 kV/mètre sur sol plat. Mais la présence d'obstacles déforme et augmente localement ce champ d'un facteur 10 à 100 ou même 1 000 selon la forme des aspérités (phénomène aussi appelé "effet de pointe"). Le seuil d'ionisation de l'air atmosphérique est alors atteint, soit environ 30 kV/cm, et des décharges par effet couronne se produisent. Sur des objets d'assez grande taille (tour, cheminée, pylône) ces décharges peuvent être à l'origine des coups de foudre, ou les diriger.

□ classification et caractéristiques du coup de foudre

On distingue les coups de foudre par l'origine de la décharge (ou traceur) et par leur polarité.

Selon l'origine du traceur le coup de foudre peut être :

- soit descendant depuis les nuages vers le sol dans le cas des terrains assez plats
- soit ascendant depuis le sol vers les nuages dans le cas des terrains montagneux.

Selon la polarité on distingue le coup de foudre :

- négatif lorsque la partie négative du nuage se décharge, ce qui représente 80 % des cas dans les pays tempérés
- positif lors de la décharge de la partie positive du nuage.

• forme et amplitude de l'onde de foudre

Le phénomène physique de la foudre correspond à une source de courant impulsionnel dont la forme réelle est très variable : elle consiste en un front de montée jusqu'à l'amplitude maximale de quelques microsecondes à 20 µs suivi d'une queue de décroissance de quelques dizaines de µs (voir figure 5-36).

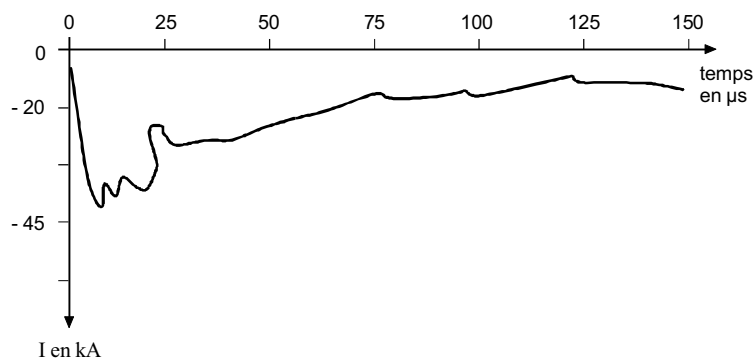


Figure 5-36 : oscillogramme d'un courant de foudre

L'amplitude des coups de foudre varie suivant une loi de distribution log-normale. On détermine alors la probabilité de dépassement d'une amplitude donnée (voir figure 5-37). On remarque, par exemple, que pour la courbe moyenne (IEEE), la probabilité de dépasser une amplitude de 100 kA est de 5 %. Ce qui signifie que 95 % des coups de foudre ont une amplitude inférieure à 100 kA.

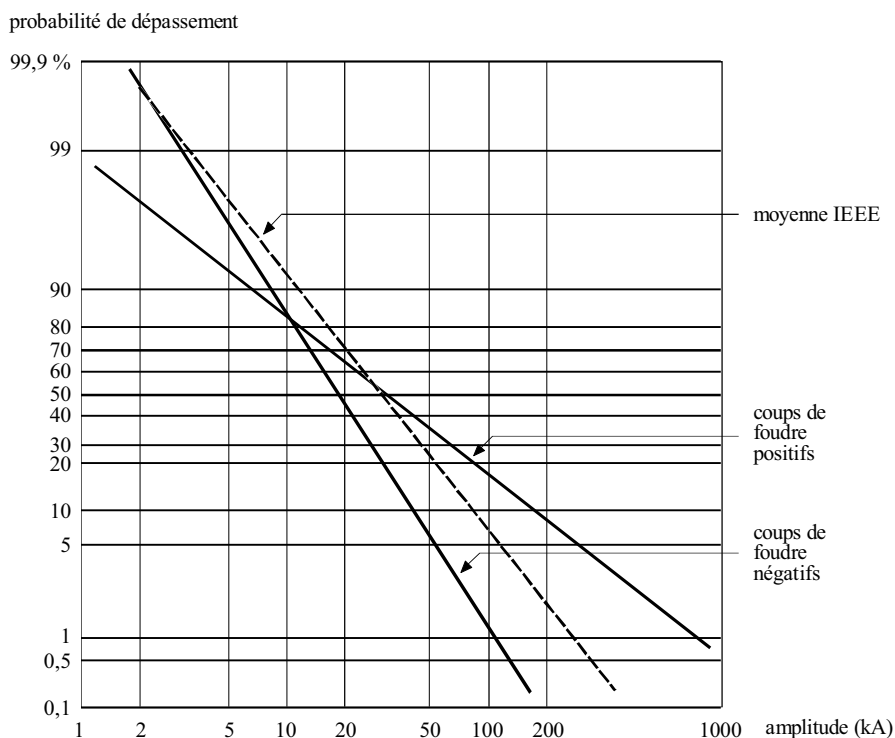


Figure 5-37 : probabilité de dépassement des amplitudes des coups de foudre positifs et négatifs, selon IEEE (statistique expérimentale)

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services. The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

De même la raideur du front d'onde varie suivant la loi de distribution log-normale. On détermine la probabilité de dépassement d'une raideur de front donnée (voir fig. 5-38). On remarque que la probabilité de dépasser une raideur de front de 50 kA/μs d'un coup de foudre négatif est de 20 %.

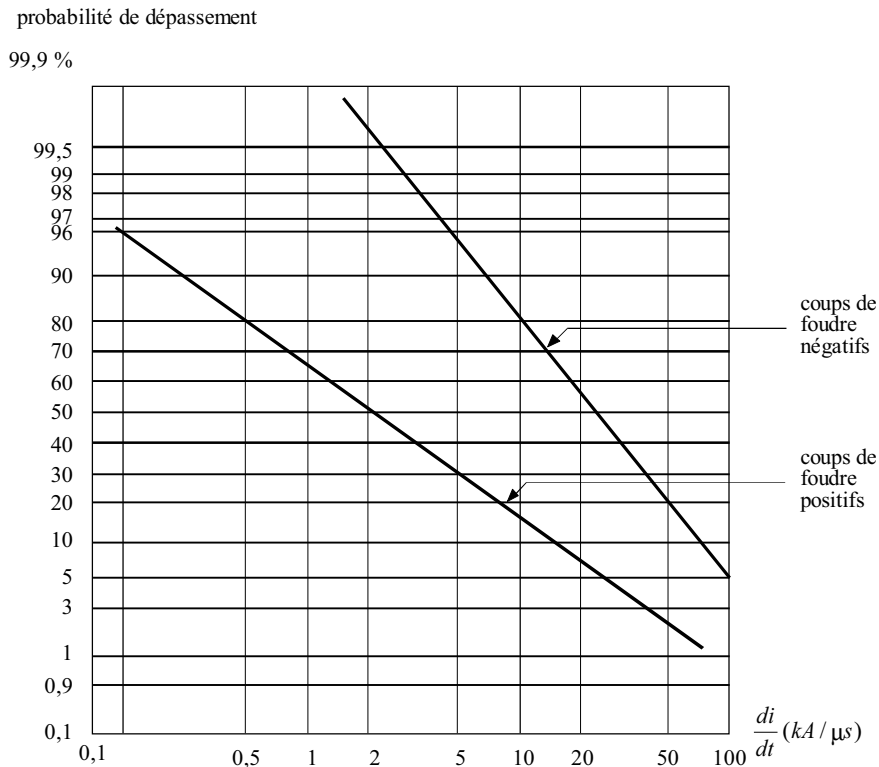


Figure 5-38 : probabilité de dépassement des raideurs de front des courants de foudre, positifs et négatifs, selon IEEE (statistique expérimentale)

• forme d'onde normalisée

La forme d'onde de tension de choc de foudre retenue par la CEI 71-1 est une onde 1,2/50 μs (voir fig. 5-39) :

- temps de montée jusqu'à la valeur maximale 1,2 μs
- durée de descente jusqu'à la mi-valeur 50 μs.

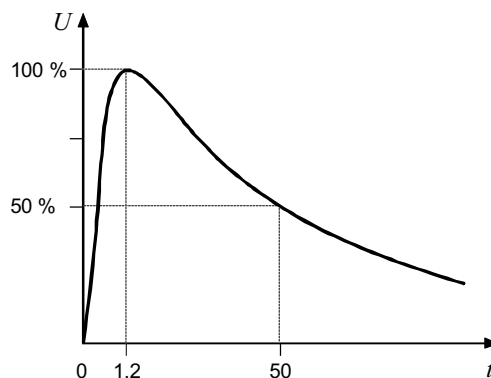


Figure 5-39 : forme d'onde de tension de choc de foudre normalisée (CEI 71-1)

• niveau Kéraunique

Dans le monde, on enregistre en moyenne 63 milliards de décharge chaque année, ce qui correspond à 100 décharges par seconde. En France, ce chiffre varie de 1,5 à 2 millions de coups de foudre par an.

On définit alors le niveau Kéraunique N_K comme étant le nombre de jour par an où le tonnerre a été entendu dans un endroit.

En France, la valeur moyenne de N_K est de 20 avec une fourchette de variation allant de 10 en régions côtières de la manche jusqu'à plus de 30 en régions montagneuses.

La valeur de N_K peut être beaucoup plus élevée et atteindre 180 en Afrique tropicale ou en Indonésie.

• densité de foudroiemment

On définit la densité de foudroiemment N qui représente le nombre de coups de foudre par km^2 par an, quels que soient leurs niveaux d'intensité.

En France, N varie entre 2 et 6 coups de foudre/ km^2 /an selon les régions.

□ mécanisme d'impact de la foudre

Le mécanisme d'impact de la foudre débute par un traceur issu d'un nuage qui se rapproche du sol à faible vitesse. Lorsque le champ électrique est suffisant, une conduction brutale s'établit donnant lieu à la décharge de foudre.

Une approche pratique expérimentale a permis d'établir la relation qui lie l'intensité I du coup de foudre à la distance entre les points d'amorçage (position du traceur) et de décharge (point d'impact relié à la terre) :

$$d = 9,4 \times I^{2/3} \quad \text{ou} \quad d = 6,7 \times I^{0,8} \quad \text{selon les auteurs.}$$

d : distance d'amorçage, en m

I : courant de foudre, en kA

En appliquant un modèle électrogéométrique à une tige verticale de hauteur H (voir fig. 5-40-a), on démontre que l'on distingue deux zones :

- zone 1 : elle est située entre le sol et la parabole p qui est le lieu des points équidistants de H et du sol ; à l'instant d'amorçage tout traceur situé dans cette zone touchera le sol puisqu'il est plus près de celui-ci que de H
- zone 2 : elle est située au-dessus de la parabole ; à l'instant d'amorçage, tout traceur situé dans cette zone sera capté par le point H de la tige dès que la distance entre H et le traceur est inférieure à la distance d'amorçage d .

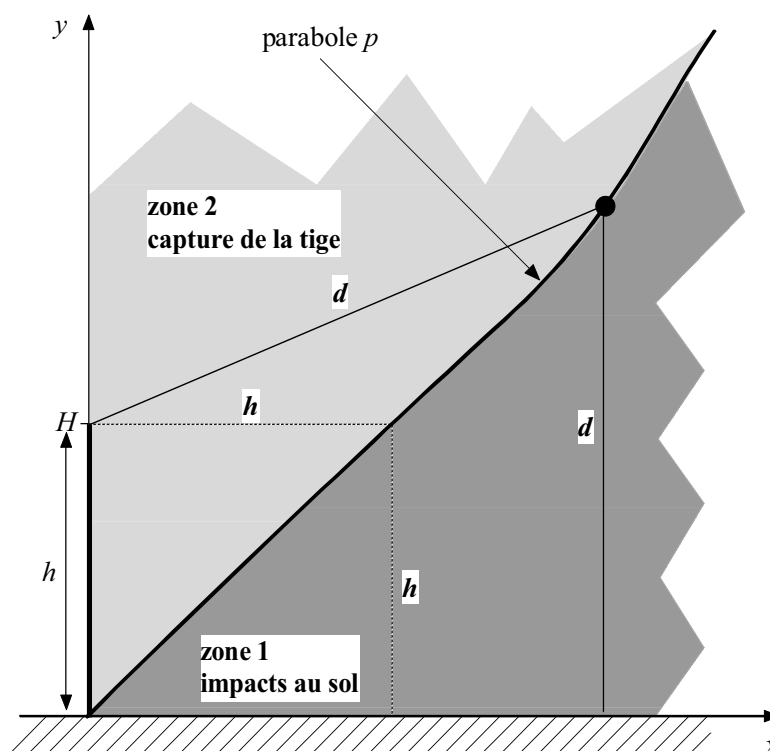


Figure 5-40-a : représentation des différentes zones de protection offertes par une tige verticale

Pour un courant de foudre d'intensité I , donc une distance d'amorçage donnée, la distance x entre le point d'impact au sol et le point de fixation au sol de la tige (appelée rayon de capture de la tige) est :

$$x = \sqrt{2 d h - h^2} \quad \text{si} \quad d > h$$

$$x = d \quad \text{si} \quad d \leq h$$

Le rayon de capture x de la tige est donc d'autant plus grand que le coup de foudre est intense.

Pour de très faibles intensités, le rayon de capture devient inférieur à la hauteur de la tige qui peut alors devenir captatrice sur sa longueur, ce qui est vérifié expérimentalement.

• application à la protection d'un équipement par un paratonnerre

Le paratonnerre détourne la foudre vers lui afin de protéger les équipements. Son principe est basé sur la distance d'amorçage ; des tiges effilées sont placées en haut des équipements à protéger, elles sont reliées à la terre par le chemin le plus direct (des conducteurs de descente entourant l'ouvrage à protéger et interconnectés au réseau de terre).

Le modèle électrogeométrique permet de déterminer la zone à protéger par la méthode de la sphère fictive.

Le point d'impact de la foudre est déterminé par l'objet au sol le plus proche de la distance d'amorçage d du traceur. Tout se passe comme si le traceur était entouré d'une sphère fictive de rayon d se déplaçant avec lui. Pour une bonne protection, il faut que la sphère fictive roulant sur le sol atteigne le paratonnerre sans toucher les objets à protéger (voir fig. 5-40-b).

De façon approximative, la protection contre les coups de foudre directs est bonne dans un cône dont le sommet est la pointe du paratonnerre et le demi-angle au sommet est 45° .

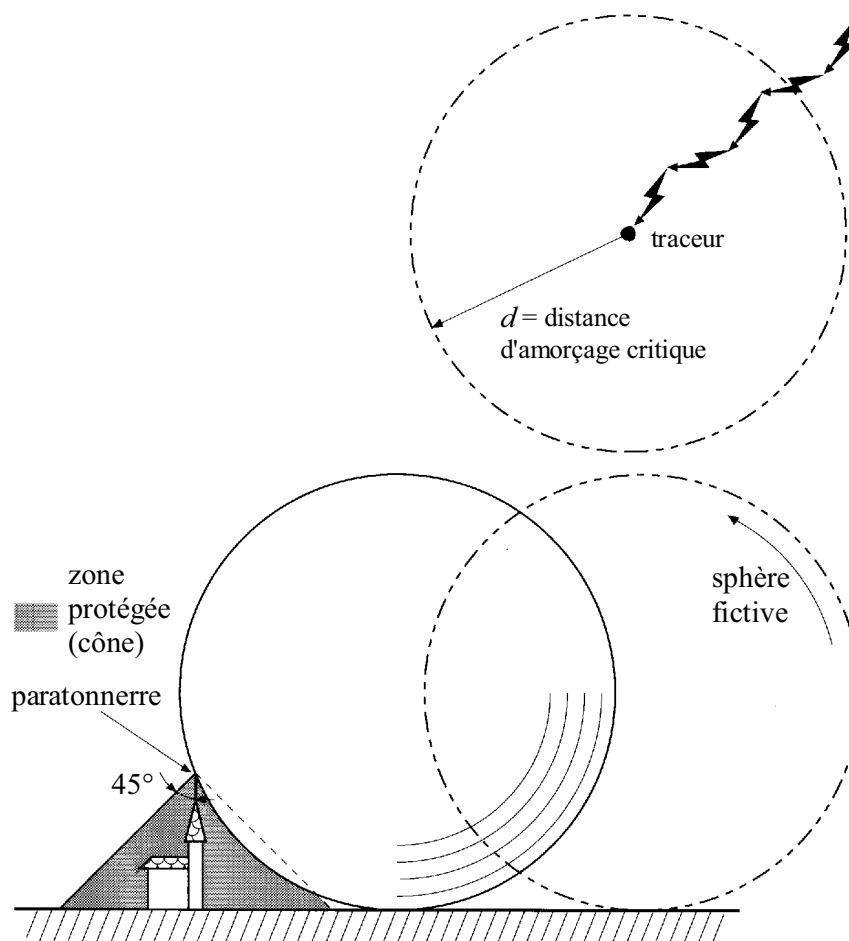


Figure 5-40-b : détermination de la zone protégée par un paratonnerre par la méthode de la "sphère fictive"

■ **coup de foudre direct** (sur conducteurs de phase)

Lorsque la foudre tombe sur un conducteur de phase d'une ligne, le courant $i(t)$ se répartit par moitié de chaque côté du point d'impact et se propage le long des conducteurs. Ceux-ci présentent une impédance d'onde Z dont la valeur est comprise entre 300 et 500 Ω . Cette impédance est celle vue par le front d'onde, elle est indépendante de la longueur de la ligne et d'une nature différente de l'impédance à 50 Hz.

Il en résulte une onde de tension :

$$U(t) = Z \cdot \frac{i(t)}{2}$$

qui se propage le long de la ligne (voir fig. 5-41).

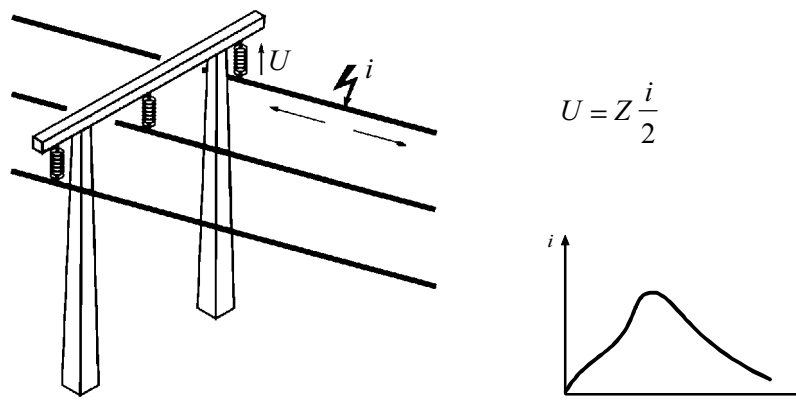


Figure 5-41 : coup de foudre sur un conducteur de phase

Selon l'amplitude du courant de foudre, deux cas peuvent se présenter :

□ propagation en onde pleine

Si la tension maximale $\left(U_{\max} = Z \frac{I_{\max}}{2} \right)$ est inférieure à la tension d'amorçage U_a de la chaîne d'isolateur, la totalité de l'onde (pleine) se propage le long de la ligne.

□ propagation en onde coupée

Dans le cas où $U_{\max} \geq U_a$, en première approximation l'amorçage de l'isolateur se produit à la valeur de U_a , et l'on assiste à un défaut phase-terre à 50 Hz dû, au maintien de l'arc. L'onde de foudre qui se propage est donc coupée à la valeur maximale correspondant à U_a .

Le courant de foudre provoquant cet amorçage, pour une ligne donnée, est appelé courant critique I_C tel que :

$$I_C = 2 \frac{U_a}{Z}$$

Pour les lignes, l'ordre de grandeur de I_C est :

- 5,5 kA en 225 kV, ce qui correspond à une probabilité de dépassement selon moyenne IEEE de 95 % (voir figure 5-37)
- 8,5 kA en 400 kV, ce qui correspond à une probabilité de dépassement selon moyenne IEEE de 92 % (voir figure 5-37).

En moyenne tension, l'amorçage est systématique en cas de coup de foudre en raison des faibles distances dans l'air de la chaîne d'isolateurs. Ce contournement de l'isolateur donne naissance à un courant de défaut phase-terre, que l'on appelle courant de suite, qui se maintient à la fréquence industrielle 50 Hz jusqu'à son élimination par les protections.

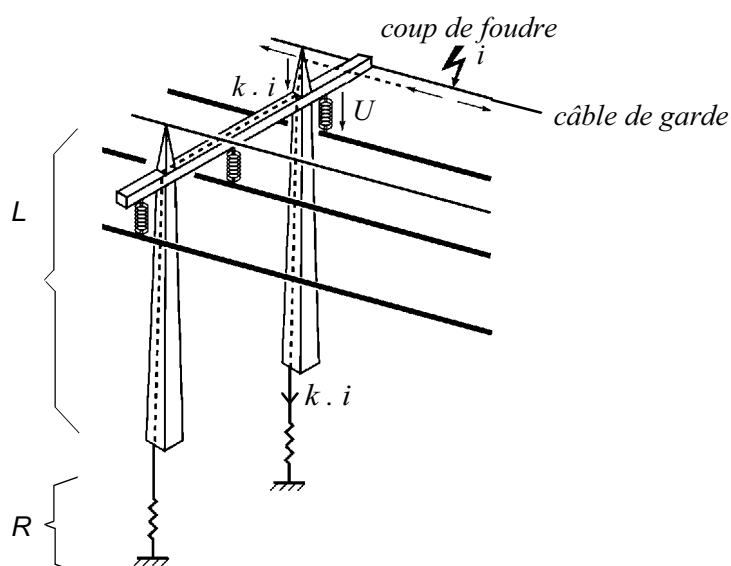
■ **coups de foudre indirects** (sur câble de garde ou pylônes)

Lorsque la foudre tombe sur le câble de garde de la ligne, une partie du courant s'écoule à travers le pylône, puisque le câble de garde est relié à celui-ci (voir fig. 5-42).

Il en résulte une élévation du potentiel de la tête du pylône dont la valeur dépend de l'inductance propre L du pylône et de la résistance R de la prise de terre :

$$U(t) = k \left[R i(t) + L \frac{di(t)}{dt} \right]$$

k : ratio du courant dérivé dans le pylône par le courant incident



$$U = k \left[R \times I + L \frac{di}{dt} \right]$$

Figure 5-42 : coup de foudre sur un câble de garde

La tension U peut atteindre la limite d'amorçage à l'onde de choc de la chaîne d'isolateurs et provoquer un claquage. Il s'agit de l' "amorçage en retour" ou "backflashover". Une partie du courant se propage alors sur la ou les phases amorçées, vers les utilisateurs ; ce courant est en général supérieur à celui d'un coup de foudre direct.

En très haute tension (> 220 kV), l'amorçage en retour est peu probable (le niveau d'amorçage des isolateurs est élevé), c'est pourquoi l'installation de câbles de garde est intéressante (interruptions de service limitées). Mais en dessous de 90 kV l'amorçage en retour se produit même lorsque la valeur de la résistance de la prise de terre est faible (< 15 Ω) ; l'intérêt du câble de garde est donc limité (interruptions de service plus fréquentes).

□ choc induit

Un coup de foudre qui tombe n'importe où sur le sol se comporte comme une source de rayonnement d'un champ électromagnétique.

Le rayonnement est d'autant plus important que le front de montée du courant de foudre est raide.

Pour des raideurs de front de 50 à 100 kA/μs, les effets de ce champ se feront sentir à plusieurs centaines de mètres, voire plusieurs kilomètres.

Le champ magnétique H en un point situé à une distance r d'un circuit parcouru par un courant est donné par la relation :

$$H = \frac{I}{2 \pi r}$$

Ce champ créé dans les circuits avoisinants des tensions induites pouvant atteindre des valeurs dangereuses pour le matériel et les personnes.

• cas d'une boucle

Considérons la boucle formée par le câble d'alimentation et la liaison de télétransmission de la figure 5-43, de surface S et située à 100 m de l'impact de foudre dont la raideur du front de montée du courant est 80 kA/μs.

La tension induite est donnée par la relation :

$$e = -\frac{d\phi}{dt} = -S \frac{dB}{dt} = -\mu_0 S \frac{dH}{dt}$$

$\mu_0 = 4 \pi \times 10^{-7}$: perméabilité magnétique du vide

or
$$\frac{dH}{dt} = \frac{1}{2\pi r} \frac{dI}{dt} = \frac{1}{2\pi \times 100} \times 80 \times \frac{10^3}{10^{-6}} = 127 \times 10^6 \text{ A / m / s}$$

d'où
$$|e| = 4 \pi 10^{-7} \times 120 \times 127 \times 10^6 = 19 \text{ kV}$$

Il apparaît donc une surtension phase-terre de 19 kV sur la boucle. Celle-ci est de très courte durée ($\approx 1 \mu\text{s}$) mais peut provoquer le claquages des isolations.

Pour éviter ce risque, il faut réduire les surfaces des boucles de circuits.

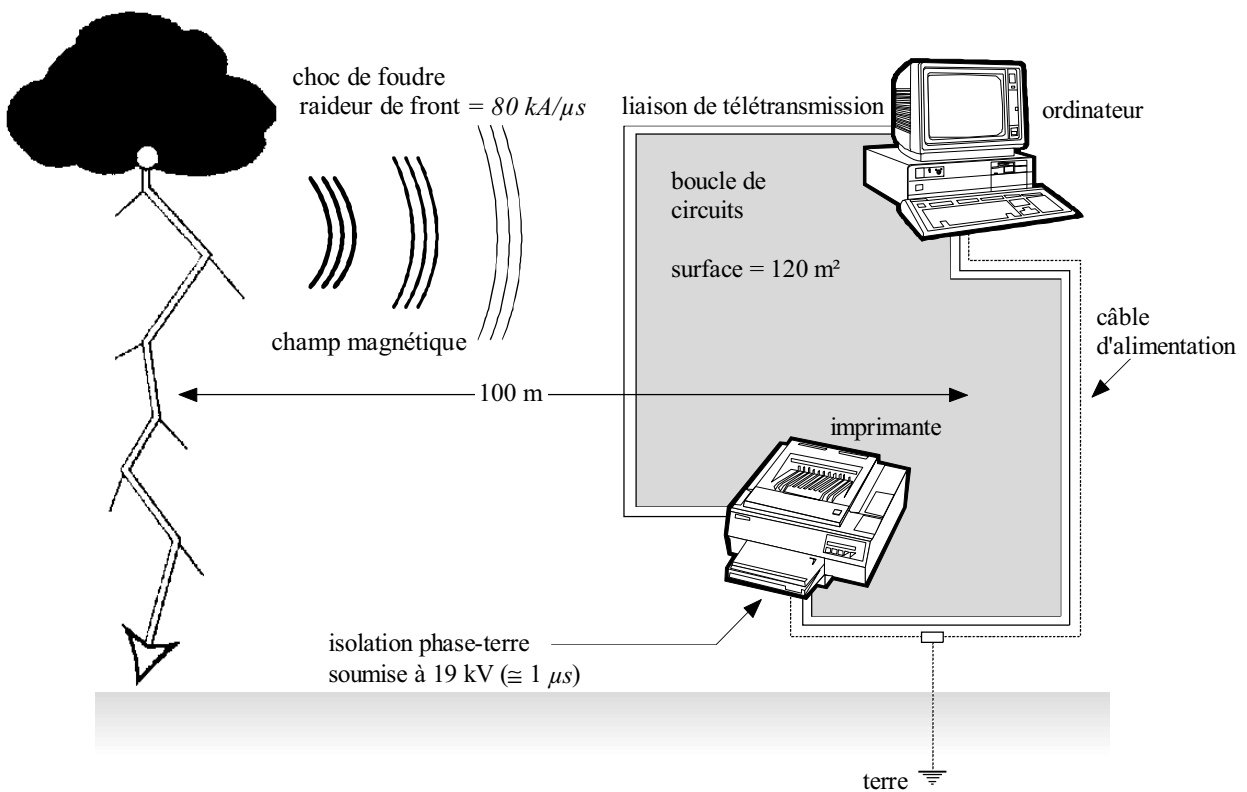
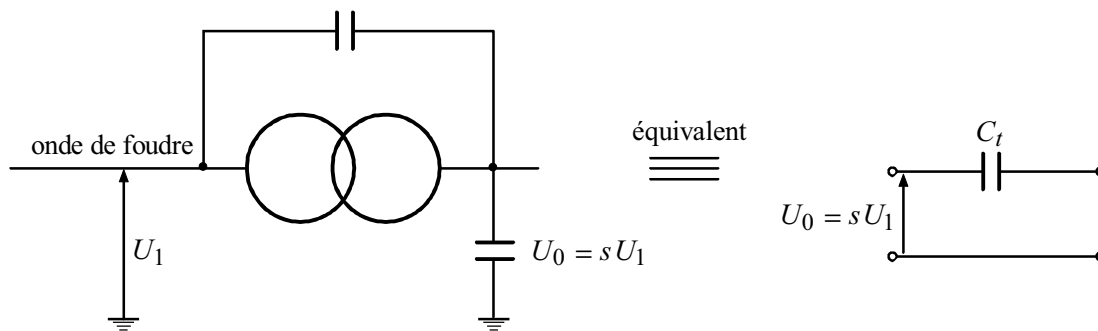


Figure 5-43 : boucle de circuits

■ **transmission de l'onde de choc dans un transformateur** (voir CEI 71-2 - annexe A)

Dans les conditions d'un choc de foudre, le transformateur se comporte comme un diviseur capacitif de rapport $s \leq 0,4$. Il est équivalent à une capacité C_t (voir figure 5-44-a).



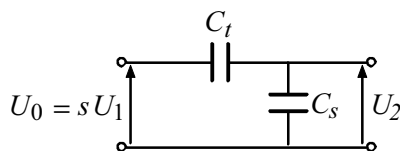
U_1 : tension de choc sur la borne haute tension

U_0 : tension transmise à vide

Figure 5-44-a : transmission de l'onde de choc dans un transformateur

U_0 représente la surtension à vide, c'est-à-dire lorsque les bornes de sortie du secondaire ne sont connectées à aucune liaison. Cette surtension n'est généralement pas acceptable par le transformateur.

Dans la réalité, le transformateur est connecté à un réseau de capacité C_s . Celle-ci joue le rôle de diviseur de tension avec la capacité C_t du transformateur (voir fig. 5-44-b).



U_2 : tension transmise au secondaire avec un réseau

Figure 5-44-b : transformateur avec son réseau équivalent

La tension transmise au secondaire est donc :

$$U_2 = \frac{C_t}{C_t + C_s} s U_1$$

Les valeurs de C_l se situent généralement entre 1 et 10 nF. Or, la capacité d'un câble est voisine de 0,4 nF/m. Ainsi, quelques dizaines de mètres de câble permettent d'atténuer fortement la surtension transmise au secondaire.

En général, le réseau est suffisamment étendu pour que la surtension transmise ne pose pas de difficulté.

Par contre, dans le cas de liaison courte, par exemple un transformateur spécifique à un récepteur (four à arc...), la surtension transmise peut être inacceptable par le matériel côté basse tension.

Pour réduire l'amplitude du choc transmis, on peut :

- utiliser sur le côté haute tension un parafoudre dont la tension d'amorçage est plus basse
- installer un parafoudre sur le côté basse tension entre chaque phase et la terre
- accroître la capacité entre chaque phase et la terre sur le côté basse tension.

5.1.5. Propagation des surtensions

Les lignes aériennes et les câbles constituent un support de propagation de toute onde de surtension susceptible d'apparaître sur un réseau.

Pour des fréquences élevées (cas des surtensions de manoeuvre et de foudre), la ligne est caractérisée par son impédance dite "caractéristique" ou "d'onde" :

$$Z_c \approx \sqrt{\frac{L}{C}}$$

L : inductance de la ligne

C : capacité de la ligne

On peut remarquer que cette impédance est indépendante de la longueur de la ligne.

La vitesse de propagation de l'onde sur une ligne aérienne est proche de celle de la lumière :

$$c = 3 \times 10^8 \text{ m/s} \quad (300 \text{ m}/\mu\text{s})$$

pour les câbles, elle est égale à $v = \frac{c}{\sqrt{\epsilon_r}}$

ϵ_r : permittivité relative de l'isolant du câble

La valeur de v est proche de $150 \text{ m}/\mu\text{s}$.

Ceci permet de donner une appréciation de la répartition de l'onde de foudre le long d'un conducteur. La figure 5-45 représente l'évolution dans le temps et dans l'espace d'une onde de foudre sur une ligne aérienne.

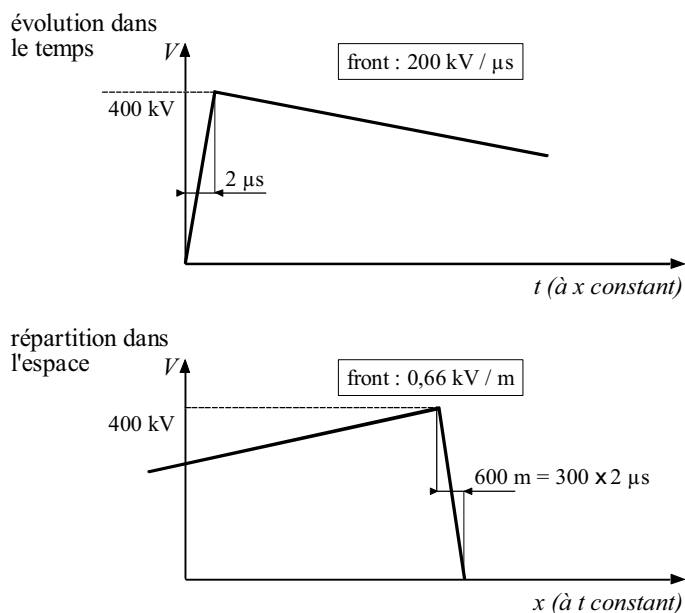
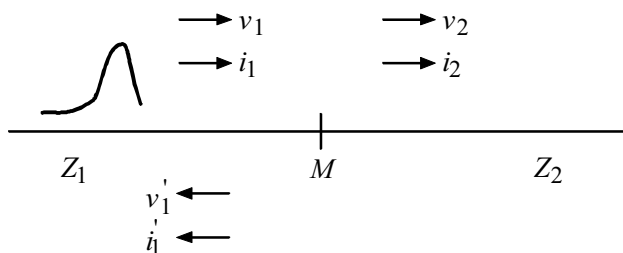


Figure 5-45 : représentation de l'évolution dans le temps et dans l'espace d'une onde de foudre sur une ligne aérienne

Examinons de près le phénomène se produisant en un point M de changement d'impédance séparant deux circuits d'impédances caractéristiques Z_1 et Z_2 (voir fig. 5-46).



Z_1, Z_2 : impédances caractéristiques amont et aval

v_1, i_1 : onde incidente en amont de M

v_2, i_2 : onde transmise en aval de M

v_1', i_1' : onde réfléchie en amont de M

Figure 5-46 : propagation d'une onde à travers un point M de changement d'impédance

En amont de M , nous avons :

$$v_1 = Z_1 i_1 \quad \text{et} \quad v_1' = -Z_1 i_1' \quad (1)$$

immédiatement en aval de M :

$$v_2 = Z_2 i_2 \quad (2)$$

au point M :

$$v_2 = v_1 + v_1' \quad \text{et} \quad i_2 = i_1 + i_1' \quad (3)$$

On déduit alors :

$$v_2 = v_1 + v_1' = v_1 - Z_1 i_1' = v_1 - Z_1 (i_2 - i_1)$$

d'où

$$v_2 = \frac{Z_2}{Z_2 + Z_1} \times 2 v_1$$

En particulier :

- pour une ligne court-circuitée à la terre, $Z_2 = 0$; on en déduit que $v_2 = 0$ et $v_1' = -v_1$
- pour un conducteur sans changement d'impédance, $Z_2 = Z_1$; on en déduit que $v_2 = v_1$ et $v_1' = 0$
- pour une ligne ouverte, $Z_2 = \infty$; on en déduit que $v_2 = 2 v_1$ et $v_1' = v_1$.

En conclusion, au point de changement d'impédance, la valeur maximale de la tension peut atteindre le double de l'onde incidente. C'est le cas d'une ligne alimentant un transformateur car son impédance vis à vis de l'onde de foudre est très élevée par rapport à l'impédance caractéristique de la ligne.

5.2. Les dispositifs de protection contre les surtensions

5.2.1. Principe de la protection

La protection des installations et des personnes contre les surtensions est d'autant meilleure qu'un écoulement des perturbations vers la terre est assuré, et ceci le plus près possible des sources de perturbation. Cela impose la mise en oeuvre de prises de terre de faible impédance.

Ainsi, on distingue 3 niveaux de protection contre les surtensions :

■ 1^{er} niveau de protection

L'objectif est d'éviter l'impact direct sur les ouvrages en captant la foudre et en l'orientant vers des lieux d'écoulement privilégiés, au moyen de :

- paratonnerres, dont le principe est basé sur la distance d'amorçage ; une tige placée en haut de la structure à protéger capte la foudre et l'écoule à travers le réseau de terre (voir § 5-40-b)
- cages maillées ou de Faraday
- câbles de garde (voir § 5-42).

■ 2^e niveau de protection

Son but est d'assurer que le niveau d'isolement au choc (Basic Impulse Level : BIL) des éléments du poste n'est pas dépassé.

Il est réalisé en HT au moyen d'éléments assurant l'écoulement de l'onde de foudre à la terre tels que :

- éclateurs
- parafoudres HT.

■ 3^e niveau de protection

Utilisé en BT comme protection complémentaire des équipements sensibles (informatique, appareils de télécommunication, ...).

Il est réalisé au moyen de :

- filtres série
- limiteurs de surtensions
- parafoudres BT.

5.2.2. Les éclateurs

■ fonctionnement

L'éclateur est un dispositif simple constitué de deux électrodes, la première reliée au conducteur à protéger, la deuxième reliée à la terre.

A l'endroit où il est installé dans le réseau, l'éclateur représente un point faible pour l'écoulement des surtensions à la terre et protège ainsi le matériel.

La tension d'amorçage de l'éclateur est réglée en agissant sur la distance dans l'air entre les électrodes, de façon à obtenir une marge entre la tenue au choc du matériel à protéger et la tension d'amorçage au choc de l'éclateur (voir fig. 5-47). Par exemple, $B = 40$ mm sur les réseaux EDF 20 kV.

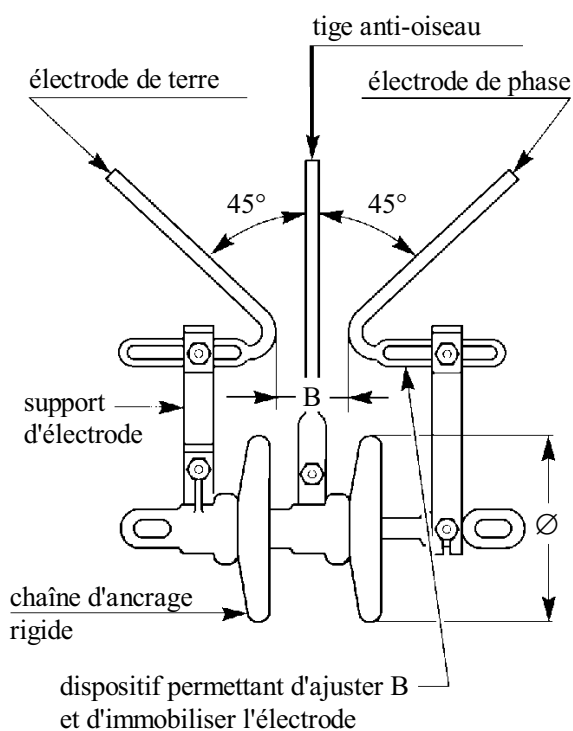


Figure 5-47 : éclateur MT avec tige anti-oiseaux

■ avantages

Les principaux avantages des éclateurs sont :

- leur faible prix
- leur simplicité
- la possibilité de réglage de la tension d'amorçage.

■ inconvénients

- les caractéristiques d'amorçage de l'éclateur sont très variables (jusqu'à 40 %) en fonction des conditions atmosphériques (température, humidité, pression) qui modifient l'ionisation du milieu diélectrique (l'air) entre les électrodes.
- le niveau d'amorçage dépend de la valeur de la surtension.
- l'amorçage de l'éclateur provoque un court-circuit phase-terre à fréquence industrielle en raison du maintien de l'arc, celui-ci dure jusqu'à son élimination par les appareils de coupure (ce court-circuit s'appelle courant de suite). Cela rend nécessaire l'installation de disjoncteurs shunt ou de dispositifs de réenclenchement rapide sur les disjoncteurs situés en amont. De ce fait, les éclateurs sont inadaptés à la protection d'une installation contre les surtensions de manoeuvre.
- l'amorçage provoqué par une surtension à front raide n'est pas instantané. En raison de ce retard à l'amorçage, la tension réellement atteinte dans le réseau est supérieure au niveau de protection choisi. Pour tenir compte de ce phénomène, il est nécessaire d'étudier les courbes tension-temps de l'éclateur.
- l'amorçage provoque l'apparition d'une onde coupée à front raide susceptible d'endommager les enroulements des transformateurs ou des moteurs situés à proximité.

Encore en place sur certains réseaux de distribution publique, les éclateurs sont actuellement remplacés par des parafoudres.

5.2.3. Les parafoudres

Pour palier les inconvénients des éclateurs, différents modèles de parafoudres ont été conçus dans le but d'assurer une meilleure protection des installations et une bonne continuité de service.

Les parafoudres à résistance variable avec éclateur sont les plus répandus dans les installations HT et MT en exploitation depuis quelques années. La tendance actuelle est vers les parafoudres à oxyde de zinc qui possèdent des performances meilleures.

■ définitions

Courant de décharge d'un parafoudre

Onde de courant écoulee par le parafoudre après amorçage des éclateurs série.

Courant de suite d'un parafoudre

Courant à fréquence industrielle débité par le réseau et écoulé par le parafoudre après le passage du courant de décharge.

Tension résiduelle d'un parafoudre

Tension qui apparaît entre les bornes d'un parafoudre pendant le passage du courant de décharge.

5.2.3.1. Parafoudre à résistance variable avec éclateur (voir CEI 99-1)

■ principe de fonctionnement

Dans ce type de parafoudre, on associe à un éclateur une résistance variable (varistance) qui limite le courant après passage de l'onde de choc.

Après écoulement de l'onde de choc à la terre, le parafoudre n'est soumis qu'à la tension du réseau, et le courant de suite se trouve limité par la varistance.

L'extinction de l'arc se fait systématiquement après le passage à zéro de l'onde à 50 Hz du courant de défaut monophasé à la terre.

La tension résiduelle est maintenue proche du niveau d'amorçage grâce à la variation de la résistance. En effet, cette résistance diminue avec l'augmentation du courant.

Diverses techniques ont été utilisées pour la réalisation des parafoudres à varistance et éclateurs. La plus classique utilise une résistance au carbure de silicium (SiC).

Certains parafoudres comportent également des systèmes répartiteurs de tension (diviseurs résistifs ou capacitifs) et des systèmes de soufflage de l'arc (aimants ou bobines de soufflage magnétique).

■ caractéristiques

Les parafoudres à résistance variable sont caractérisés par :

- la tension assignée, qui est la valeur spécifiée maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement. Cette tension peut être appliquée de façon continue au parafoudre sans que cela modifie ses caractéristiques de fonctionnement.
- les tensions d'amorçage pour les différentes formes d'onde (fréquence industrielle, choc de manoeuvre, choc de foudre, ...).
- le pouvoir d'écoulement du courant de choc.

5.2.3.2. Parafoudre à oxyde de zinc (ZnO)

■ principe de fonctionnement

La figure 5-48 montre que, contrairement au parafoudre à résistance variable avec éclateur, le parafoudre à oxyde de zinc est constitué uniquement d'une résistance variable fortement non linéaire.

La résistance passe de $1,5\text{ M}\Omega$ à la tension de service (ce qui correspond à un courant de fuite inférieur à 10 mA) à $15\ \Omega$ pendant la décharge.

Après le passage du courant de décharge, la tension aux bornes du parafoudre devient égale à la tension du réseau. Le courant qui traverse le parafoudre est très faible et se stabilise autour de la valeur du courant de fuite à la terre.

La forte non linéarité du parafoudre ZnO fait qu'une forte variation de courant provoque une faible variation de tension (voir fig. 5-49).

Par exemple, lorsque le courant est multiplié par 10^7 , la tension n'est multipliée que par 1,8.

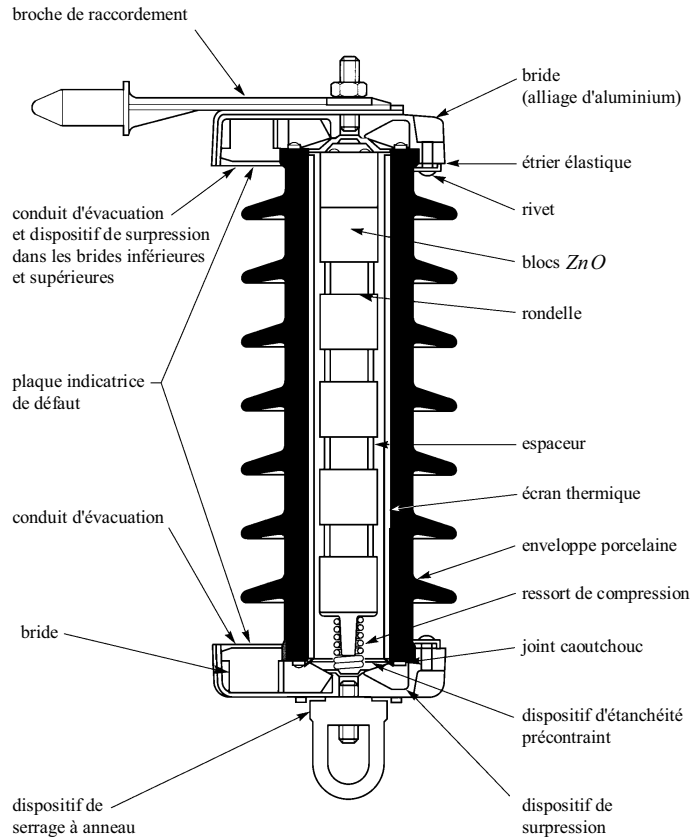
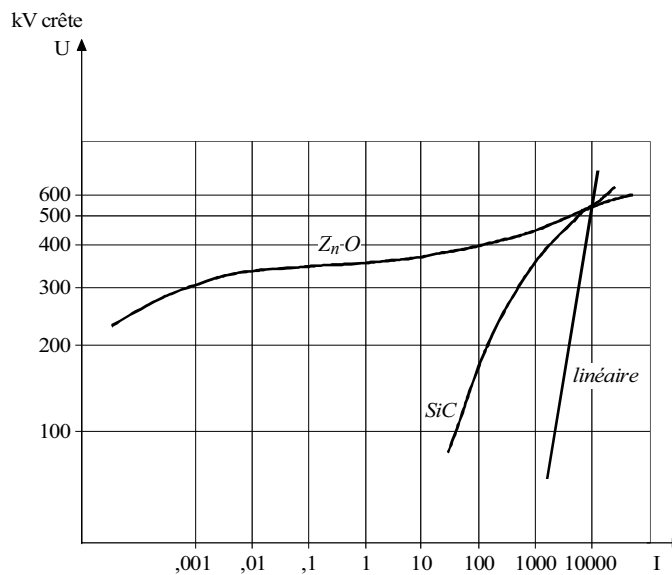


Figure 5-48 : exemple de structure d'un parafoudre ZnO en enveloppe porcelaine pour les réseaux 20 kV



SiC : parafoudre à distance variable avec éclateur constitué d'une résistance carbure de silicium

ZnO : parafoudre à oxyde de zinc

linéaire : courbe U proportionnelle à I

Figure 5-49 : caractéristiques de deux parafoudres ayant le même niveau de protection 550 kV / 10 kA

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ caractéristiques

Les parafoudres ZnO sont caractérisés par :

- la tension de régime permanent qui est la valeur spécifiée admissible de la tension efficace à fréquence industrielle qui peut être appliquée de façon continue entre les bornes du parafoudre
- la tension assignée qui est la valeur maximale de la tension efficace à fréquence industrielle admissible entre ses bornes pour laquelle le parafoudre est prévu pour fonctionner correctement dans les conditions de surtension temporaires définies dans les essais de fonctionnement (une surtension à fréquence industrielle de 10 secondes est appliquée au parafoudre - voir CEI 99-4)
- le niveau de protection défini arbitrairement comme étant la tension résiduelle du parafoudre lorsqu'il est soumis à un choc de courant donné (5,10 ou 20 kA selon la classe), de forme d'onde 8/20 μs
- la tenue aux chocs de courant à front raide (1 μs), de foudre (8/20 μs), de longue durée, de manoeuvre
- le courant nominal de décharge.

Le tableau 5-4 donne un exemple de caractéristique d'un parafoudre ZnO phase-terre pour un réseau de distribution publique 20 kV (avec déclenchement au premier défaut).

Tension maximale permanente (phase-terre)	12,7 kV
Tension assignée	24 kV
Tension résiduelle au courant nominal de décharge	< 75 kV
Courant nominal de décharge (onde de 8/20 μs)	5 kA
Tenue au courant de choc (onde de 4/10 μs)	65 kA

Tableau 5-4 : exemple de caractéristiques d'un parafoudre ZnO pour un réseau 20 kV

■ choix des parafoudres à oxyde de zinc en HT

La méthode générale de choix d'un parafoudre à oxyde de zinc en HT consiste à déterminer ses paramètres caractéristiques à partir des données du réseau, à l'endroit où il sera installé.

Les paramètres caractérisant le parafoudre sont :

- U_C , tension de régime permanent
- U_r , tension assignée
- I_{nd} , courant nominal de décharge
- classe de décharge et capacité énergétique
- caractéristiques mécaniques.

Les données relatives au réseau sont :

- U_m , tension la plus élevée pour le matériel
- *TOV* (Temporary Over Voltage) , surtensions temporaires (apparaissant lors d'un défaut à la terre ou un délestage sur le réseau de distribution publique).

Le choix du parafoudre consiste en un compromis entre les niveaux de protection des équipements et la capacité énergétique du parafoudre.

Le niveau de protection doit être le plus bas possible pour la tenue des équipements. Cela implique un dimensionnement en tension le plus faible possible, donc une plus grande difficulté à tenir les surtensions temporaires.

□ détermination de U_C et U_r

• méthode simplifiée à partir des caractéristiques du matériel

Les tensions U_C et U_r peuvent être déterminées directement à partir de la tension la plus élevée pour le matériel U_m :

$$U_C \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$U_r = 1,25 \times U_C$$

• **méthode plus précise à partir des surtensions temporaires**

La méthode simplifiée est pénalisante car elle ne tient pas compte des contraintes réelles du réseau qui sont généralement inférieures à $\frac{U_m}{\sqrt{3}}$.

Les surtensions temporaires susceptibles d'apparaître dans un réseau sont de deux types :

- les surtensions lors d'un défaut phase-terre dont le temps d'élimination dépend du plan de protection (voir § 5.1.1.1 - le facteur de surtension à la terre est égal à 1,73 pour les réseaux à neutre isolé ou mis à la terre par impédance)
- les surtensions lors d'un délestage sur le réseau de distribution publique, de l'ordre de 15 % mais pouvant aller jusqu'à 35 % dans certains réseaux.

La valeur de la surtension temporaire à prendre en compte est le produit des facteurs de surtension de défaut à la terre et de délestage.

- **cas particulier**

Si l'une des surtensions temporaires dure plus de 2 heures, on admet que c'est un régime permanent pour le parafoudre et donc on choisit U_C égal à cette surtension et

$$U_r = 1,25 \times U_C$$

- **cas général**

La capacité d'un parafoudre à supporter les surtensions temporaires est donnée en fonction d'une tension équivalente de durée 10 secondes (U_{10s}) exprimées par l'équation suivante :

$$U_{10s} = TOV \left(\frac{T}{10} \right)^\eta \quad \text{avec } \eta \cong 0,02$$

T : durée de la surtension

TOV : valeur de la surtension

Cette formule permet de calculer pour chaque surtension temporaire, la surtension de durée 10 secondes qui provoquerait les mêmes contraintes pour le parafoudre.

La durée de la surtension temporaire doit être comprise entre quelques secondes et deux à trois heures ($U_{10s} = 0,97 \times TOV$ pour $T = 2s$ et $U_{10s} = 1,14 \times TOV$ pour $T = 2 \text{ heures}$).

La tension assignée du parafoudre sera choisie supérieure ou égale à la valeur maximale des tensions équivalentes de durée 10 secondes : $U_r \geq \max(U_{10s})$.

On prendra $U_C \geq \frac{U_m}{\sqrt{3}}$

courant nominal de décharge I_{nd}

En pratique, pour la gamme de tension $1\text{ kV} \leq U_m \leq 52\text{ kV}$, deux valeurs de I_{nd} sont disponibles : 5 kA et 10 kA.

La valeur $I_{nd} = 10\text{ kA}$ est choisie pour des zones à fort niveau kéraunique.

classe de décharge et capacité énergétique

Elles sont déterminées par l'expérience ou par comparaison avec des affaires identiques.

caractéristiques mécaniques

Les normes CEI 99-4 et 99-5 fixent la limite de pression admissible (exprimée en "kA") qui doit être vérifiée pour le court-circuit triphasé aux bornes du parafoudre.

On vérifiera également les caractéristiques du parafoudre par rapport à :

- la température ambiante
- l'altitude
- le niveau de pollution
- la résistance mécanique au vent, les contraintes sismiques, le givre.

niveau de protection du parafoudre

Le niveau de protection du parafoudre au point d'installation correspond à la tension résiduelle (U_{rsd}) à ses bornes lorsqu'il est parcouru par son courant nominal de décharge.

5.2.3.3. Installation des parafoudres HT et MT

Dans les réseaux électriques HT et MT, les parafoudres sont installés à l'entrée du poste pour assurer la protection du transformateur et des équipements du poste. Cette protection n'est efficace que si la distance de protection et les règles d'installation sont respectées.

■ distance de protection

Le phénomène de propagation des ondes examiné au § 5.1.5. montre qu'au point de réflexion (transformateur MT/BT par exemple), la surtension atteint le double de l'onde incidente.

Le parafoudre écrête à une tension d'amorçage U_{rsd} (égale à la tension résiduelle pour les parafoudres ZnO).

S'il est situé à une distance élevée, la tension maximale au niveau du matériel à protéger sera donc $2U_{rsd}$. Or, la tenue au choc du matériel est généralement inférieure à $2U_{rsd}$.

Pour palier cet inconvénient, on installe le parafoudre à une distance inférieure à la distance de "protection" D . Le parafoudre subit alors la somme de l'onde incidente et de l'onde réfléchie. Il amorce donc pour une onde incidente inférieure à U_{rsd} .

En supposant qu'au point de raccordement du matériel, l'onde est totalement réfléchie, on montre que la surtension au niveau du matériel est limitée à $U = U_{rsd} + 2r \frac{D}{v}$

$$\frac{dv}{dt}$$

v :

Pour une tension de tenue au choc de foudre U_{cdf} , il faut donc que le parafoudre soit situé à D telle que :

$$U_{rsd} + 2r \frac{D}{v} \leq U_{cdf}$$

d'où

$$D \leq \frac{U_{cdf} - U_{rsd}}{2r} \cdot v$$

Application numérique :

Considérons l'exemple illustré par la figure 5-50 :

$U_{cdf} = 125 \text{ kV}$, cas d'un transformateur MT/BT conforme à la CEI 76.3

$U_{rsd} = 75 \text{ kV}$, tension résiduelle du parafoudre

$r = 300 \text{ kV} / \mu\text{s}$, raideur du front de montée de l'onde de tension

$v = 300 \text{ m} / \mu\text{s}$, pour une ligne aérienne

on a alors $D \leq \frac{125 - 75}{2 \times 300} \times 300$

$D \leq 25 \text{ m}$

Le parafoudre doit donc être installé à moins de 25 m du transformateur pour que la surtension ne dépasse pas la valeur de tenue au choc de foudre.

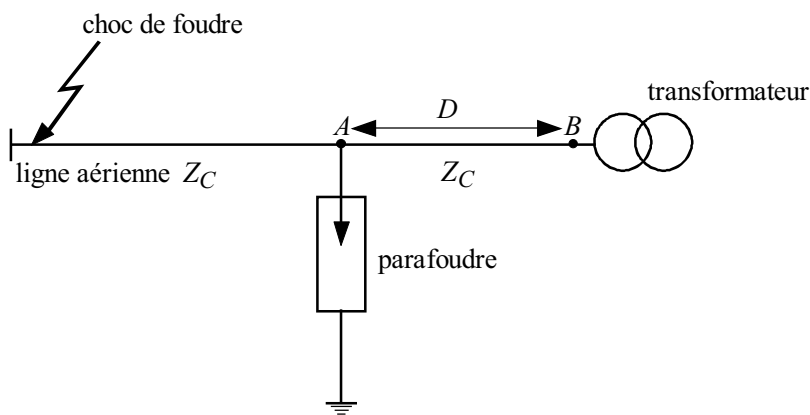


Figure 5-50 : distance de protection d'un parafoudre protégeant un transformateur alimenté par une ligne aérienne

5.2.4. Protection des installations BT

■ généralités

La protection des installations BT contre les surtensions est réalisée par la mise en place de matériels en parallèle ; 3 types d'appareils sont utilisés :

- les limiteurs de surtension situés au secondaire des transformateurs MT/BT (uniquement en schéma *IT*) ; ils protègent uniquement contre les surtensions à fréquence industrielle
- les parafoudres basse tension installés dans les tableaux électriques BT ou intégrés à l'intérieur des récepteurs
- les parasurtenseurs destinés à la protection des réseaux téléphoniques, des coffrets BT et des récepteurs.

Les technologies utilisées sont essentiellement :

- les diodes zener
- l'éclateur à gaz
- les varistances à oxyde de zinc.

Les diodes zener présentent l'inconvénient de n'assurer que la protection d'un point précis du réseau. L'éclateur à gaz nécessite l'association d'une varistance pour éviter le courant de suite. Les parafoudres à varistance présentent actuellement le meilleur rapport qualité/prix grâce à leur simplicité et à leur fiabilité.

■ règles d'installation des parafoudres BT

La protection du matériel ne peut être efficace que si certaines règles d'installation sont respectées :

- règle 1

La longueur de raccordement du parafoudre et de son disjoncteur de déconnexion doit être inférieure à 0,5 m.

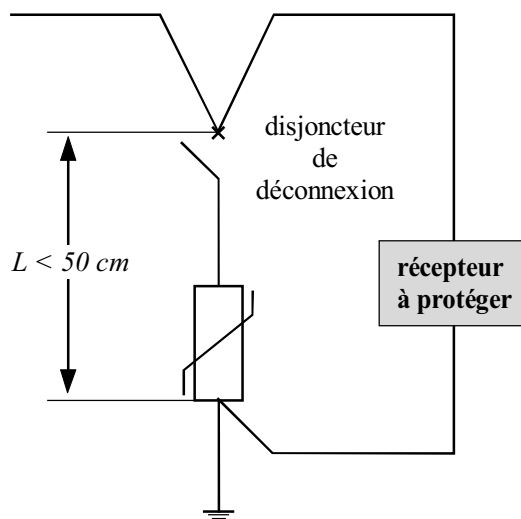


Figure 5-51 : représentation schématique des connexions

- règle 2

Les départs des conducteurs protégés doivent être pris aux bornes mêmes du parafoudre et de son disjoncteur de déconnexion.

- règle 3

Il faut réduire les surfaces de boucle en regroupant ensemble, étroitement, les fils d'arrivée phase, neutre et PE.

- règle 4

Il faut éloigner les fils d'arrivée au parafoudre (pollués) des fils de départ protégé (sains), afin d'éviter un éventuel couplage électromagnétique.

- règle 5

Il faut plaquer les câbles contre les structures métalliques du coffret, afin de minimiser les boucles de masse et de bénéficier ainsi d'un effet réducteur des perturbations.

■ schéma de raccordement selon le schéma de liaison à la terre

Sur les figures 5-52-a et 5-52-b sont représentés les schémas de raccordement du parafoudre BT pour les différents schémas de liaison à la terre.

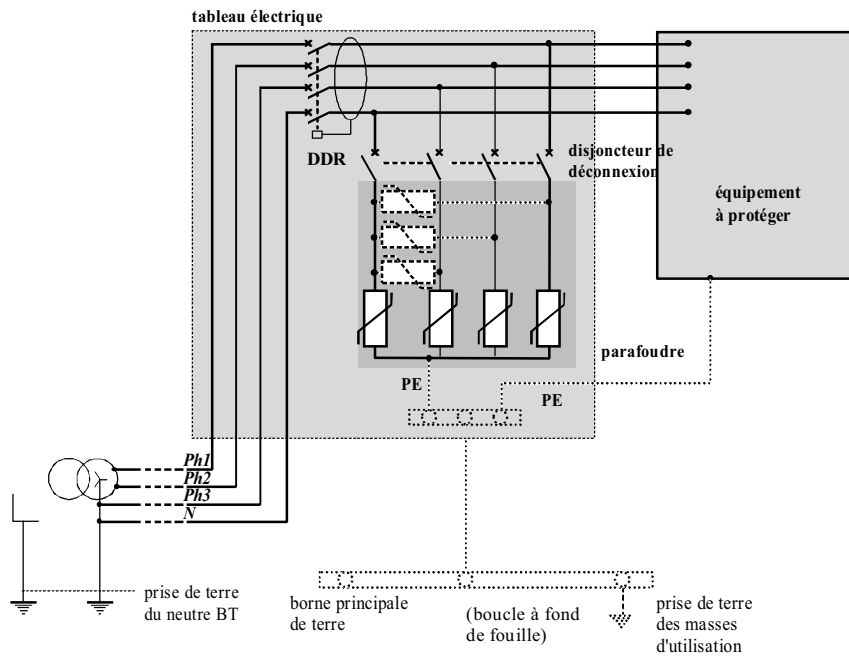


Schéma TT

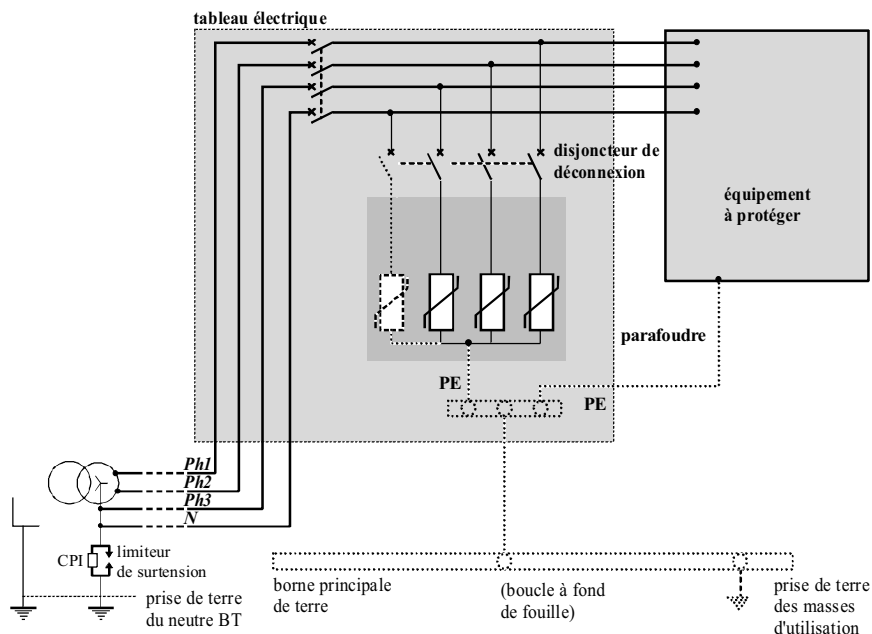


Schéma IT

Figure 5-52-a : schéma de raccordement du parafoudre BT pour les schémas de liaison à la terre TT et IT

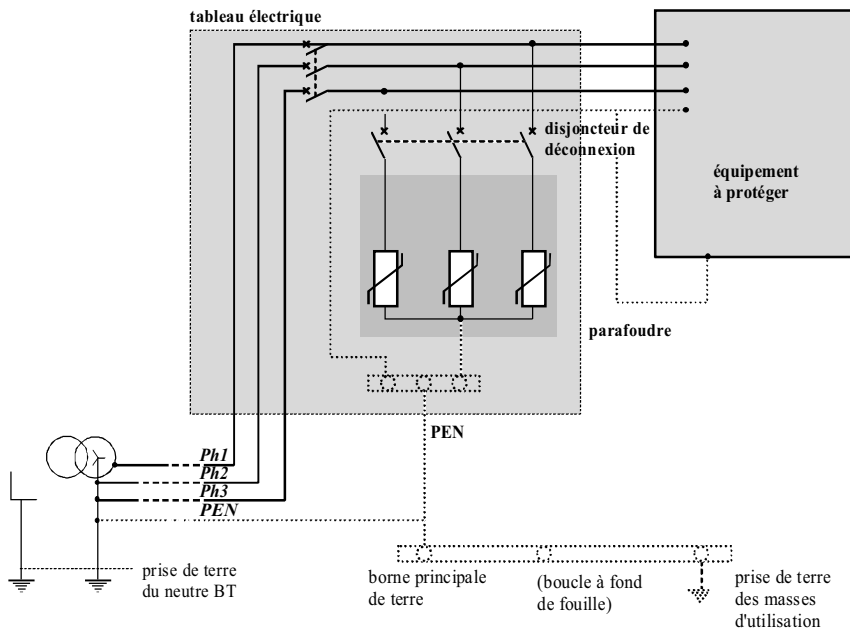


Schéma TNC

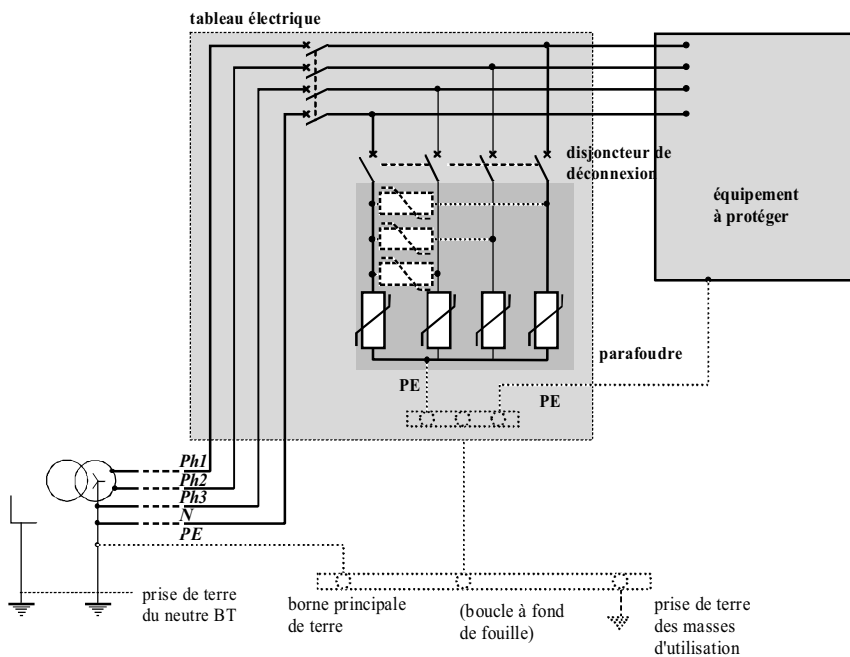


Schéma TNS

Figure 5-52-b : schéma de raccordement du parafoudre BT pour les schémas de liaison à terre TNC et TNS

5.3. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle

5.3.1. Généralités

La coordination de l'isolement d'une installation consiste à déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires aux divers constituants du réseau, en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux différentes surtensions.

Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique.

Cette optimisation permet de trouver le meilleur rapport économique entre les différents paramètres dépendant de cette coordination :

- coût de l'isolement du matériel
- coût des protections contre les surtensions
- coût des défaillances (perte de l'exploitation et destruction de matériel), tenant compte de leur probabilité d'occurrence.

Le coût du surisolement du matériel étant très élevé, il ne peut pas être dimensionné pour tenir les contraintes de toutes les surtensions étudiées au paragraphe 5.1.

S'affranchir des effets néfastes des surtensions suppose une première démarche qui consiste à s'attaquer à leurs phénomènes générateurs, ce qui n'est pas toujours évident. En effet, si à l'aide de techniques de coupure appropriées les surtensions de manoeuvre de l'appareillage peuvent être limitées, il est impossible d'empêcher les coups de foudre.

■ distance d'isolement (voir fig. 5-53)

Cette appellation regroupe deux notions :

- **distance dans les gaz** (air, SF₆, ...), c'est le plus court chemin entre deux parties conductrices.
- **ligne de fuite** : c'est également le plus court chemin entre deux conducteurs, mais suivant la surface externe d'un isolant solide (isolateur par exemple).

La distance d'isolement est directement liée à la tenue du matériel aux différentes surtensions.

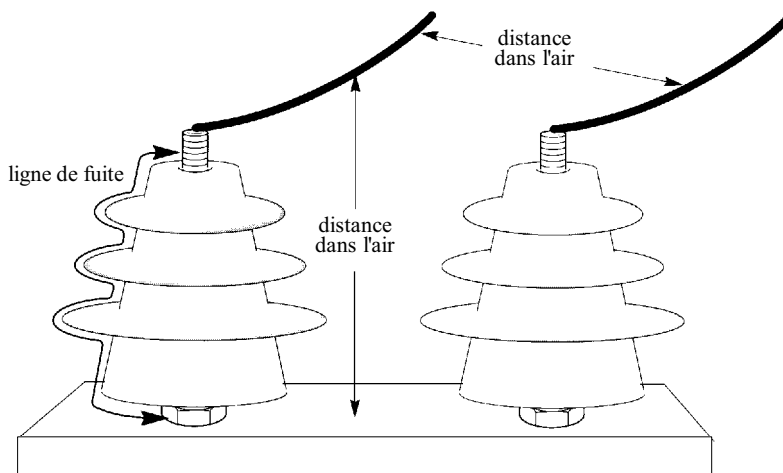


Figure 5-53 : distance dans l'air et ligne de fuite

■ tenue en tension

La tenue en tension dépend de la nature de la surtension appliquée (amplitude, forme d'onde, fréquence et durée, ...).

Elle est aussi influencée par des facteurs externes tels que :

- vieillissement
- conditions d'environnement (humidité, pollution)
- variation de la pression de l'air ou du gaz isolant.

■ tension de tenue

Le matériel électrique est caractérisé par sa tension de tenue aux différents types de surtensions.

On distingue alors :

- la tension de tenue à fréquence industrielle
- la tension de tenue au choc de manoeuvre
- la tension de tenue au choc de foudre.

□ tension de tenue à fréquence industrielle

Elle correspond à la tenue du matériel aux surtensions à fréquence industrielle susceptibles d'apparaître sur le réseau et dont la durée dépend du mode d'exploitation et de protection du réseau.

La tenue du matériel est vérifiée par des essais en appliquant une tension sinusoïdale de fréquence comprise entre 48 Hz et 62 Hz pendant une minute. L'essai est valable pour les fréquences nominales de réseau de 50 Hz et 60 Hz (voir CEI 71-1).

□ tension de tenue au choc de manoeuvre

Elle caractérise la tenue du matériel au choc de manoeuvre (uniquement pour les matériels dont la tension normalisée est supérieure ou égale à 300 kV).

L'essai du matériel (voir CEI 60-1) est effectué en appliquant une onde de durée de front de montée de 250 μ s et d'une durée de descente jusqu'à la mi-amplitude de 2500 μ s.

□ tension de tenue au choc de foudre

Elle caractérise la tenue du matériel à l'onde de tension de foudre 1,2 μ s / 50 μ s. Cette tension de tenue concerne toutes les gammes de tension, y compris la basse tension.

□ exemples de tensions de tenue du matériel (voir tableau 5-5)

Tension la plus élevée pour le matériel U_m (kV) ⁽¹⁾ (valeur efficace)	Tension de tenue normalisée de courte durée à fréquence industrielle (kV) (valeur efficace)	Tension de tenue normalisée aux chocs de foudre (kV) (valeur crête)
3,6	10	20 40
7,2	20	40 60
12	28	60 75 95
17,5	38	75 95
24	50	95 125 145
36	70	145 170
52	95	250
72,5	140	325

(1) U_m est la valeur efficace la plus élevée de la tension entre phases pour laquelle le matériel est spécifié.

Tableau 5-5 : tensions de tenue normalisées pour $3,6 \text{ kV} < U_m < 72,5 \text{ kV}$

5.3.2. Réduction des risques et du niveau des surtensions

La réduction des risques des surtensions, par conséquent du danger qu'elles représentent pour les personnes et le matériel, est d'autant meilleure si certaines mesures de protection sont respectées :

- limitation des résistances de prise de terre du poste pour la réduction des surtensions à fréquence industrielle
- réduction des surtensions de manoeuvre par le choix d'appareillage de coupure approprié (coupure dans le SF6)
- écoulement à la terre des chocs de foudre par un premier écrêtage (parafoudre ou éclateur à l'entrée des postes) avec limitation des résistances de prises de terre et des impédances des pylônes
- limitation de la tension résiduelle du premier écrêtage par le parafoudre HT transmise au réseau aval, en prévoyant un deuxième niveau de protection au secondaire du transformateur
- protection des équipements sensibles en BT (informatiques, télécommunications, automatismes, ...) en leur associant des filtres séries et/ou des limiteurs de surtension.

5.3.2.1. Elévation du potentiel des masses BT suite à un défaut MT dans le poste de transformation

Dans ce paragraphe, on se propose d'étudier les surtensions en BT résultant d'un défaut à la terre côté MT dans un poste MT/BT et les mesures à prendre pour la protection du matériel et des personnes, en conformité avec la CEI 364-4-442.

Les valeurs des élévations du potentiel des masses du poste et de l'installation BT dépendent des valeurs des résistances des prises de terre, des intensités du courant de défaut et du schéma de liaison à la terre.

■ mise à la terre dans les postes de transformation

Une seule prise de terre doit être réalisée dans un poste de transformation, à laquelle doivent être reliés :

- la cuve du transformateur
- les revêtements métalliques des câbles à haute tension
- les conducteurs de terre des installations à haute tension
- les masses des matériels à haute tension et à basse tension
- les éléments conducteurs.

■ symboles

Dans les paragraphes suivants, les symboles utilisés ont la signification suivante :

I_m : partie du courant de défaut à la terre dans l'installation à haute tension qui s'écoule par la prise de terre des masses du poste de transformation

R_p : résistance de la prise de terre des masses du poste de transformation

V : tension entre phase et neutre de l'installation à basse tension

U : tension entre phases de l'installation à basse tension

U_f : tension de défaut dans l'installation à basse tension, entre les masses et la terre

U_1 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension du poste de transformation

U_2 : contrainte de tension dans les matériels à basse tension de l'installation

■ schémas $TN-a$ et $IT-a$ (voir fig. 5-54)

Correspondance avec la norme C13 100 : $TN-a \rightarrow TNR$; $IT-a \rightarrow ITR$

Dans ces deux schémas, les prises de terre du poste, du neutre et des masses de l'installation sont confondues. A l'intérieur de la zone équipotentielle, les potentiels du sol et des masses s'élèvent simultanément, la tension de contact U_f est alors nulle.

Par contre, en dehors de cette zone, le potentiel du sol reste égal à celui de la terre profonde, tandis que le potentiel des masses s'élève à $U_f = R_p I_m$.

Ainsi, lorsqu'il existe des masses en dehors de la zone équipotentielle et que la tension de contact $U_f = R_p I_m$ ne peut pas être éliminée dans le temps défini par les tableaux 2-3-a et 2-3-b, les schémas $TN-a$ et $IT-a$ ne sont pas acceptables vis-à-vis de la protection des personnes.

Afin de palier cet inconvénient, les dispositions suivantes doivent être prises :

- schéma $TN-a$: le neutre de l'installation BT doit être relié à une prise de terre distincte, ce qui correspond au schéma $TN-b$ (voir fig. 5-55)
- schéma $IT-a$: les masses de l'installation BT doivent être reliées à une prise de terre distincte de celle du poste, ce qui correspond au schéma $IT-b$ (voir fig. 5-56).

Les schémas $TN-b$ et $IT-b$ permettent d'éliminer les tensions de contact dangereuses, mais font apparaître des surtensions :

- au niveau du matériel BT de l'installation pour le schéma $IT-b$
- au niveau du matériel BT du poste pour le schéma $TN-b$.

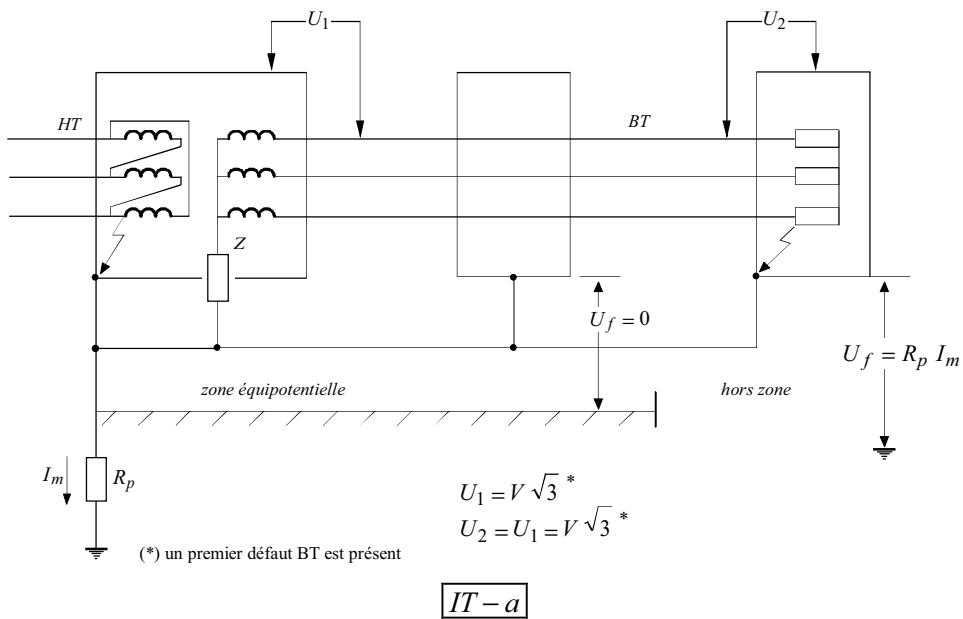
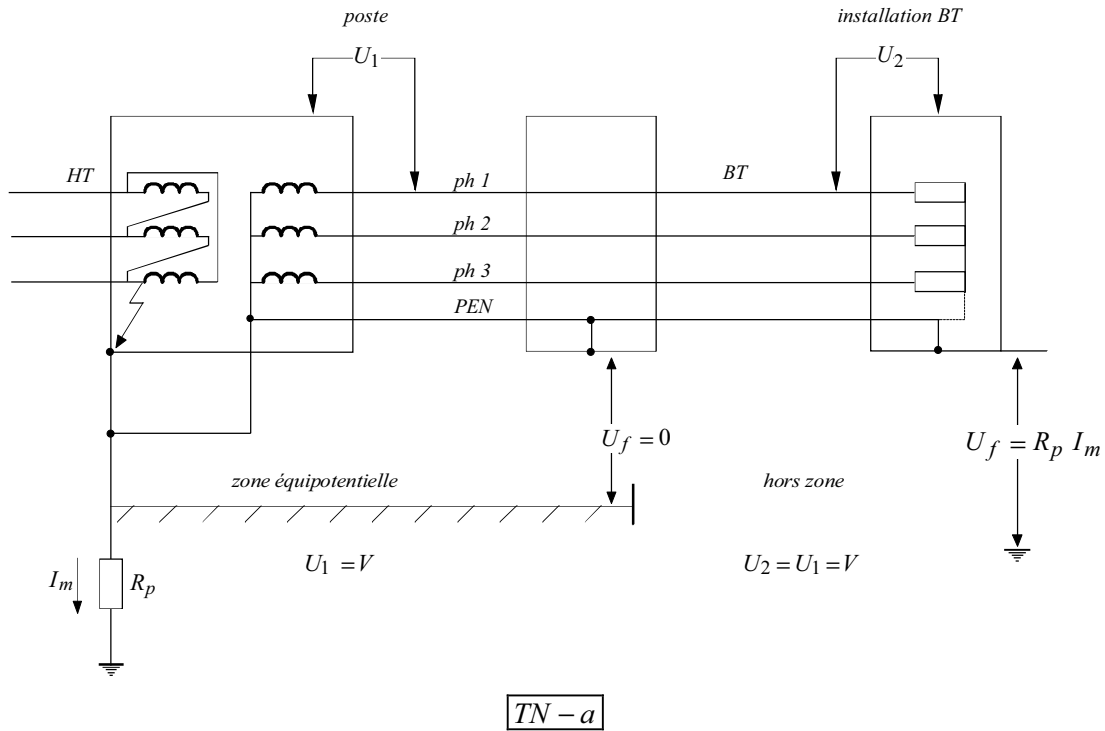


Figure 5-54 : élévation des potentiels en schémas TN-a et IT-a

■ schémas $TN-b$, $TT-b$ et $IT-c$ (voir fig. 5-55)

Correspondance avec la norme C13 100 : $TN-b \rightarrow \backslash$; $TT-b \rightarrow TTS$; $IT-c \rightarrow ITS$

Dans ces trois schémas, on observe une élévation du potentiel des masses du poste U_1 telle que :

$$U_1 = R_p I_m + V \quad \text{pour les schémas } TN-b \text{ et } TT-b$$

$$U_1 = R_p I_m + V \cdot \sqrt{3} \quad \text{pour les schémas } IT-c \text{ avec la présence d'un premier défaut côté BT}$$

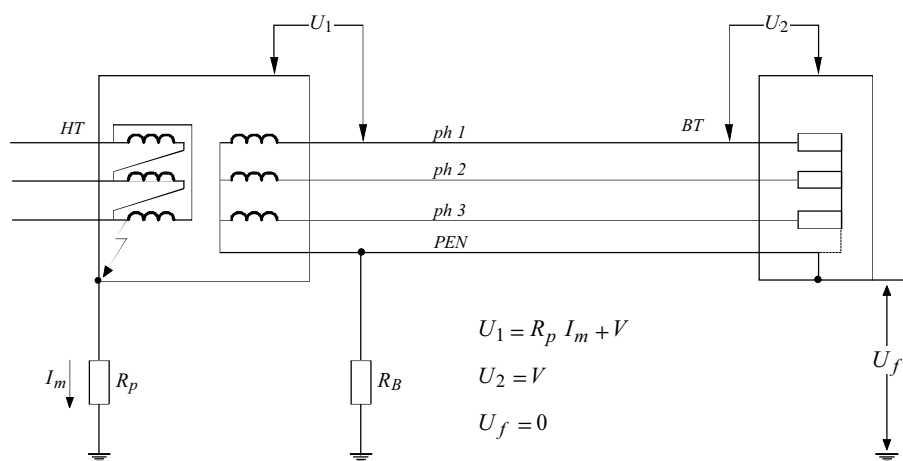
En fonction de la valeur maximale du courant I_m , les valeurs de R_p doivent être limitées de façon à ce que U_1 reste inférieure à la tension de tenue à fréquence industrielle U_{tp} du matériel du poste.

$$U_1 \leq U_{tp}$$

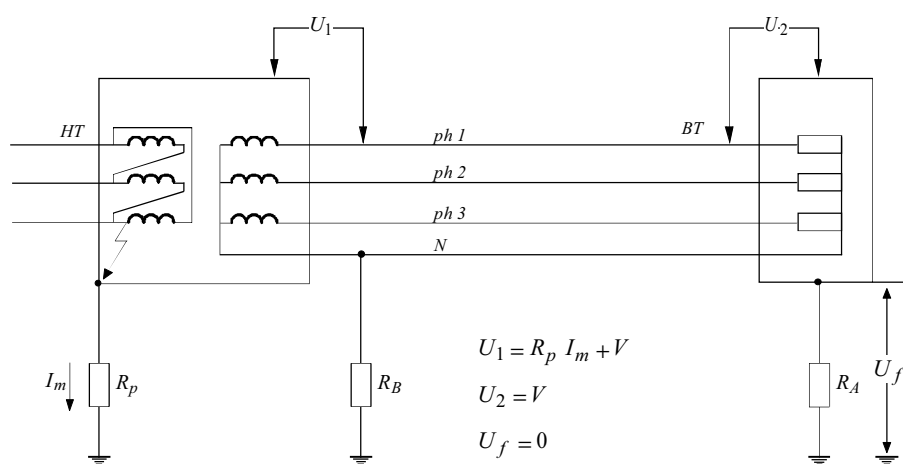
Le tableau 5-6 donne les valeurs maximales de R_p pour différentes valeurs de I_m et U_{tp} .

Valeurs à R_p à ne pas dépasser				
Courant de défaut I_m (A)	= 2 000 V Classe I		$U_{tp} = 4\,000$ V Classe II	= 10 000 V Classe spéciale
	$TN-b$; $TT-b$	$IT-c$	$TN-b$; $TT-b$; $IT-c$	$TN-b$; $TT-b$; $IT-c$
300 A	5,9 Ω	5,3 Ω	12 Ω	30 Ω
1 000 A	1,8 Ω	1,6 Ω	3,6 Ω	10 Ω
5 000 A	0,35 Ω	0,32 Ω	0,72 Ω	2 Ω

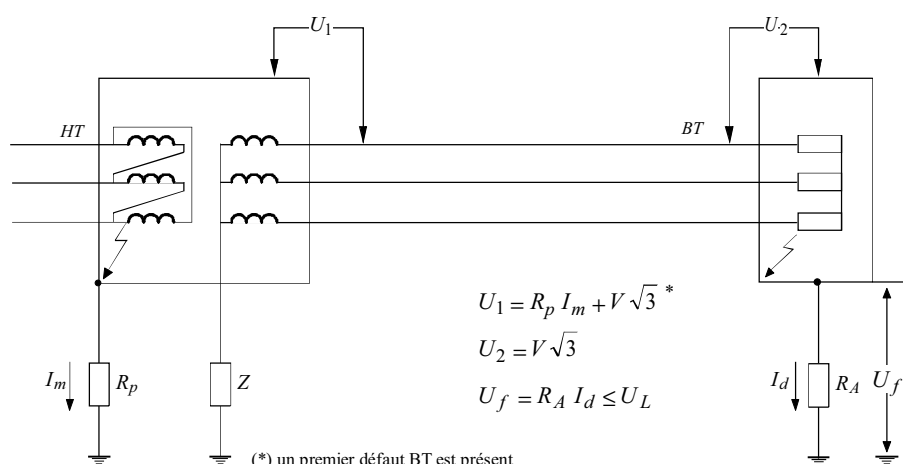
Tableau 5-6 : valeurs maximales de R_p en schémas $TN-b$, $TT-b$ et $IT-c$



TN - b



TT - b



IT - c

Figure 5-55 : élévation des potentiels en schémas *TN - b*, *TT - b* et *IT - c*

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ schémas $TT-a$ et $IT-b$

Correspondance avec la norme C13 100 : $TT-a \rightarrow TTN$; $IT-b \rightarrow ITN$

Dans ces deux cas, la prise de terre des masses du poste et celle du neutre sont communes. La prise de terre des masses de l'installation BT est séparée.

Le courant de défaut à la terre s'écoule à travers la prise de terre commune (poste neutre).

Comme indiqué sur la figure 5-56, on constate qu'il y a risque de claquage pour le matériel BT dont la prise de terre des masses est séparée de celle du poste.

Les conditions suivantes doivent être respectées :

$$U_{tM} > R_p I_m + V \quad \text{pour le schéma } TT-a$$

et
$$U_{tM} > R_p I_m + V \sqrt{3} \quad \text{pour le schéma } IT-b$$

d'où
$$\begin{cases} R_p < \frac{U_{tM} - V}{I_m} & \text{pour le schéma } TT-a \\ R_p < \frac{U_{tM} - V \sqrt{3}}{I_m} & \text{pour le schéma } IT-b \end{cases}$$

avec :

U_{tM} : tension de tenue à 50 Hz du matériel BT de l'installation égale à $2V + 1000$ pour $V = 220$ à 250 V, soit 1500 V

Le tableau 5-7 donne les valeurs de R_p pour différentes valeurs de I_m .

	$TT-a$	$IT-b$
$I_m = 300$ A	4 Ω	3,5 Ω
$I_m = 1000$ A	1,2 Ω	1 Ω
$I_m = 5000$ A	0,24 Ω	0,2 Ω

Tableau 5-7 : valeurs maximales de R en schémas $TT-a$ et $IT-b$

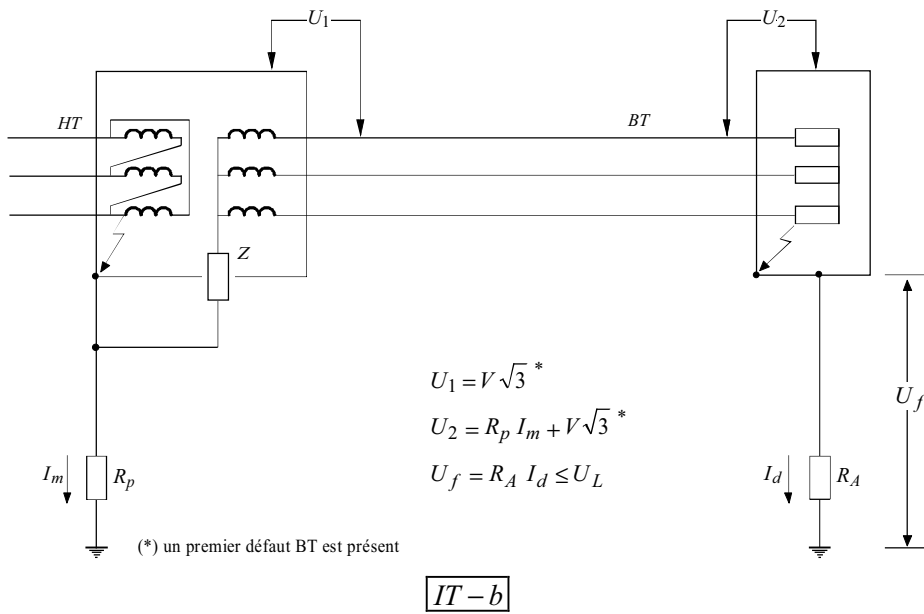
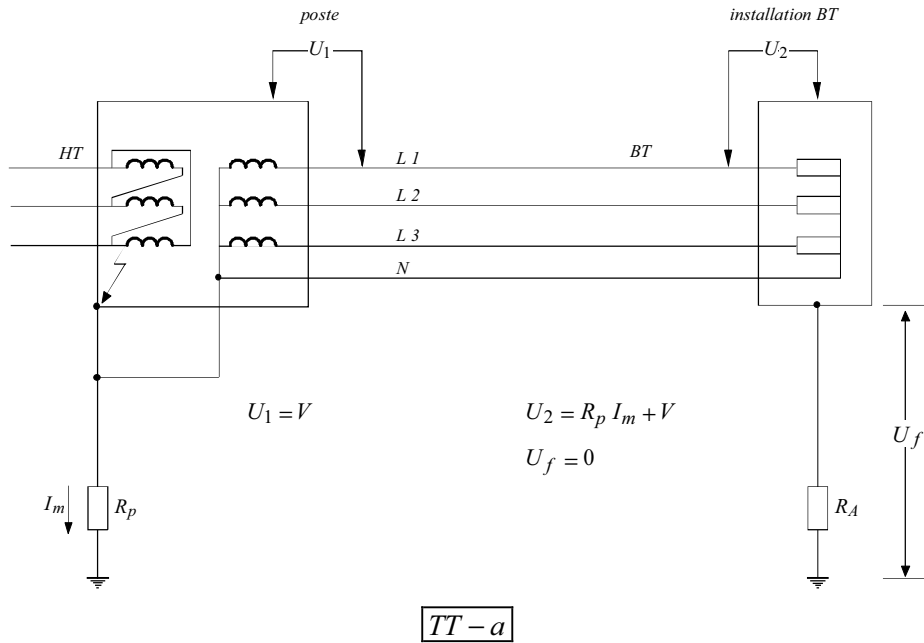


Figure 5-56 : Elévation des potentiels en schémas $TT - a$ et $IT - b$

■ **tableau récapitulatif des tensions de contact et des surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre**

	<i>TN - a</i>	<i>IT - a</i>	<i>TT - a</i>	<i>IT - b</i>	<i>TN - b</i>	<i>TT - b</i>	<i>IT - c</i>
Tension de contact	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses installation BT	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>
Surtension masses poste	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>N</i>	<i>O</i>	<i>O</i>	<i>O</i>

O : oui
N : non

Tableau 5-8 : tensions de contact et surtensions qui apparaissent pour chaque schéma de liaison à la terre

5.3.2.2. Elévation du potentiel des masses BT suite à un choc de foudre

Lorsqu'une surtension de foudre provenant du réseau de distribution s'écoule à la terre dans un poste MT/BT à travers un dispositif de protection (parafoudre ou éclateur MT), il s'ensuit une élévation du potentiel des masses BT du poste et/ou des masses de l'installation qui dépend du schéma de liaison à la terre.

Le niveau des surtensions transmises en BT dépend de la valeur écriêtée U_{rsd} et des valeurs des prises de terre.

Pour assurer la protection de l'appareillage BT contre ces surtensions, il faut installer des parafoudres BT et limiter la résistance de la prise de terre du poste de façon à ne pas dépasser la tension de tenue au choc de foudre du matériel.

■ **limitation des impédances des prises de terre**

Comme pour le cas du défaut à la terre MT, les valeurs limites des impédances des prises de terre sont calculées pour chaque schéma de liaison à la terre.

La surtension en un point de changement d'impédance sur un réseau est donnée par la relation :

$$v_2 = \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2} 2 v_1 \quad (\text{voir § 5.1.4})$$

$v_1 = U_{rsd}$: correspond dans ce cas à la surtension écrêtée

v_2 : surtension au niveau des masses du poste

$Z_1 = Z_c$: impédance caractéristique de la ligne haute tension

$Z_2 = Z_p$: impédance de la prise de terre du poste

On a donc :

$$v_2 = \frac{Z_p}{Z_c + Z_p} \cdot 2 U_{rsd}$$

La tension de tenue du matériel à l'onde de choc U_{tc} doit être supérieure à la surtension v_2 , d'où :

$$U_{tc} \geq \frac{Z_p}{Z_c + Z_p} \cdot 2 U_{rsd}$$

$$Z_p \leq \frac{Z_c}{\left(\frac{2 U_{rsd}}{U_{tc}} - 1\right)}$$

Pour $U_{rsd} = 120 \text{ kV}$ et $Z_c = 330 \Omega$, l'impédance de choc Z_p est égale à 1,5 fois la résistance R_p mesurée en basse fréquence : $R_p = \frac{Z_p}{1,5}$.

La condition sur la valeur de l'impédance de la prise de terre du poste est donc :

$$R_p \leq \frac{Z_c}{1,5 \times \left(\frac{U_{rsd}}{U_{tc}} - 1\right)}$$

Les valeurs maximales de R_p pour les différents schémas de liaison à la terre sont données dans le tableau 5-9.

Régime de neutre	$TN - b$, $TT - b$, $IT - c$			$TT - a$, $IT - b$
U_{tc} (kV)	4	8	20	3
R_p	3,8	7,7	20,2	2,7

Tableau 5-9 : valeurs maximales des résistances de prise de terre du poste MT/BT recommandées pour la limitation des surtensions atmosphériques MT transmises en BT

6. Détermination des sections de conducteurs

6. DETERMINATION DES SECTIONS DE CONDUCTEURS

En raison de leurs spécificités respectives, les conducteurs BT et MT sont traités dans des paragraphes différents.

6.1. Détermination des sections de conducteurs et choix des dispositifs de protection en basse tension

■ définition des termes relatifs aux canalisations basse tension

Câble (isolé)

Ensemble constitué par :

- un ou plusieurs conducteurs isolés
- leur revêtement individuel éventuel
- la protection d'assemblage éventuelle
- le ou les revêtements de protection éventuels

Il peut comporter en plus un ou plusieurs conducteurs non isolés.

Câble multiconducteur / Câble multipolaire

Câble comprenant plus d'une âme, dont éventuellement certaines non isolées.

A noter : le terme câble multipolaire est plus particulièrement utilisé pour désigner le câble constituant les phases d'un système triphasé (câble tripolaire).

Câble unipolaire / Câble à un conducteur

Câble comprenant un seul conducteur isolé.

A noter : le terme câble unipolaire est plus particulièrement utilisé pour désigner le câble constituant l'une des phases d'un système triphasé.

Canalisation

Ensemble constitué par un ou plusieurs conducteurs électriques et les éléments assurant leur fixation et, le cas échéant, leur protection mécanique.

Caniveau

Enceinte située au-dessus ou dans le sol, ventilée ou fermée, ayant des dimensions ne permettant pas aux personnes d'y circuler, mais dans laquelle les canalisations sont accessibles sur toute leur longueur pendant et après installation.

A noter : un caniveau peut ou non faire partie de la construction du bâtiment.

Chemin de câbles (ou tablette)

Support constitué d'une base continue, munie de rebords et ne comportant pas de couvercle.

A noter : un chemin de câbles (ou tablette) peut être perforé ou non perforé.

Circuit (électrique, d'installation)

Ensemble des matériels électriques de l'installation alimentés à partir de la même origine et protégés contre les surintensités par le ou les mêmes dispositifs de protection.

Conducteur (isolé)

Ensemble comprenant l'âme, son enveloppe isolante et ses écrans éventuels.

Conduit (circulaire)

Enveloppe fermée, de section droite circulaire, destinée à la mise en place ou au remplacement de conducteurs isolés ou de câbles par tirage, dans les installations électriques.

Conduits - profilés

Ensemble d'enveloppes fermées, de section non circulaire, destinées à la mise en place ou au remplacement de conducteurs isolés ou de câbles par tirage, dans les installations électriques.

Corbeaux

Supports horizontaux de câbles fixés à l'une de leurs extrémités, disposés de place en place et sur lesquels ceux-ci reposent.

Courant d'emploi d'un circuit

Courant destiné à être transporté dans un circuit en service normal

Courant (permanent) admissible d'un conducteur

Valeur maximale du courant qui peut parcourir en permanence, dans des conditions données, un conducteur, sans que sa température de régime permanent soit supérieure à la valeur spécifiée.

Echelle à câbles

Support de câbles constitué d'une série d'éléments non jointifs rigidement fixés à des montants principaux.

Fourreau (ou buse)

Élément entourant une canalisation et lui conférant une protection complémentaire dans des traversées de paroi (mur, cloison, plancher, plafond) ou dans des parcours enterrés.

Gaine

Enceinte située au-dessus du niveau du sol, dont les dimensions ne permettent pas d'y circuler et telle que les câbles soient accessibles sur toute leur longueur. Une gaine peut être incorporée ou non à la construction.

Goulotte

Ensemble d'enveloppes fermées par un couvercle et assurant une protection mécanique des conducteurs isolés ou des câbles, ceux-ci étant mis en place ou retirés autrement que par tirage et permettant d'y adapter d'autres matériels électriques.

Vide de construction

Espace existant dans la structure ou les éléments d'un bâtiment et accessible seulement à certains emplacements.

A noter : - des espaces dans des parois, des planchers supportés, des plafonds et certains types d' huisseries de fenêtres ou de portes et des chambranles sont des exemples de vides de construction.

- des vides de construction spécialement construits sont également dénommés "alvéoles".

6.1.1. Principe de la méthode

En conformité avec les recommandations de la norme NF C 15-100, le choix de la section des canalisations et du dispositif de protection doit satisfaire plusieurs conditions nécessaires à la sécurité de l'installation.

La canalisation doit :

- véhiculer le courant maximal d'emploi et ses pointes transitoires normales
- ne pas générer des chutes de tension supérieures aux valeurs admissibles.

Le dispositif de protection doit :

- protéger la canalisation contre toutes les surintensités jusqu'au courant de court-circuit
- assurer la protection des personnes contre les contacts indirects.

Le logigramme de la figure 6-1 résume le principe de la méthode qui peut être décrite par les étapes suivantes :

1ère étape :

- connaissant la puissance d'utilisation, on détermine le courant maximal d'emploi I_B et on en déduit le courant assigné I_n du dispositif de protection
- on calcule le courant de court-circuit maximal I_{cc} à l'origine du circuit et on en déduit le pouvoir de coupure PdC du dispositif de protection.

2ème étape :

- selon les conditions d'installation (mode de pose, température ambiante, ...), on détermine le facteur global de correction f
- en fonction de I_n et f , on choisit la section adéquate du conducteur.

3ème étape :

- vérification de la chute de tension maximale
- vérification de la tenue des conducteurs à la contrainte thermique en cas de court-circuit
- pour les schémas TN et IT, vérification de la longueur maximale relative à la protection des personnes contre les contacts indirects.

La section du conducteur satisfaisant toutes ces conditions est alors retenue.

Nota : une section économique supérieure à la section déterminée ci-avant pourra éventuellement être retenue (voir § 6.3).

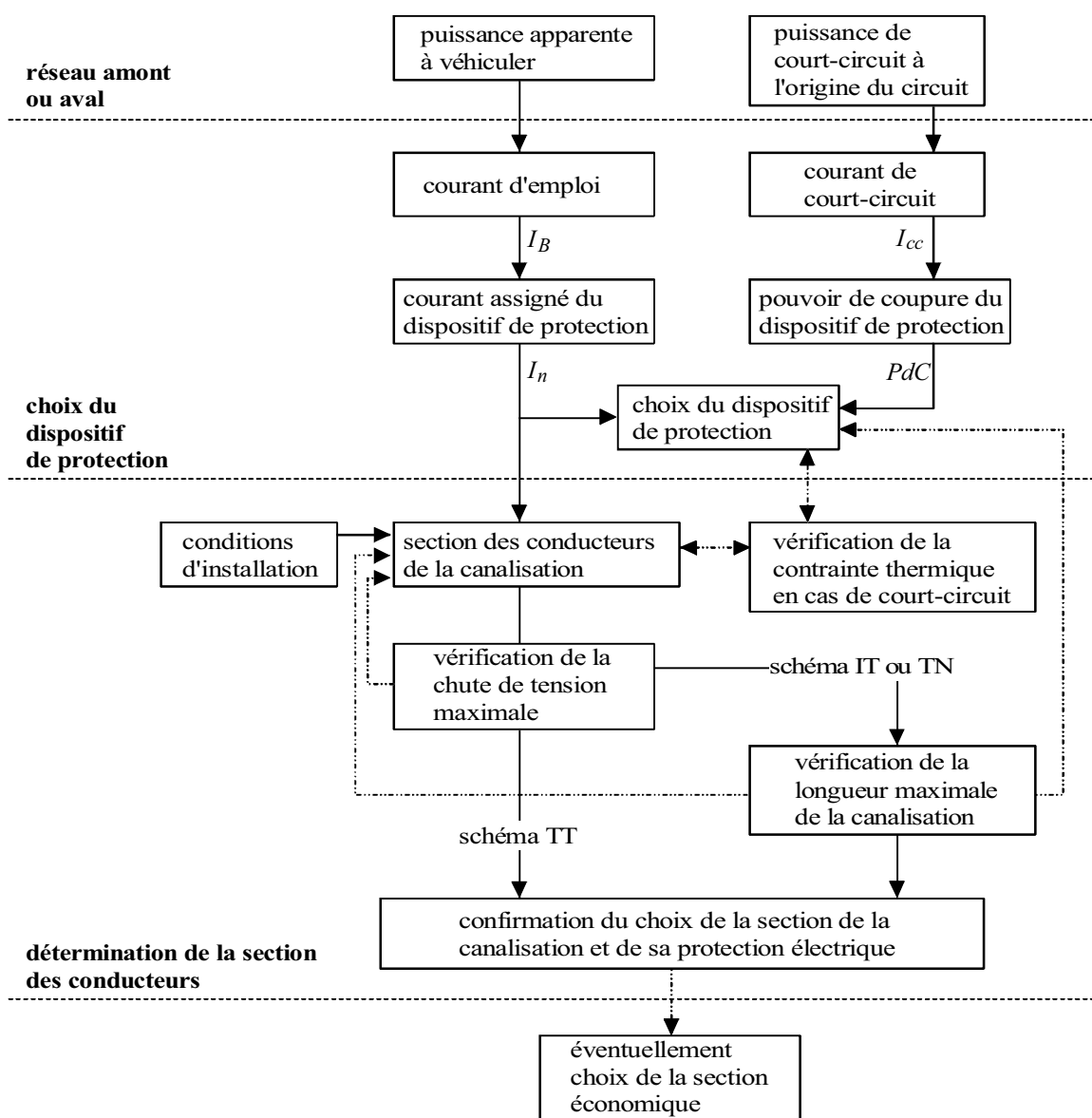


Figure 6-1 : logigramme du choix de la section des canalisations et du dispositif de protection

6.1.2. Détermination du courant maximal d'emploi

Le courant maximal d'emploi (I_B) est défini selon la nature de l'installation alimentée par la canalisation.

Dans le cas de l'alimentation individuelle d'un appareil, le courant I_B sera égal au courant assigné de l'appareil alimenté. Par contre, si la canalisation alimente plusieurs appareils, le courant I_B sera égal à la somme des courants absorbés, en tenant compte des facteurs d'utilisation et de simultanéité de l'installation.

Dans le cas de démarrages de moteurs ou de régimes cycliques de charges (poste de soudure par point, voir § 3.4.2), il faut tenir compte des appels de courant lorsque leurs effets thermiques se cumulent.

Certaines installations sont sujettes à des extensions dans le temps. Le courant correspondant à cette extension sera ajouté à l'existant.

En courant continu :
$$I = \frac{P}{U} \left(\frac{\text{puissance absorbée (en } W)}{\text{tension de service (en } V)} \right)$$

En courant alternatif : $I = \frac{S}{U}$ en monophasé et $I = \frac{S}{U\sqrt{3}}$ en triphasé.

S : puissance apparente absorbée (VA)

U : . tension entre les deux conducteurs pour une alimentation monophasée

. tension entre phases pour une alimentation triphasée

Lorsque des courants harmoniques de valeur importante circulent dans le conducteur, il faut en tenir compte. Pour le choix de la section, on prendra donc :

$$I_{eff} = \left(\sum_{p=1}^{\infty} I_p^2 \right)^{1/2} \quad (\text{voir § 8})$$

I_1 : valeur de courant à 50 Hz (ou 60 Hz)

I_p : valeur du courant harmonique de rang p

Par exemple, pour un variateur de vitesse $\frac{I_{eff}}{I_1} \cong 1,7$

Lorsqu'il existe des condensateurs de compensation en aval de la canalisation, on détermine le courant d'emploi de la façon suivante :

- en supposant que la compensation est en fonctionnement ; en cas de défaillance des condensateurs, la canalisation est mise hors service
- en supposant que la compensation est hors service ; en cas de défaillance des condensateurs, la section des conducteurs est suffisante, on améliore ainsi la disponibilité.

■ facteur tenant compte du facteur de puissance et du rendement : a

La puissance apparente d'un récepteur est :

$$S = \frac{P_u}{r \times F_p} \quad \text{en kVA}$$

P_u : puissance utile en kW

r : rendement

F_p : facteur de puissance

On définit le coefficient : $a = \frac{1}{r \times F_p}$

Lorsque le conducteur est parcouru par un courant dépourvu d'harmoniques, $F_p = \cos \varphi$.

■ facteur d'utilisation des appareils : b

Dans une installation industrielle, on suppose que les récepteurs ne seront jamais utilisés à pleine puissance. On introduit alors un facteur d'utilisation (b) qui varie généralement de 0,3 à 1.

A défaut de précision, on peut prendre :

- $b = 0,75$ pour les moteurs
- $b = 1$ pour l'éclairage et le chauffage

■ **facteur de simultanéité : c**

Dans une installation industrielle, les récepteurs (d'un atelier par exemple) alimentés par une même canalisation, ne fonctionnent pas simultanément dans tous les cas. Pour tenir compte de ce phénomène, qui reste lié aux conditions d'exploitation de l'installation, dans le dimensionnement des liaisons, on applique à la somme des puissances des récepteurs le facteur de simultanéité.

En l'absence d'indications précises résultant de l'expérience d'exploitation d'installations type, les valeurs des tableaux 6-1 et 6-2 peuvent être utilisées :

Utilisation	Facteur de simultanéité c
Eclairage	1
Chauffage et conditionnement d'air	1
Prises de courant	0,1 à 0,2 (pour un nombre > 20)

Tableau 6-1 : facteur de simultanéité pour bâtiment administratif

Nombre de circuits de courants nominaux voisins	Facteur de simultanéité
2 et 3	0,9
4 et 5	0,8
5 à 9	0,7
10 et plus	0,6

Tableau 6-2 : facteur de simultanéité pour armoires de distribution industrielle

■ **facteur tenant compte des prévisions d'extension : d**

La valeur du facteur d doit être estimée suivant les conditions prévisibles d'évolution de l'installation ; il est au moins égal à 1.

A défaut de précision, la valeur 1,2 est souvent utilisée.

■ **facteur de conversion des puissances en intensités : e**

Le facteur de conversion de la puissance en intensité est :

- $e = 8$ en monophasé 127 V
- $e = 2,5$ en triphasé 230 V
- $e = 4,35$ en monophasé 230 V
- $e = 1,4$ en triphasé 400 V

Le courant maximal d'emploi est alors :

$$I_B = P_u \times a \times b \times c \times d \times e$$

P_u : puissance utile en kW

I_B : courant maximal d'emploi en A

6.1.3. Choix du dispositif de protection

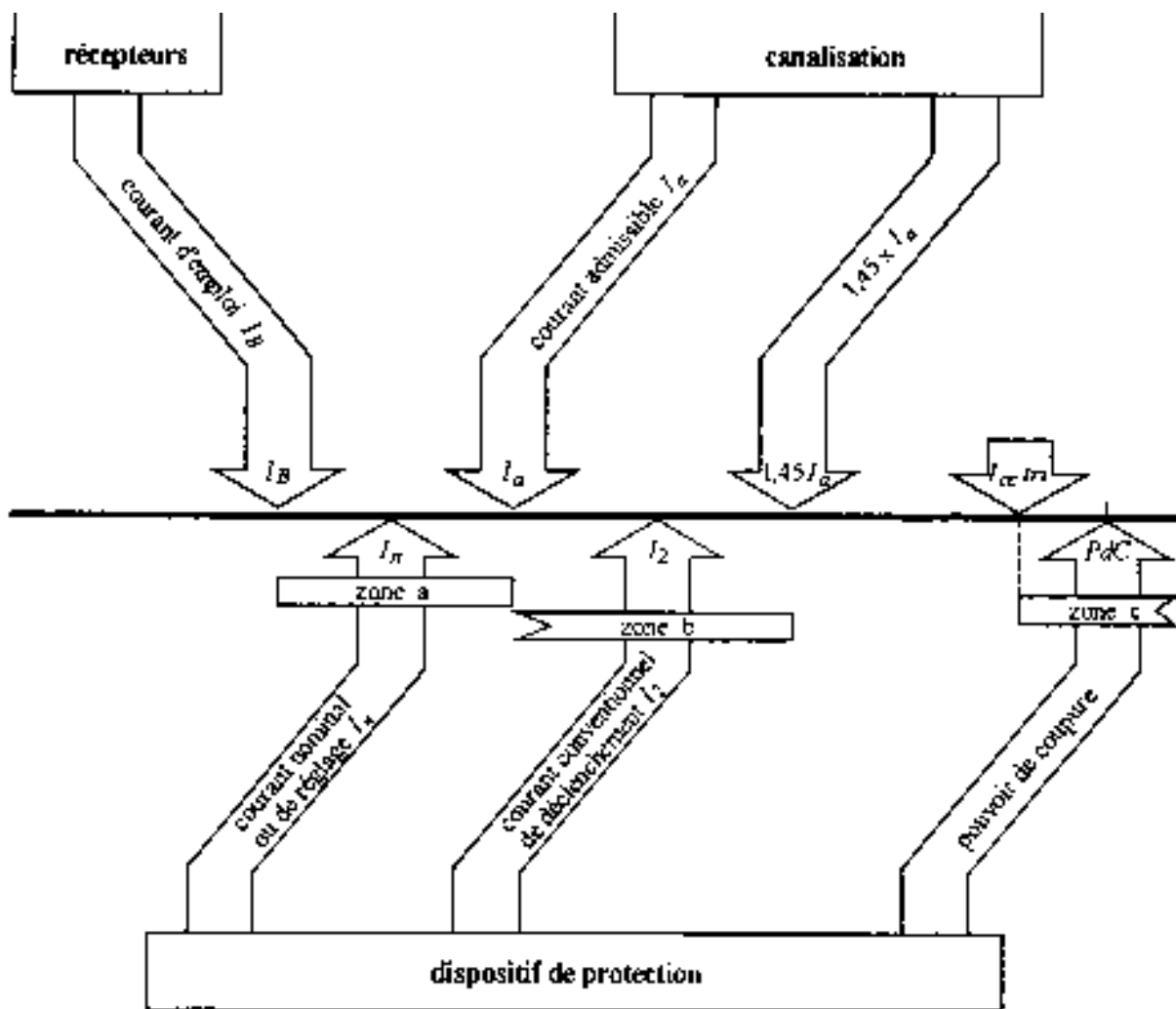


Figure 8.2 - Courants déterminant la protection (selon IEC 60909)

■ règle générale

En conformité avec la NF C 15-100, un dispositif de protection (disjoncteur ou fusible) assure correctement sa fonction si les conditions indiquées ci-après sont satisfaites.

□ courant nominal ou de réglage

Il doit être compris entre le courant d'emploi et le courant admissible I_a de la canalisation :

$$I_B \leq I_n \leq I_a, \text{ ce qui correspond à la zone } a \text{ de la figure 6.2.}$$

□ courant conventionnel de déclenchement

Il doit satisfaire la relation suivante :

$$I_2 \leq 1,45 I_a, \text{ ce qui correspond à la zone } b \text{ de la figure 6.2.}$$

• cas des disjoncteurs

- **Pour les disjoncteurs domestiques**, la norme NF C 61-410 spécifie :

$$I_2 = 1,45 I_n$$

- **Pour les disjoncteurs industriels**, la norme NF C 63-120 spécifie :

$$I_2 = 1,30 I_r$$

on a donc $I_2 \leq 1,45 I_n$ (ou I_r)

or $I_n \leq I_a$ (condition ci-avant)

La condition $I_2 \leq 1,45 I_a$ (zone b) est donc automatiquement respectée.

• cas des fusibles

Les normes NF C 61-201 et ses additifs et NFC 63-210 spécifient que I_2 est le courant qui assure la fusion du fusible dans le temps conventionnel (1 h ou 2 h) ; I_2 est appelé courant conventionnel de fusion (voir § 6.3.1 du *Guide des protections*).

$$I_2 = k_2 \times I_n \quad \text{avec } k_2 = 1,6 \text{ à } 1,9 \text{ selon les fusibles}$$

Un commentaire à la NF C 15-100 introduit le coefficient :

$$k_3 = \frac{k_2}{1,45}$$

Ainsi, la condition $I_2 \leq 1,45 I_a$ est respectée si :

$$I_n \leq \frac{I_a}{k_3}$$

Pour les fusibles *gl* :

- $I_n \leq 10 A$	→	$k_3 = 1,31$
- $10 A < I_n \leq 25 A$	→	$k_3 = 1,21$
- $I_n > 25 A$	→	$k_3 = 1,10$

□ pouvoir de coupure

Il doit être supérieur à l'intensité de court-circuit maximale triphasée ($I_{cc \text{ tri}}$) en son point d'installation :

$$PdC \geq I_{cc \text{ tri}}, \text{ ce qui correspond à la zone } c \text{ de la figure 6.2.}$$

□ 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 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 oeuvre :
 - . dans les associations disjoncteurs/fusibles
 - . dans la technique de filiation qui utilise le fort pouvoir de limitation de certains disjoncteurs (par exemple, le Compact).

Les associations possibles, résultant d'essais réels effectués en laboratoire, sont données dans les catalogues des constructeurs.

6.1.4. Courants admissibles dans les canalisations

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Pour déterminer ce courant, il faut procéder de la façon suivante :

- à l'aide des tableaux 6-3 à 6-5, définir le mode de pose, son numéro et sa lettre de sélection associés
- à partir des conditions d'installation et d'ambiance, déterminer les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliquées (voir tableaux 6-6 à 6-15)
- calculer le facteur de correction global f égal au produit des facteurs de correction
- à l'aide du tableau 6-16 pour les lettres de sélection B, C, E, F et du tableau 6-17 pour la lettre de sélection D , déterminer le courant maximal I_0 admissible par la canalisation dans les conditions standards (f_0 à $f_{10}=1$)
- calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation : $I_a = f I_0$.

■ modes de pose

Les tableaux 6-3 à 6-5 indiquent les principaux modes de pose utilisés dans les réseaux industriels ; les autres modes de pose sont donnés dans la norme NF C 15-100 - tableau 52C.

Pour chaque mode de pose sont indiqués :

- son numéro et sa lettre de sélection associés
- les facteurs de correction à appliquer.

Le facteur f_0 correspond au mode de pose ; les facteurs f_1 à f_{10} sont explicités ci-après (voir tableaux 6-6 à 6-15).

Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multiconducteurs avec ou sans amure :							
	- fixés sur un mur	11	C	1	f_1	f_4	f_5	
	- fixés à un plafond	11A	C	0,95	f_1	f_4	f_5	
	- sur des chemins de câbles ou tablettes non perforés	12	C	1	f_1	f_4	f_5	
			câbles					
			multi-conducteurs	mono-conducteurs				
	- sur des chemins de câbles ou tablettes perforés en parcours horizontal ou vertical	13	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des corbeaux	14	E	F	1	f_1	f_4	f_5
	- sur des échelles à câbles	16	E	F	1	f_1	f_4	f_5

Tableau 6-3 : modes de pose pour les lettres de sélection C, E et F

Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des vides de construction	21	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits dans des vides de construction	22A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés dans des vides de construction	23A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_6
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des conduits profilés noyés dans la construction	24A	B	0,865	f_1	f_4	f_5	f_7
	Câbles mono ou multiconducteurs : - dans des faux-plafonds	25	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	- dans des plafonds suspendus							
	Câbles mono ou multiconducteurs dans des goulottes fixées aux parois : - en parcours horizontal	31A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	- en parcours vertical	32A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--

Tableau 6-4 : modes de pose pour la lettre de sélection B

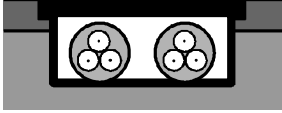
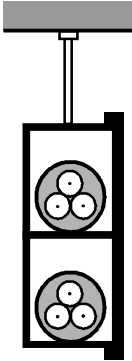
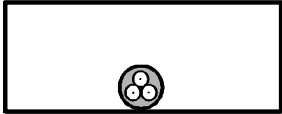
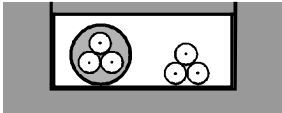
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_1	f_4	f_5	
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des goulottes encastrées dans des planchers	33A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	Câble mono ou multi-conducteurs dans des goulottes suspendues	34A	B	0,9	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles multiconducteurs dans des caniveaux fermés, en parcours horizontal ou vertical	41	B	0,95	f_1	f_4	f_5	--
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des caniveaux ouverts ou ventilés	43	B	1	f_1	f_4	f_5	--

Tableau 6-4 (suite) : modes de pose pour la lettre de sélection B

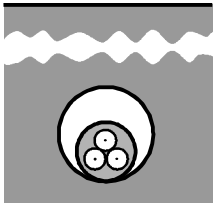
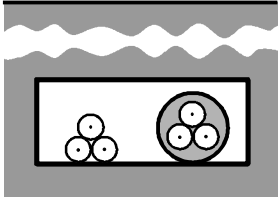
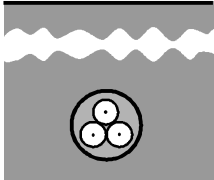
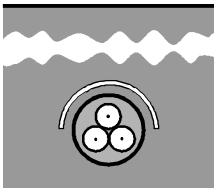
Exemple	Description	N°	Lettre de sélection	Facteurs de correction à appliquer				
				f_0	f_2	f_3	f_8	f_9
	Câbles mono ou multi-conducteurs dans des conduits ou dans des conduits profilés enterrés	61	D	0,8	f_2	f_3	f_8	f_9
								
	Câbles mono ou multi-conducteurs enterrés sans protection mécanique complémentaire	62	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--
	Câbles mono ou multiconducteurs enterrés avec protection mécanique complémentaire	63	D	1	f_2	f_3	f_{10}	--

Tableau 6-5 : modes de pose pour la lettre de sélection D

■ **facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C**
(canalisations non enterrées) : f_1

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 réduction du tableau 6-6.

Ceci suppose la connaissance de la répartition des températures à l'intérieur des parois chauffantes en contact avec les canalisations électriques.

Lorsque la température de l'air diffère de 30 °C, le coefficient de correction à appliquer est donné par la formule :

$$f_1 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 30^\circ}}$$

θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent, °C

θ_0 : température de l'air, °C

La valeur de f_1 est indiquée dans le tableau 6-6 pour différentes valeurs de θ_p et θ_0 .

Températures ambiantes (°C) θ_0	Isolation		
	Elastomères (caoutchouc)	PVC	PR et EPR
	$\theta_p = 60^\circ\text{C}$	$\theta_p = 70^\circ\text{C}$	$\theta_p = 90^\circ\text{C}$
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	-	-	-

Tableau 6-6 : facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C
(canalisations non enterrées)

■ **facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C**
(canalisations enterrées) : f_2

Lorsque la température du sol est différente de 20 °C, le coefficient de correction à appliquer est donné par la formule :

$$f_2 = \sqrt{\frac{\theta_p - \theta_0}{\theta_p - 20}}$$

θ_p : température maximale admise par l'isolant en régime permanent, °C

θ_0 : température du sol, °C

La valeur de f_2 est indiquée dans le tableau 6-7 pour différentes valeurs de θ_p et θ_0 .

Températures du sol θ_0 (°C)	Isolation	
	PVC $\theta_p = 70$ °C	PR et EPR $\theta_p = 90$ °C
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	0,71	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

Tableau 6-7 : facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C
(canalisations enterrées)

■ **facteurs de correction pour les canalisations enterrées, en fonction de la résistivité thermique du sol : f_3**

La résistivité thermique du sol dépend de la nature et de l'humidité du terrain. Le facteur de correction à appliquer selon la résistivité du sol est donné par le tableau 6-8.

Résistivité thermique du terrain K.m/W	Facteur de correction	Observations			
		Humidité		Nature du terrain	
0,40	1,25	pose immergée	marécages		
0,50	1,21	terrain très humide	sable		
0,70	1,13	terrain humide		argile	
0,85	1,05	terrain dit normal		et calcaire	
1,00	1,00	terrain sec			
1,20	0,94				
1,50	0,86	terrain très sec			
2,00	0,76				
2,50	0,70				
3,00	0,65				cendres et mâchefer

Tableau 6-8 : facteurs de correction pour les canalisations enterrées en fonction de la résistivité thermique du sol

■ **facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs**

Les circuits ou les câbles peuvent être :

- jointifs ; il faut alors appliquer le facteur de correction f_4
- disposés en plusieurs couches ; il faut alors appliquer le facteur de correction f_5
- à la fois jointifs et disposés en plusieurs couches (voir fig. 6-3) ; il faut alors appliquer le produit des facteurs de correction f_4 et f_5 .

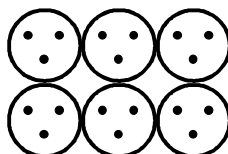


Figure 6-3 : 6 câbles multiconducteurs - 2 couches de 3 câbles jointifs

□ **câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs jointifs** : f_4

Les facteurs du tableau 6-9 sont applicables à des groupes homogènes de câbles, également chargés, pour les modes de pose indiqués.

Lorsque la distance horizontale entre câbles voisins est supérieure à deux fois leur diamètre extérieur, aucun facteur de réduction n'est nécessaire.

Les mêmes facteurs de correction sont applicables :

- aux groupes de deux ou trois câbles monoconducteurs
- aux câbles multiconducteurs.

N° des modes de pose	Nombre de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs jointifs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
21, 22A, 23A, 24A, 25, 31, 31A, 32, 32A, 33A, 34A, 41, 43	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40
11, 12	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		
11A	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64			
13	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72			
14, 16	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78			

Tableau 6-9 : facteurs de correction pour groupement de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs jointifs

□ **câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs disposés en plusieurs couches** : f_5

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, les facteurs de correction du tableau 6-10 doivent être appliqués.

Nombre de couches	2	3	4 ou 5	6 à 8	9 et plus
Facteurs de correction f_5	0,80	0,73	0,70	0,68	0,66

tableau 6-10 : facteurs de correction pour groupement de câbles multiconducteurs ou groupes de câbles monoconducteurs disposés en plusieurs couches

- **facteurs de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition** (voir tableau 6-11) : f_6

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

Tableau 6-11 : facteurs de correction en fonction du nombre de conduits dans l'air et de leur disposition

- **facteurs de correction en fonction du nombre de conduits enterrés ou noyés dans le béton et de leur disposition** (voir tableau 6-12) : f_7

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

Tableau 6-12 : facteurs de correction en fonction du nombre de conduits enterrés ou noyés dans le béton et de leur disposition

- facteurs de correction pour conduits enterrés non jointifs disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit (voir tableau 6-13) : f_8

Nombre de conduits	Distance entre conduits (a)		
	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,93	0,95	0,97
3	0,87	0,91	0,95
4	0,84	0,89	0,94
5	0,81	0,87	0,93
6	0,79	0,86	0,93

Tableau 6-13 : facteurs de correction pour conduits enterrés non jointifs disposés horizontalement ou verticalement à raison d'un câble ou d'un groupement de 3 câbles monoconducteurs par conduit

Les distances entre conduits sont mesurées comme indiqué sur la figure 6-4.

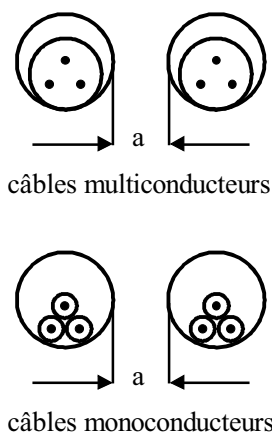


Figure 6-4 : distance entre conduits (a)

- **facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré** (voir tableau 6-14) : f_9

Ceci est applicable à des groupements de câbles de sections différentes mais ayant la même température maximale admissible.

Disposition de circuits ou de câbles jointifs	Facteurs de correction											
	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	12	16	20
Posés dans un conduit enterré	1	0,71	0,58	0,5	0,45	0,41	0,38	0,35	0,33	0,29	0,25	0,22

Tableau 6-14 : facteurs de correction dans le cas de plusieurs circuits ou câbles dans un même conduit enterré

- **facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol - câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement** (voir tableau 6-15) : f_{10}

Nombre de câbles ou de circuits	Distance entre câbles ou groupements de 3 câbles monoconducteurs (a)				
	Nulle (câbles 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

Tableau 6-15 : facteurs de correction pour groupement de plusieurs câbles posés directement dans le sol câbles monoconducteurs ou multiconducteurs disposés horizontalement ou verticalement

Les distances entre câbles sont mesurées comme indiqué sur la figure 6-5.

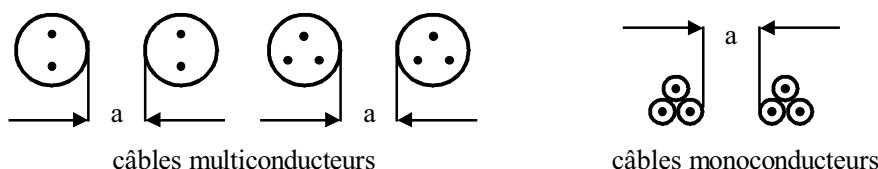


Figure 6-5 : distance entre câbles (a)

■ **courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation pour les lettres de sélection B, C, E, F**

Les courants admissibles indiqués dans le tableau 6-16 sont valables pour des circuits simples constitués du nombre suivant de conducteurs :

Lettre de sélection B :

- deux conducteurs isolés ou deux câbles monoconducteurs ou un câble à deux conducteurs
- trois conducteurs isolés ou trois câbles monoconducteurs ou un câble à trois conducteurs

Lettre de sélection C :

- deux câbles monoconducteurs ou un câble à deux conducteurs
- trois câbles monoconducteurs ou un câble à trois conducteurs

Lettres de sélection E et F (voir fig. 6-6) :

- un câble à deux ou trois conducteurs pour la lettre E
- deux ou trois câbles monoconducteurs pour la lettre F .

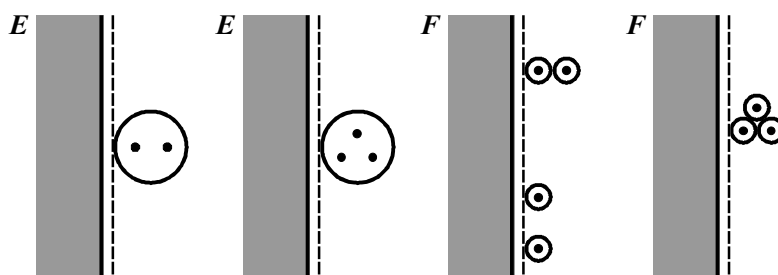


Figure 6-6 : illustration des modes de pose correspondant aux lettres de sélection E et F

Le nombre de conducteurs à considérer dans un circuit est celui des conducteurs effectivement parcourus par le courant. Lorsque, dans un circuit triphasé, les courants sont supposés équilibrés, il n'y a pas lieu de tenir compte du conducteur neutre correspondant.

Lorsque la valeur du courant du conducteur neutre est proche de celle des phases, un facteur de réduction de 0,84 est à appliquer. De tels courants peuvent, par exemple, être dus à la présence de courants harmoniques 3 dans les conducteurs de phase (voir § 6.2).

Lettre de sélection	Isolant et nombre de conducteurs chargés								
	B	PVC 3	PVC 2		PR 3		PR 2		
C		PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2		
E			PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2	
F				PVC 3		PVC 2	PR 3		PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>									
1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26	
2,5	21	24	25	27	30	31	33	36	
4	28	32	34	36	40	42	45	49	
6	36	41	43	48	51	54	58	63	
10	50	57	60	63	70	75	80	86	
16	68	76	80	85	94	100	107	115	
25	89	96	101	112	119	127	138	149	161
35	110	119	126	138	147	158	169	185	200
50	134	144	153	168	179	192	207	225	242
70	171	184	196	213	229	246	268	289	310
95	207	223	238	258	278	298	328	352	377
120	239	259	276	299	322	346	382	410	437
150		299	319	344	371	395	441	473	504
185		341	364	392	424	450	506	542	575
240		403	430	461	500	538	599	641	679
300		464	497	530	576	621	693	741	783
400					656	754	825		940
500					749	868	946		1083
630					855	1005	1088		1254
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>									
2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	24	26	28	
4	22	25	26	28	31	32	35	38	
6	28	32	33	36	39	42	45	49	
10	39	44	46	49	54	58	62	67	
16	53	59	61	66	73	77	84	91	
25	70	73	78	83	90	97	101	108	121
35	86	90	96	103	112	120	126	135	150
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		227	245	261	283	304	324	346	389
185		259	280	298	323	347	371	397	447
240		305	330	352	382	409	439	470	530
300		351	381	406	440	471	508	543	613
400					526	600	663		740
500					610	694	770		856
630					711	808	899		996

Tableau 6-16 : courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation (f_0 à $f_{10} = 1$) pour les lettres de sélection B, C, E, F

■ courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation pour la lettre de sélection *D* (canalisations enterrées) (voir tableau 6-17)

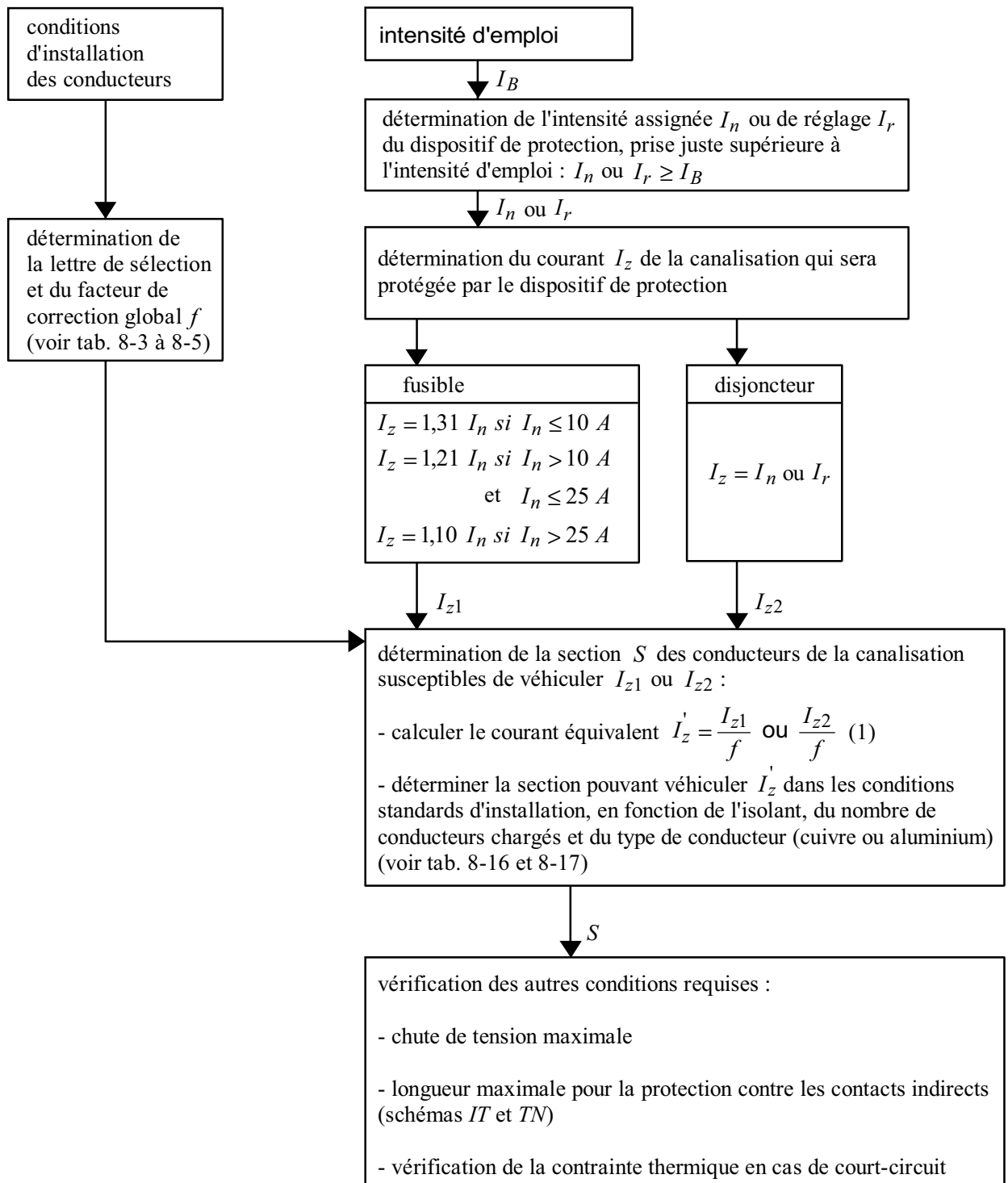
Le nombre de conducteurs à considérer dans un circuit est celui des conducteurs effectivement parcourus par le courant. Lorsque, dans un circuit triphasé, les courants sont supposés équilibrés, il n'y a pas lieu de tenir compte du conducteur neutre correspondant.

Lorsque la valeur du courant du conducteur neutre est proche de celle des phases, un facteur de réduction de 0,84 est à appliquer. De tels courants peuvent, par exemple, être dus à la présence de courants harmoniques 3 dans les conducteurs de phase (voir § 6.2).

Lettre de sélection <i>D</i>	Isolant et nombre de conducteurs chargés			
	PVC 3	PVC 2	PR 3	PR 2
Section (mm ²) <i>Cuivre</i>				
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
Section (mm ²) <i>Aluminium</i>				
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

Tableau 6-17 : courants admissibles (en ampère) par les canalisations dans les conditions standards d'installation (f_0 à $f_{10} = 1$) pour la lettre de sélection *D* (canalisations enterrées)

6.1.5. Détermination pratique de la section minimale d'une canalisation BT



(1) I_z' est un courant équivalent qui, dans les conditions standards d'installation provoque le même effet thermique que I_{z1} ou I_{z2} dans les conditions réelles d'installation

Figure 6-7 : logigramme de la détermination de la section d'une canalisation

6.1.6. Section des conducteurs de protection (PE), d'équipotentialité et de neutre (NF C 15-100)

Dans une installation basse tension, les conducteurs de protection assurent l'interconnexion des masses d'utilisation et l'écoulement à la terre des courants de défaut d'isolement.

Les conducteurs d'équipotentialité permettent de mettre au même potentiel, ou à des potentiels voisins, des masses et des éléments conducteurs.

Dans ce chapitre, on se limitera aux règles de dimensionnement des conducteurs. Concernant les règles de raccordement et de protection, se reporter au paragraphe 2.

■ section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau principal BT (voir fig. 6-8)

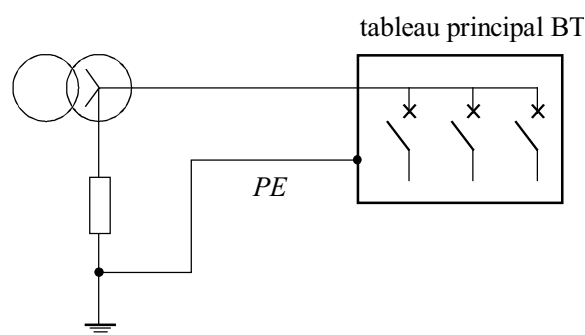


Figure 6-8 : conducteur PE entre transformateur et tableau principal

Le tableau 6-18 donne les valeurs des sections des conducteurs de protection (en mm²) en fonction :

- de la puissance nominale du transformateur HTA/BT
- du temps de fonctionnement t (en seconde) de la protection HTA. Lorsque la protection est assurée par un fusible, la section à prendre en compte correspond à $t = 0,2 s$
- de la matière isolante et de la nature du métal du conducteur.

En schéma IT , si un dispositif de protection contre les surtensions est inséré entre le neutre et la terre, le même dimensionnement s'applique à ses conducteurs de raccordement.

Dans le cas du fonctionnement en parallèle de plusieurs transformateurs, la somme de leurs puissances nominales sera utilisée pour la détermination de la section.

Puissance du transformateur (kVA)		Nature des conducteurs		Conducteurs nus			Conducteurs isolés au PVC			Conducteurs isolés au PR		
Tension BT		Cuivre	t (s)	0,2 s	0,5 s	-	0,2 s	0,5 s	-	0,2 s	0,5 s	-
127/220 V	230/400 V	Aluminium		-	0,2 s	0,5 s	-	0,2 s	0,5 s	-	0,2 s	0,5 s
≤ 63	≤ 100	Section des conducteurs de protection S_{PE} (mm ²)		25	25	25	25	25	25	25	25	25
100	160			25	25	35	25	25	50	25	25	35
125	200			25	35	50	25	35	50	25	25	50
160	250			25	35	70	35	50	70	25	35	50
200	315			35	50	70	35	50	95	35	50	70
250	400			50	70	95	50	70	95	35	50	95
315	500			50	70	120	70	95	120	50	70	95
400	630			70	95	150	70	95	150	70	95	120
500	800			70	120	150	95	120	185	70	95	150
630	1 000			95	120	185	95	120	185	95	120	150
800	1 250			95	150	185	120	150	240	95	120	185

Tableau 6-18 : section des conducteurs de protection entre transformateur HTA/BT et tableau principal BT

■ sections des conducteurs de protection des masses basse tension : (PE)

La section du conducteur PE est définie en fonction de la section des phases (pour le même métal conducteur) comme suit :

- pour $S_{phase} \leq 16 \text{ mm}^2$, $S_{PE} = S_{phase}$ (1)

- pour $16 \text{ mm}^2 < S_{phase} \leq 35 \text{ mm}^2$, $S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$

- pour $S_{phase} > 35 \text{ mm}^2$, $S_{PE} = \frac{S_{phase}}{2}$

(1) lorsque le conducteur de protection ne fait pas partie de la canalisation, il doit avoir une section d'au moins :

- 2,5 mm² s'il comporte une protection mécanique

- 4 mm² s'il ne comporte pas de protection mécanique

Dans le schéma TT , la section du conducteur de protection peut être limitée à :

- 25 mm² pour le cuivre
- 35 mm² pour l'aluminium

à condition que les prises de terre du neutre et des masses soient distinctes, sinon les conditions du schéma TN sont applicables (en schéma TT , une liaison fortuite par charpente métallique ou autre peut exister entre les deux prises de terre ; le courant de défaut à la terre est alors important).

■ section des conducteurs d'équipotentialité

□ conducteur d'équipotentialité principale

Sa section doit être au moins égale à la moitié de la section du plus grand conducteur de protection de l'installation, avec un minimum de 6 mm². Toutefois, elle peut être limitée à 25 mm² pour le cuivre ou 35 mm² pour l'aluminium.

□ conducteur d'équipotentialité supplémentaire

S'il relie deux masses, sa section ne doit pas être inférieure à la plus petite des sections des conducteurs de protection reliés à ces masses (voir fig. 6-9-a).

S'il relie une masse à un élément conducteur, sa section ne doit pas être inférieure à la moitié de la section du conducteur de protection relié à cette masse (voir fig. 6-9-b).

$$\text{Si } \begin{aligned} S_{PE1} &\leq S_{PE2} \\ S_{LS} &= S_{PE1} \end{aligned}$$

$$S_{LS} = \frac{S_{PE}}{2} \quad (*)$$

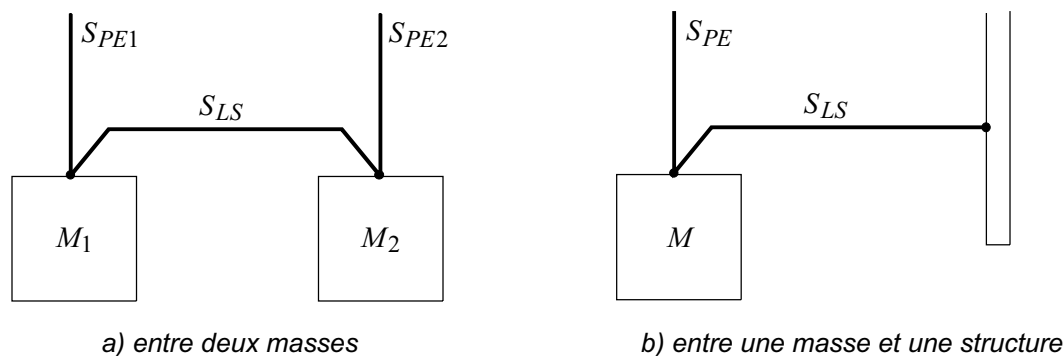


Figure 6-9 : section des conducteurs d'équipotentialité supplémentaire

- (*) avec un minimum de : - 2,5 mm² si les conducteurs sont mécaniquement protégés
 - 4 mm² si les conducteurs ne sont pas mécaniquement protégés

Les conducteurs non incorporés dans un câble sont mécaniquement protégés lorsqu'ils sont posés dans des conduits, des goulottes, des moulures ou protégés de façon analogue.

■ section des conducteurs *PEN*

Dans le cas du schéma *TNC*, le conducteur de protection assure également la fonction du neutre.

Dans ce cas la section du *PEN* doit être au moins égale à la plus grande valeur résultant des contraintes suivantes :

$$- S_{PEN} \geq \begin{cases} - 10 \text{ mm}^2 & \text{pour le cuivre} \\ - 16 \text{ mm}^2 & \text{pour l'aluminium} \end{cases}$$

- répondre aux conditions relatives au conducteur *PE*
- répondre aux conditions imposées pour la section du conducteur neutre.

■ section du conducteur neutre

- Le conducteur de neutre doit avoir la même section que les conducteurs de phase dans les cas suivants :
 - . circuit monophasé
 - . circuit triphasé ayant des sections de phase inférieures ou égales à 16 mm² pour le cuivre ou 25 mm² pour l'aluminium.
- Pour les circuits triphasés ayant une section de phase supérieure à 16 mm² pour le cuivre ou 25 mm² pour l'aluminium, la section du neutre peut être inférieure à celle des phases à conditions de respecter, simultanément les conditions suivantes :
 - . le courant maximal susceptible de circuler en permanence dans le neutre est inférieur au courant admissible de la section choisie. Il faut tenir compte du déséquilibre des charges monophasées et des courants harmoniques 3 et multiples de 3 qui peuvent exiger l'utilisation d'une section supérieure à celle des phases (voir § 8.2 - *échauffement du conducteur neutre*).
 - . le conducteur neutre est protégé contre les surintensités par un fusible ou un réglage du déclencheur du disjoncteur adapté à sa section.
 - . la section du conducteur neutre est au moins égale à 16 mm² pour le cuivre ou 25 mm² pour l'aluminium.

6.1.7. Vérification des chutes de tension

La chute de tension sur une canalisation est calculée par la formule :

$$\Delta V = b \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) \times I_B$$

ΔV : chute de tension, en volt

b : coefficient $\begin{cases} = 1 \text{ pour circuit triphasé} \\ = 2 \text{ pour circuit monophasé} \end{cases}$

ρ_1 : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20°C

$\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour le cuivre ; $\rho_1 = 0,036 \Omega \text{ mm}^2/\text{m}$ pour l'aluminium

L : longueur de la canalisation, en mètre


S : section des conducteurs, en mm^2



$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indication précise on peut prendre $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)


I_B : courant maximal d'emploi, en ampère

λ : réactance linéique des conducteurs, en Ω/m

Les valeurs de λ en BT sont :

- $0,08 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles tripolaires 

- $0,09 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires serrés en nappe  ou en triangle 

- $0,15 \times 10^{-3} \Omega / \text{m}$ pour les câbles unipolaires espacés $d = 8r$ 

d : distance moyenne entre conducteur

r : rayon des âmes conductrices

On définit la chute de tension relative :

$\frac{\Delta V}{V_n}$ pour les circuits triphasés ou monophasés alimentés entre phase et neutre

$\frac{\Delta V}{U_n}$ pour les circuits monophasés alimentés entre phases (dans ce cas,

ΔV représente une chute de tension entre phases)

V_n : tension simple nominale

U_n : tension composée nominale

Conformément à la norme NFC 15-100 § 525, la chute de tension entre l'origine de l'installation et tout point d'utilisation ne doit pas être supérieure aux valeurs du tableau 6-19.

	Eclairage	Autres usages
A - Installations alimentées directement par un branchement à basse tension, à partir d'un réseau de distribution publique à basse tension.	3 %	5 %
B - Installations alimentées par un poste de livraison ou par un poste de transformation à partir d'une installation à haute tension (l'origine de l'installation est le point de raccordement HTA) *	6 %	8 %
(*) dans la mesure du possible, les chutes de tension dans les circuits terminaux ne doivent pas être supérieures aux valeurs indiquées en A.		

Tableau 6-19 : chutes de tension admissibles dans les réseaux BT

■ circuits alimentant des moteurs

La chute de tension est calculée en remplaçant le courant d'emploi I_B par le courant de démarrage du moteur.

La norme NF C 15-100 préconise que la chute de tension, en tenant compte de tous les moteurs pouvant démarrer simultanément, soit inférieure à 15%. Une limitation à 10% est préférable.

6.1.8. Longueurs maximales des canalisations pour la protection contre les contacts indirects (régime *TN* et *IT*)

La norme NF C 15-100 impose pour les schémas *TN* et *IT* que le courant de défaut soit éliminé dans un temps compatible avec la protection des personnes.

Ce temps est déterminé par une courbe en fonction de la tension de contact présumée ; il est basé sur les effets physiologiques du courant électrique sur le corps humain. Par mesure de simplification, à partir de cette courbe, il est possible de déterminer un temps de coupure maximal en fonction de la tension nominale de l'installation (voir tableau 6-20 et 6-21).

Tension nominale alternative V_n / U_n (Volts)	Temps de coupure (secondes) (*)	
	neutre non distribué	neutre distribué
127/220	0,8	5
220/380, 230/400	0,4	0,8
400/690	0,2	0,4
580/1000	0,1	0,2

Tableau 6-20 : temps de coupure maximaux dans le schéma *IT* (deuxième défaut)

Tension nominale alternative V_n (Volts) (**)	Temps de coupure (secondes) (*)
120, 127	0,8
220, 230	0,4
380, 400	0,2
> 400	0,1

Tableau 6-21 : temps de coupure maximaux dans le schéma *TN*

(*) ces valeurs ne sont pas valables dans les locaux contenant une baignoire ou une douche.

(**) ces valeurs sont basées sur la norme CEI 38

Nota 1 : si le temps de coupure est supérieur au temps t_0 , mais inférieur à 5 secondes la protection est admise par la C 15-100 (§ 413.1.3.5) dans les cas suivants :

- dans les circuits de distribution lorsque le conducteur de protection à l'extrémité aval du circuit est relié directement à la liaison équipotentielle principale.
- dans les circuits terminaux n'alimentant que des matériels fixes et dont le conducteur de protection est relié à la liaison équipotentielle principale et qui sont situés dans la zone d'influence de la liaison équipotentielle principale.

Nota 2 : en schéma TT , la protection est en général assurée par des dispositifs à courant différentiel résiduel dont le réglage doit satisfaire la condition suivante (voir NF C 15-100, § 413.1.4.2) :

$$R_A I_A \leq 50 V$$

R_A : résistance de la prise de terre des masses

I_A : courant différentiel résiduel assigné du disjoncteur

Si une sélectivité est jugée nécessaire, un temps de fonctionnement au plus égal à 1 s est admis dans les circuits de distribution sans tenir compte de la tension de contact.

Nota 3 : en schéma IT , lorsque les masses sont mises à la terre individuellement ou par groupes, les conditions du schéma TT indiquées en Nota 2 doivent être respectées (voir NF C 15-100, § 413.1.5.3)

■ protection par disjoncteur

La norme NF C 15-100 impose pour les schémas TN et IT que le seuil de déclenchement magnétique du disjoncteur soit inférieur au courant de court-circuit minimal. De plus, la temporisation éventuelle du disjoncteur doit être inférieure au temps de coupure maximal défini dans les tableaux 6-20 et 6-21.

Pour un disjoncteur et une section de conducteur donnés, il existe donc une longueur maximale du circuit à ne pas dépasser afin de respecter les contraintes concernant la protection des personnes contre les contacts indirects.

Dans ce qui suit, on applique la méthode conventionnelle pour déterminer les longueurs maximales des circuits. Celle-ci est plus pénalisante que la méthode des impédances, mais peut être appliquée en effectuant manuellement les calculs .

Dans la méthode conventionnelle, on néglige l'influence de la réactance des conducteurs pour des sections inférieures à 150mm².

Pour les fortes sections, on tiendra compte de l'influence de la réactance en divisant L_{\max} par :

- 1,15 pour une section de 150 mm²
- 1,20 pour une section de 185 mm²
- 1,25 pour une section de 240 mm²
- 1,30 pour une section de 300 mm².

Nota : pour les calculs du courant de court-circuit minimal, se reporter au "Guide des protections des réseaux industriels" § 4.4.1.

□ schéma *TN*

La longueur maximale d'un circuit en schéma *TN* est :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times V_n \times S_{ph}}{\rho \times (1 + m) \times I_m}$$

L_{\max} : longueur maximale en m

V_n : tension simple en volts

S_{ph} : section des phases en mm²

ρ : résistivité des conducteurs prise égale à 1,5 fois celle à 20°C ($\rho = 0,027 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour le cuivre ;
 $\rho = 0,043 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour l'aluminium)

$$m = \left(\frac{S_{ph} : \text{section des phases}}{S_{PE} : \text{section du conducteur de protection}} \right)$$

I_m : courant de fonctionnement du déclencheur magnétique du disjoncteur

□ schéma *IT*

La longueur maximale d'un circuit en schéma *IT* est :

- si le conducteur neutre n'est pas distribué :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times V_n \times S_{ph}}{2 \rho \times (1 + m) \times I_m}$$

- si le conducteur neutre est distribué :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times V_n \times S_1}{2 \rho \times (1 + m) \times I_m}$$

$$S_1 : \begin{cases} = S_{ph} & \text{si le départ considéré ne comporte pas de neutre} \\ = S_{neutre} & \text{si le départ considéré comporte un neutre} \end{cases}$$

□ schéma *TT*

Aucune condition sur la longueur de la canalisation n'est imposée car la protection des personnes est réalisée par le dispositif différentiel résiduel.

■ protection par fusible

A partir de la courbe de fusion du fusible, on détermine le courant I_a assurant la fusion du fusible dans le temps t_0 spécifié dans les tableaux 6-20 et 6-21 (voir fig. 6-10). On calcule alors la longueur maximale de la canalisation de la même façon que pour le disjoncteur en remplaçant I_m par I_a .

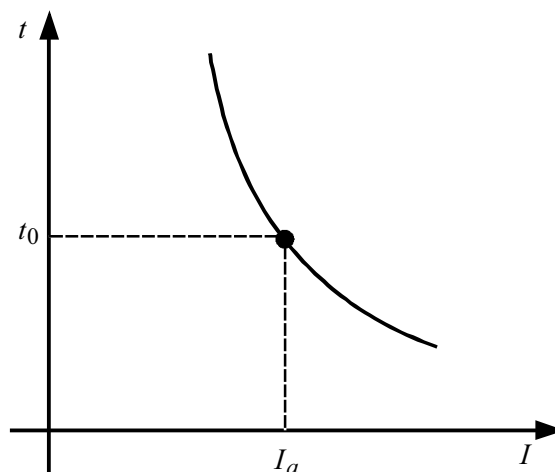


Figure 6-10 : courbe de fusion d'un fusible

■ application

En pratique, la vérification de la section de la canalisation par rapport à la protection des personnes contre les contacts indirects consiste à s'assurer que la longueur de la canalisation est inférieure à L_{\max} pour un schéma donné.

Si la longueur de la canalisation est supérieure à L_{\max} , on peut prendre les mesures suivantes :

- choisir un disjoncteur (ou un déclencheur) avec un seuil magnétique plus bas si les contraintes de sélectivité le permettent
- installer un disjoncteur différentiel résiduel pour les schémas *TNS* et *IT* (en *TNC*, il n'est pas possible d'utiliser des DDR)
- prendre des sections de conducteurs de phase et de protection plus importantes, vérifiant la condition sur la longueur maximale.

6.1.9. Vérification des contraintes thermiques des conducteurs

Lors du passage d'un courant de court-circuit dans les conducteurs d'une canalisation pendant un temps très court (jusqu'à cinq secondes), l'échauffement est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau du métal de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Il faut donc vérifier que la contrainte thermique du court-circuit est inférieure à la contrainte thermique admissible du conducteur :

$$t_c I_{cc}^2 \leq k^2 S^2$$

t_c : temps de coupure du dispositif de protection en seconde

S : section des conducteurs en mm²

I_{cc} : courant de court-circuit en A

La valeur de k dépend du matériau de l'âme et de la nature de l'isolant (voir tableau 6-22).

Isolant	PVC	PR
Ame		
Cuivre	115	135
Aluminium	74	87

Tableau 6-22 : valeur du coefficient k conformément à la norme NF C 15-100

Si le temps de coupure est donné, la section doit satisfaire la condition :

$$S \geq \frac{I_{cc}}{k} \times \sqrt{t_c}$$

■ protection par disjoncteur

La vérification doit être faite pour le courant de court-circuit maximal au niveau du disjoncteur considéré.

Les courbes des catalogues des constructeurs donnent le temps de coupure maximal du disjoncteur. Lorsque le déclenchement du disjoncteur est temporisé, le temps de coupure est pris égal à la temporisation.

Pour la vérification des contraintes thermiques, la valeur du courant de court-circuit doit être calculée avec une résistivité ρ des conducteurs prise égale à 1,5 fois celle à 20°C :

- $\rho = 0,027 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour le cuivre
- $\rho = 0,043 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour l'aluminium

□ cas des disjoncteurs limiteurs de courant

Lors d'un court-circuit, les disjoncteurs limiteurs ont la particularité de ne laisser passer qu'un courant inférieur au courant de défaut présumé (voir fig. 6-11).

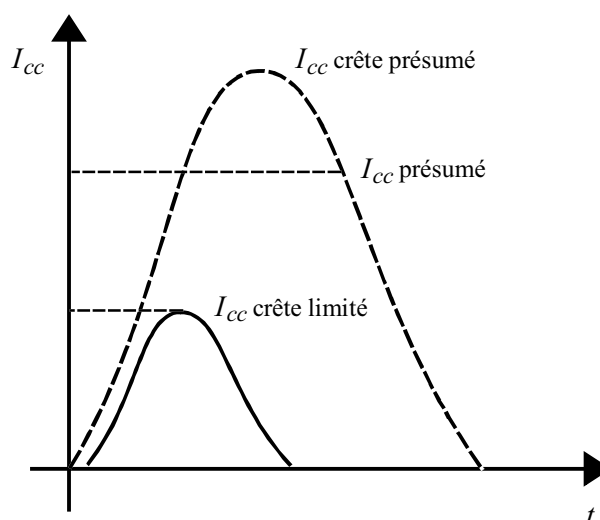


Figure 6-11 : courbe de limitation de courant

La canalisation protégée par ce type d'appareil ne subit donc pas la contrainte thermique de I_{cc} calculé (présumé), mais une contrainte plus faible définie par les courbes de limitation des constructeurs données pour chaque type de disjoncteur.

Les courbes de limitation fournissent la contrainte thermique $t_c I_{cc}^2$ exprimée en $A^2 \times \text{seconde}$.

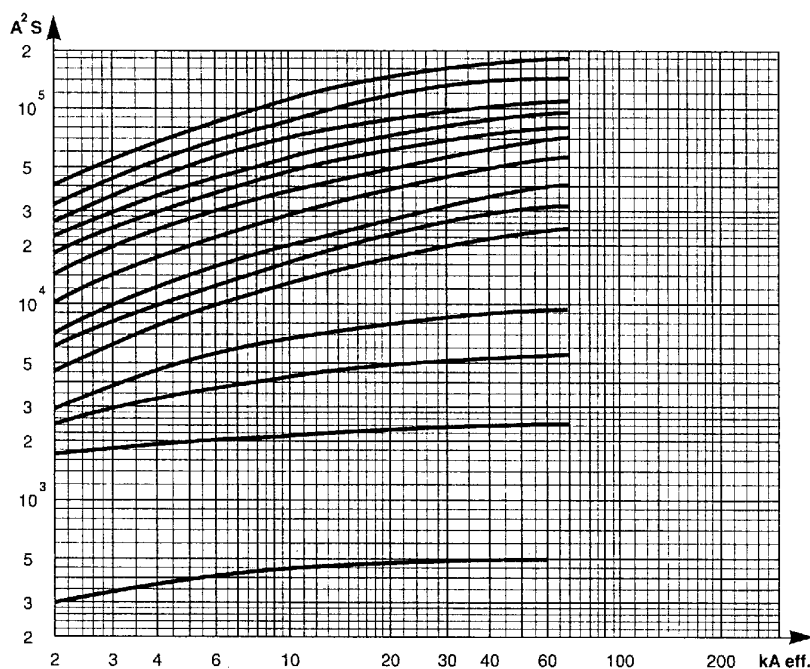
□ exemple

On désire vérifier la contrainte thermique d'un conducteur en cuivre de 6 mm² isolé au PVC protégé par un disjoncteur Compact NS 80H-MA 380/415 V équipé d'un relais thermique LR2-D33 63.

La contrainte thermique admissible par le câble est : $k^2 S^2 = (115)^2 \times 6^2 = 4,76 \times 10^5 A^2 \times s$.

Les courbes de limitation de la figure 6-12 donnent la contrainte thermique maximale du disjoncteur : $2 \times 10^5 A^2 \times s$.

Le câble est donc protégé jusqu'au pouvoir de coupure du disjoncteur.



disjoncteur NS80H-MA	relais thermique
cal. 80 A	LR2-D33 63
cal. 80 A	LR2-D33 59
cal. 50 A	LR2-D33 57
cal. 50 A	LR2-D33 55
cal. 50 A	LR2-D33 53
cal. 25 A	LR2-D33 22
cal. 25 A	LR2-D13 21
cal. 12,5 A	LR2-D13 16
cal. 12,5 A	LR2-D13 14
cal. 12,5 A	LR2-D13 12
cal. 6,3 A	LR2-D13 10
cal. 6,3 A	LR2-D13 08
cal. 2,5 A	LR2-D13 07
cal. 2,5 A	LR2-D13 06

Les courbes sont dans l'ordre du tableau

Figure 6-12 : courbes de limitation en contrainte thermique des disjoncteurs Compact NS 80H-MA-380/415V

■ protection par fusible

Le courant le plus contraignant est le courant de court-circuit **minimal** à l'extrémité de la canalisation.

Le temps de fusion t_f du fusible correspondant à $I_{cc \min}$ doit vérifier la relation :

$$t_f I_{cc \min}^2 \leq k^2 S^2$$

La méthode pour calculer $I_{cc \min}$ est indiquée dans le paragraphe 4.4.1 du *Guide des protections*.

6.1.10. Exemple d'application

■ hypothèses

Considérons le schéma de la figure 6-13 dont les données sont indiquées ci-après.

L'installation alimentant des récepteurs nécessitant une bonne continuité de service, on choisit le schéma de liaison à la terre IT sans neutre distribué.

□ canalisation C2

Elle est constituée d'un câble tripolaire en cuivre isolé au PVC, en pose jointive avec 3 autres câbles multiconducteurs, sur des tablettes perforées dans une température ambiante de 40 °C. Elle est protégée par des fusibles. Elle alimente un récepteur dont les caractéristiques sont :

- puissance utile $P_u = 15 \text{ kW}$
- rendement $r = 0,89$
- $\cos \varphi = 0,85$
- facteur d'utilisation $b = 0,9$.

□ canalisation C1

Elle est constituée de 3 câbles unipolaires en cuivre isolés au PR, serrés en triangle. Les câbles sont enterrés seuls, sans protection mécanique complémentaire dans un sol de résistivité thermique 0,85 K.m/W et de température 35 °C. Ils sont protégés par un disjoncteur. La canalisation alimente le récepteur R_1 et 3 autres départs dont les valeurs des courants I_B sont données par la figure 6-13.

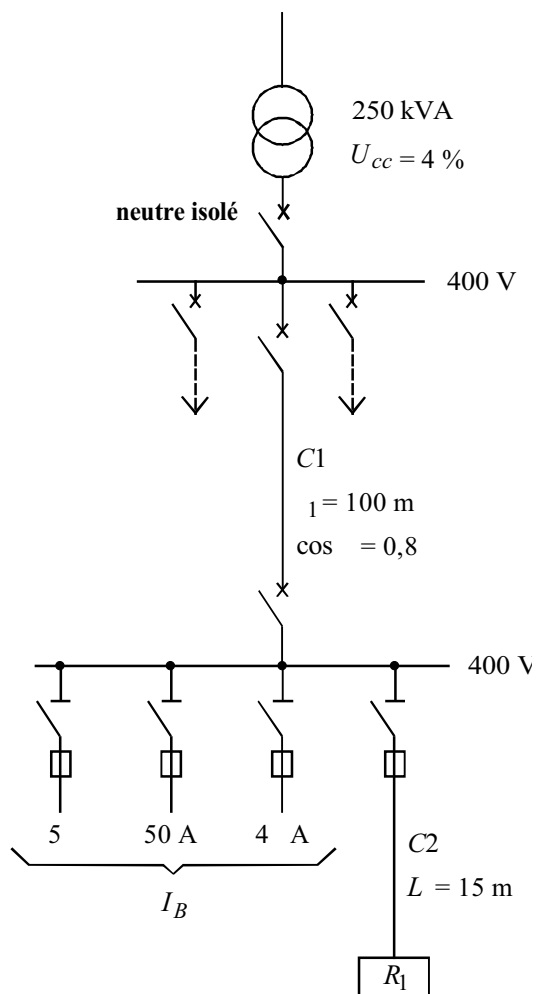


Figure 6-13 : schéma d'une installation

■ détermination du courant maximal d'emploi

□ canalisation C2

- $P_u = 15 \text{ kW}$
- le facteur $a = \frac{1}{r \cos \varphi} = 1,32$
- le facteur d'utilisation $b = 0,9$
- pour un seul récepteur le facteur de simultanéité est $c = 1$
- aucune extension n'est prévue, donc $d = 1$
- pour un réseau triphasé 400 V, le facteur de conversion des puissances en intensité est $e = 1,4$.

On a alors : $I_B = P_u \times a \times b \times c \times d \times e = 15 \times 1,32 \times 0,9 \times 1 \times 1 \times 1,4 = 24,9 \text{ A}$.

□ canalisation C1

Le courant maximal d'emploi de la canalisation C1 est obtenu en sommant les courants (I_B) de tous les départs alimentés par C1 et en appliquant un facteur de simultanéité estimé à 0,8 (voir tableau 6-2) :

$$I_B = (25 + 50 + 40 + 24,9) \times 0,8 = 115,9 \text{ A}$$

■ facteurs de correction

□ canalisation C2

Le tableau 6-3 donne le mode de pose N° 13 et la lettre de sélection *E* .

Les facteurs de correction à appliquer sont:

- température ambiante (voir tableau 6-6) : $f_1 = 0,87$
- groupement de câble (voir tableaux 6-9 et 6-10) : $f_4 = 0,77$ et $f_5 = 1$

Le facteur de correction global est :

$$f = 0,87 \times 0,77 \times 1 = 0,67$$

□ canalisation C1

Le tableau 6-3 donne le mode de pose N° 62 et la lettre de sélection *D* .

Les facteurs de correction à appliquer sont:

- température du sol (voir tableau 6-7) : $f_2 = 0,89$
- résistivité thermique du sol (voir tableau 6-8) : $f_3 = 1,05$
- groupement de câble (voir tableau 6-15) : $f_{10} = 1$

Le facteur de correction global est :

$$f = 0,89 \times 1,05 \times 1 = 0,935$$

■ détermination de la section et choix du dispositif de protection

□ canalisation C2

$$I_B = 24,9 \text{ A}$$

$$f = 0,67$$

Le courant nominal du fusible doit vérifier la condition $I_n \geq I_B$.

On choisit le fusible de calibre $I_n = 25 \text{ A}$.

Pour $10 \text{ A} < I_n \leq 25 \text{ A}$, le courant I_z de la canalisation protégée par ce fusible est :

$$I_z = k_3 I_n = 1,21 I_n = 30,3 \text{ A}$$

Le courant équivalent que la canalisation doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est : $I'_z = \frac{I_z}{f} = 45,1 \text{ A}$

Le tableau 6-16 (lettre de sélection E , PVC3, cuivre) donne une section minimale $S = 10 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 60 \text{ A}$.

□ canalisation C1

$$I_B = 115,9 \text{ A}$$

$$f = 0,935$$

Pour un disjoncteur réglable, le courant de réglage doit vérifier la condition $I_r \geq I_B$; on choisit $I_r = 120 \text{ A}$.

Le courant I_z de la canalisation protégée par ce réglage est :

$$I_z = I_n = 120 \text{ A}$$

Le courant équivalent que la canalisation doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est : $I'_z = \frac{I_z}{f} = 128,3 \text{ A}$

Le tableau 6-17 (lettre de sélection D , PR3, cuivre) donne une section minimale $S = 25 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 144 \text{ A}$.

■ longueur maximale de la canalisation

□ canalisation C2

Pour $S_{ph} = 10 \text{ mm}^2$, on a $S_{PE} = S_{ph} = 10 \text{ mm}^2$

$$\text{d'où } m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} = 1$$

Le tableau 6-20 donne un temps de coupure maximal $t = 0,4 \text{ s}$ pour un réseau à neutre non distribué.

La caractéristique temps-courant du fusible de calibre 25 A nous donne un courant $I_a = 200 \text{ A}$ pour un temps de coupure de $0,4 \text{ s}$.

Le neutre n'est pas distribué, on a donc :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times V_n \times S_{ph}}{2 \rho (1 + m) I_a} = \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 10}{2 \times 0,027 \times 2 \times 200} = 147,5 \text{ m}$$

La longueur de la canalisation C2 (15 m) est très inférieure à L_{\max} , la protection des personnes contre les contacts indirects est donc assurée.

□ canalisation C1

Pour $16 \text{ mm}^2 < S \leq 35 \text{ mm}^2$, on a $S_{PE} = 16 \text{ mm}^2$

$$\text{d'où } m = \frac{S_{ph}}{S_{PE}} = \frac{25}{16} = 1,56$$

Le disjoncteur choisi est un Compact NS 125E avec un déclencheur STR 22SE dont le seuil magnétique de déclenchement est réglé à $I_m = 1\,250 \text{ A}$ pour des raisons de sélectivité.

Le neutre n'est pas distribué, on a donc :

$$L_{\max} = \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times V_n \times S_{ph}}{2 \rho (1 + m) I_m} = \frac{0,8 \times \sqrt{3} \times 230 \times 25}{2 \times 0,027 \times 2,56 \times 1\,250} = 46,1 \text{ m}$$

La longueur de la canalisation C1 (100 m) est supérieure à L_{\max} .

En prenant des sections supérieures $S_{ph} = 35 \text{ mm}^2$ et $S_{PE} = 35 \text{ mm}^2$ ($m=1$), on trouve $L_{\max} = 82,6 \text{ m} < 100 \text{ m}$; ce qui n'est pas suffisant.

Afin de ne pas surdimensionner les conducteurs, on décide d'équiper le départ d'un dispositif différentiel résiduel qui assure la protection des personnes contre les contacts indirects.

■ vérification de la chute de tension

□ canalisation C2

$$S = 10 \text{ mm}^2, \quad L = 15 \text{ m}, \quad I_B = 24,9 \text{ A}$$

Le câble est tripolaire, on a donc $\lambda = 0,08 \times 10^{-3} \Omega / m$.

Le facteur de puissance est $\cos\varphi = 0,85$, d'où $\sin\varphi = 0,53$.

$$\text{On en déduit } \Delta V = \left(0,0225 \times \frac{15}{10} \times 0,85 + 0,08 \times 10^{-3} \times 15 \times 0,53 \right) \times 24,9$$

$$\Delta V = 0,73 \text{ V}$$

$$\text{d'où } \frac{\Delta V}{V_n} = \frac{0,73}{230} = 0,3 \%$$

La chute de tension totale est 4,2 % (la chute de tension dans la canalisation C1 est 3,9 %, voir ci-dessous). Elle est inférieure à la chute de tension admissible (5%) indiquée dans le tableau 6-19.

□ canalisation C1

$$S = 25 \text{ mm}^2, \quad L = 100 \text{ m}, \quad I_B = 115,9 \text{ A}$$

Les 3 câbles unipolaires sont serrés en triangle, on a donc :

$$\lambda = 0,09 \times 10^{-3} \Omega / m$$

Le facteur de puissance global de l'installation est $\cos\varphi = 0,8$, d'où $\sin\varphi = 0,6$.

Pour un circuit triphasé $b = 1$.

Pour le cuivre $\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2 / m$.

$$\text{On en déduit } \Delta V = \left(0,0225 \times \frac{100}{25} \times 0,8 + 0,09 \times 10^{-3} \times 100 \times 0,6 \right) \times 115,9$$

$$\Delta V = 8,97 \text{ V}$$

$$\text{d'où } \frac{\Delta V}{V_n} = \frac{8,97}{230} = 3,9 \%$$

■ vérification de la contrainte thermique

□ canalisation C2

Pour une protection par fusible, le courant à prendre en compte est le courant de court-circuit minimal à l'extrémité de la canalisation. Pour le schéma *IT*, c'est le courant de court-circuit pour un double défaut phase-terre.

En appliquant la méthode conventionnelle (voir § 4.4.1.2 du *Guide des protections*), on calcule :

$$I_{cc \min} = \frac{\sqrt{3} \times V_n \times 0,8}{2 L_2 \rho \left(\frac{1}{S_{ph}} + \frac{1}{S_{PE}} \right)} = \frac{\sqrt{3} \times 230 \times 0,8}{2 \times 15 \times 0,027 \left(\frac{1}{10} + \frac{1}{10} \right)} = 1,97 \text{ kA}$$

La caractéristique temps-courant du fusible de 25 A nous donne un temps de fusion $t_f = 5 \text{ ms}$ pour un courant de 1,97 kA.

La contrainte thermique maximale est donc :

$$I_{cc \min}^2 \times t = \left(1,97 \times 10^3 \right)^2 \times 5 \times 10^{-3} = 19,4 \times 10^3 \text{ A}^2 \times \text{s}$$

La contrainte thermique admissible par le câble est : $k^2 S^2 = (115)^2 \times 10^2 = 1322 \times 10^3 \text{ A}^2 \times \text{s}$.

La section $S = 10 \text{ mm}^2$ supporte donc largement la contrainte thermique du fusible.

□ canalisation C1

Le courant de court-circuit maximal au niveau du disjoncteur (en négligeant la liaison reliant le disjoncteur au transformateur) est :

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} \times \frac{1}{U_{cc}} = \frac{250 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400} \times \frac{100}{4} = 9,02 \text{ kA}$$

On suppose que le déclencheur du disjoncteur est temporisé à 0,1 seconde, la contrainte thermique maximale du court-circuit est alors :

$$I_{cc}^2 t = \left(9,02 \times 10^3 \right)^2 \times 0,1 = 8,14 \times 10^6 \text{ A}^2 \times \text{s}$$

La contrainte thermique admissible par le câble est : $k^2 \times S^2 = 143^2 \times 25^2 = 12,78 \times 10^6 \text{ A}^2 \times \text{s}$

La section $S = 25 \text{ mm}^2$ supporte donc la contrainte thermique du disjoncteur.

■ conclusion

Les sections à retenir sont :

- canalisation C1 : $3 \times 35 \text{ mm}^2 + 1 \times 16 \text{ mm}^2$ cuivre
- canalisation C2 : $3 \times 10 \text{ mm}^2 + 1 \times 10 \text{ mm}^2$ cuivre

6.2. Détermination des sections de conducteurs en moyenne tension (suivant la norme NF C 13-205)

6.2.1. Principe de la méthode

La méthode de détermination de la section des conducteurs en moyenne tension consiste à :

- déterminer le courant maximal d'emploi I_B des récepteurs à alimenter
- déterminer la section S_1 satisfaisant l'échauffement de l'âme du câble en régime de fonctionnement normal, qui peut être permanent ou discontinu. Cette étape nécessite la connaissance :
 - . des conditions d'installation réelles de la canalisation, par conséquent du facteur de correction global f
 - . des valeurs des courants admissibles des différents types de câble dans les conditions standards d'installation.
- déterminer la section S_2 nécessaire à la tenue thermique du câble en cas de court-circuit triphasé
- déterminer la section S_3 nécessaire à la tenue thermique de l'écran du câble en cas de court-circuit à la terre
- vérifier éventuellement la chute de tension dans la canalisation pour la section S retenue. La section technique S à retenir est la valeur maximale parmi les sections S_1 , S_2 et S_3 .
- éventuellement, calculer et choisir la section économique.

6.2.2. Détermination du courant maximal d'emploi

Le courant maximal d'emploi I_B est déterminé sur la base de la somme des puissances des récepteurs alimentés, en appliquant si nécessaire des coefficients d'utilisation et de simultanéité (voir § 6.1.2.).

En moyenne tension, une canalisation alimente le plus souvent un seul récepteur (transformateur, moteur, four, chaudière), dans ce cas I_B est pris égal au courant assigné de l'appareil.

6.2.3. Courants admissibles dans les canalisations

■ règles générales

C'est le courant maximal que la canalisation peut véhiculer en permanence sans préjudice pour sa durée de vie.

Les courants admissibles dans les câbles sont donnés dans les normes ou par les constructeurs pour des conditions standards d'installation.

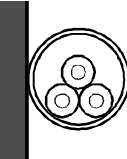
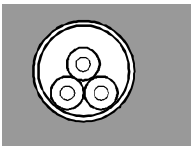
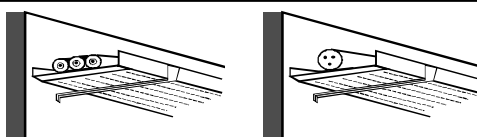
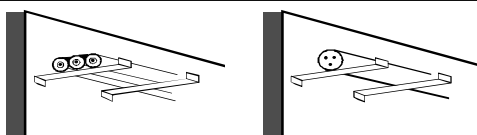
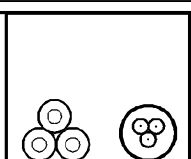
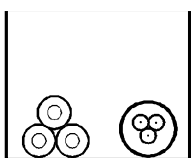
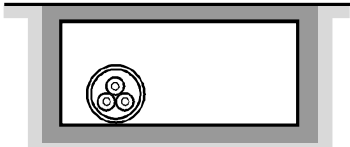
Pour déterminer le courant admissible par une canalisation dans les conditions réelles d'installation, il faut procéder de la façon suivante :

- à l'aide du tableau 6-23, définir le mode de pose et son numéro de colonne des tableaux associé
- à partir des conditions d'installation et d'ambiance, déterminer les valeurs des facteurs de correction qui doivent être appliqués (voir tableaux 6-24 à 6-28)
- calculer le facteur de correction global f égal au produit des facteurs de correction
- à l'aide du tableau 6-29 pour les câbles isolés au papier imprégné et des tableaux 6-30 à 6-34 pour les câbles avec isolant synthétique, déterminer le courant maximal I_0 admissible par la canalisation dans les conditions standards (f_0 à $f_6 = 1$)
- calculer le courant maximal admissible par la canalisation en fonction de ses conditions d'installation : $I_a = f I_0$.

■ modes de pose

Le tableau 6-23 indique, pour chaque mode de pose, la colonne des tableaux des courants admissibles à utiliser pour le choix de la section des conducteurs (voir tableaux 6-29 à 6-34).

Le facteur f_0 correspond au mode de pose ; les facteurs f_1 à f_6 sont explicités ci-après (voir tableaux 6-24 à 6-28).

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux	Facteurs de correction		
			f_0	à appliquer	
A Conduits en montage apparent		(3)	0,90	f_1	f_5
B Conduits en montage encastré		(3)	0,90	f_1	f_5
F Pose sur chemins de câbles ou tablettes		(3)	1	f_1	f_5
G Pose sur corbeaux ou sur échelles à câbles		(3)	1	f_1	f_6
H Goulottes (fermées)		(3)	0,90	f_1	f_5
J Gouttières (goulottes ouvertes)		(3)	1	f_1	f_6
L1 Conduits dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,80	f_1	f_5

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux		Facteurs de correction à appliquer			
				f_0			
L3 Pose directe dans caniveaux ouverts ou ventilés		(3)	0,90	f_1	--	f_5	
L4 Pose directe dans caniveaux fermés		(3)	0,80	f_1	--	f_5	
L5 Pose directe dans des caniveaux remplis de sable		(3)	0,80	f_1	--	f_5	
N Alvéoles		(3)	0,90	f_1	--	f_5	
P Blocs manufacturés		(3)	0,90	f_1	--	f_5	
S1 Enterré directement (câbles armés)		P (1)	D (2)	1	f_2	f_3	f_4
S2 Enterré avec protection mécanique		(1)	(2)	1	f_2	f_3	f_4

P : régime permanent

D : régime discontinu

Modes de pose	Exemple	Colonne des tableaux		Facteurs de correction			
				f_0	à appliquer		
S3 Enterré dans des fourreaux		P (1)	D (2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S4 Câbles posés en trèfle sur caniveau préfabriqué, enterré directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S5 Câbles unipolaires posés en caniveaux individuels, enterrés directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
S6 Câbles unipolaires posés en nappe espacée dans un caniveau préfabriqué, enterré directement dans le sol avec, éventuellement, apport de remblai contrôlé		(1)	(2)	0,8	f_2	f_3	f_4
V Lignes aériennes		(3)		1,1	f	--	

P :
D :

Tableau 6-23 : modes de pose

■ (câbles) f_1 °C

Température	Nature de l'isolant	
	PVC PE	EPR
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
30	1,00	1,00
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

Tableau 6-24 : facteurs de correction pour des températures ambiantes différentes de 30 °C
(câbles posés dans l'air)

■ (câbles) : 2

°C

°C	Nature de l'isolant	
	PE	PR
0	1,18	1,13
5	1,14	1,10
10	1,10	1,07
15	1,05	1,04
20	1,00	1,00
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
60	0,45	0,65
65	-	0,60
70	-	0,53
75	-	0,46
80	-	0,38

Tableau 6-25 : facteurs de correction pour des températures du sol différentes de 20 °C (câbles enterrés)

■ **facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol différentes de 1 K.m/W**
(câbles enterrés) : f

Résistivité du sol (K.m/W)	Humidité	Nature du terrain			Ensemble de trois câbles unipolaires	Câbles tripolaires		
0,5	Terrain très humide	Sable			1,25	1,20		
0,7	Terrain humide						1,14	1,10
0,85	Terrain dit normal				Argile		1,06	1,05
1	Terrain sec		et	Calcaire	1,00	1,00		
1,2						0,93	0,95	
1,5	Terrain très sec			Cendres	0,85	0,88		
2				et	0,75	0,79		
2,5				Mâchefer	0,68	0,72		
3					0,62	0,68		

Tableau 6-26 : facteurs de correction pour des résistivités thermiques du sol différentes de 1 K.m/W (câbles enterrés)

■ **facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations** (câbles enterrés) : f_4

Nombre de circuits	Distance entre câbles "a" (*)				
	Nulle (câbles jointifs)	Un diamètre de câble	0,125 m	0,25 m	0,5 m
2	0,75	0,80	0,85	0,90	0,90
3	0,65	0,70	0,75	0,80	0,85
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

câbles unipolaires

câbles tripolaires

(*) détermination de la distance "a" dans le cas de câbles unipolaires posés en nappe ou en trèfle et de câbles tripolaires.

Tableau 6-27 : facteurs de correction pour groupement de plusieurs canalisations (câbles enterrés)

- **facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles** (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct) : f_5, f_6

Modes de pose	Disposition	Nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs				
		2	3	4	6	> 9
f_5	Sur tablettes horizontales non perforées	0,85	0,80	0,75	0,70	0,70
f_6	Sur tablettes horizontales perforées ou sur corbeaux.....	0,90	0,80	0,80	0,75	0,75

Tableau 6-28 : facteurs de correction pour groupement de plusieurs circuits ou de plusieurs câbles (câbles posés dans l'air et à l'abri du rayonnement solaire direct)

- **valeurs des courants admissibles dans les câbles, dans les conditions standards d'installation** (f_0 à $f_6 = 1$)

Les références (1), (2) et (3) des tableaux 6-29 à 6-34 correspondent aux numéros de colonne indiqués dans le tableau 6-23.

□ câbles isolés au papier imprégné

Les câbles isolés au papier imprégné ne sont plus fabriqués depuis plusieurs années. Toutefois, pour des besoins de calcul sur des installations existantes, les courants admissibles peuvent être calculés avec une approximation de $\pm 5\%$ à l'aide de la formule suivante:

$$I = 10^B \times S^A$$

I : intensité admissible, en A

S : section nominale du câble, en mm^2

A et B : sont des coefficients donnés pour chaque type de câbles (voir tableau 6-29)

Canalisations	Colonnes	Cuivre		Aluminium	
		A	B	A	B
Câbles tripolaires à champ non radial	(1)	0,540	1,446	0,549	1,321
	(2)	0,543	1,492	0,544	1,386
	(3)	0,588	1,371	0,598	1,293
3 câbles unipolaires	(1)	0,556	1,269	0,571	1,130
	(2)	0,567	1,286	0,573	1,179
	(3)	0,587	1,196	0,605	1,064
Câbles tripolaires à champ radial	(1)	0,581	1,215	0,594	1,089
	(2)	0,573	1,264	0,578	1,155
	(3)	0,600	1,117	0,608	1,004

Tableau 6-29 : valeurs des coefficients A et B pour les câbles isolés au papier imprégné

□ câbles avec isolant synthétique

La méthode détaillée de calcul des courants admissibles dans les câbles en régime permanent est présentée dans la publication 287 de la CEI.

Les valeurs des courants admissibles sont données dans les tableaux 6-30 à 6-34, suivant le type de conducteur, la nature de l'isolant et la tension assignée.

La tension assignée, pour laquelle un câble est conçu, s'exprime par un ensemble de trois valeurs, en kV, sous la forme $U_0 / U (U_m)$, avec :

- U_0 : tension entre l'âme d'un conducteur et un potentiel de référence (écran ou terre)
- U : tension entre les âmes de deux conducteurs de phase
- U_m : tension maximale qui peut apparaître entre les phases du réseau dans les conditions normales d'exploitation

L'expression de la tension assignée diffère selon que le câble est du type à champ radial ou non (voir fig. 4-12 et 4-13 du *Guide des protections*). Pour un câble à champ radial, U_0 est différent de U , les deux valeurs étant en général dans le rapport $\sqrt{3}$.

Par contre, du fait de sa constitution, un câble à ceinture (champ non radial) présente un niveau d'isolement équivalent entre deux phases et entre une phase et l'écran. Il en résulte que U_0 et U ont des valeurs identiques.

Isolé PVC			Section nominale (mm ²)*	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)		Cuivre	(1)	(2)
72	78	62	10	86	94	78
94	100	81	16	110	120	100
120	130	105	25	145	155	130
145	160	130	35	170	190	165
185	205	165	50	215	240	205
225	250	205	70	260	295	255
270	300	250	95	315	355	310
310	345	290	120	360	405	360
345	390	330	150	405	455	410
385	430	370	185	450	505	460
445	500	440	240	525	590	550
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
56	61	48	10	67	73	60
72	79	62	16	86	94	79
94	100	82	25	110	120	105
115	125	100	35	135	145	125
145	160	130	50	165	185	160
175	195	160	70	205	230	195
210	235	195	95	245	275	240
240	270	225	120	280	315	280
270	300	255	150	315	355	320
300	335	285	185	350	395	360
350	390	345	240	410	460	430

(*) A partir de 50 mm², les valeurs sont calculés pour des câbles à âme sectorale

Tableau 6-30 : courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ non radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/6 (7,2) kV

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	89	71	86	97	76	99	110	93
16	105	115	95	110	125	100	125	145	120
25	135	150	125	140	160	130	165	185	160
35	160	180	150	170	195	160	195	225	200
50	190	215	180	200	230	190	230	265	235
70	235	265	230	245	285	240	285	325	295
95	285	320	280	295	340	295	340	390	360
120	320	365	320	335	385	340	385	445	420
150	360	410	370	375	435	385	430	500	475
185	410	470	425	425	490	445	485	560	550
240	475	540	500	490	570	530	560	650	650
300	540	610	580	550	640	600	630	730	740
400	610	700	670	600	690	700	720	840	860
500	680	780	760	700	810	790	800	940	990
630	770	880	870	790	920	920	910	1 060	1 140
800	850	980	990	870	1 010	1 040	1 000	1 170	1 300
1 000	930	1 070	1 110	950	1 100	1 160	1 100	1 270	1 450
1 200	980	1 130	1 210	1 000	1 160	1 260	1 160	1 350	1 570
1 400	1 030	1 190	1 290	1 050	1 220	1 350	1 220	1 420	1 680
1 600	1 080	1 250	1 360	1 100	1 280	1 420	1 280	1 480	1 770
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	69	55	67	76	59	77	87	72
16	80	89	73	86	97	78	98	110	95
25	105	115	96	110	125	100	125	145	125
35	125	140	115	130	150	125	150	175	150
50	150	170	140	160	180	150	180	205	185
70	180	205	175	190	220	185	220	250	230
95	220	250	215	230	265	230	260	300	280
120	250	285	250	260	300	265	300	345	325
150	280	320	285	290	335	300	335	385	370
185	320	365	330	330	380	345	380	440	425
240	370	425	390	385	445	410	440	510	510
300	420	485	455	435	500	470	500	580	580
400	480	550	530	495	580	550	570	660	680
500	540	630	610	560	650	640	640	750	790
630	620	720	710	640	750	750	740	860	920
800	700	810	820	720	840	860	830	970	1 070
1 000	780	900	940	800	930	980	920	1 070	1 220
1 200	840	970	1 030	860	1 000	1 080	990	1 150	1 340
1 400	890	1 030	1 110	910	1 060	1 160	1 050	1 230	1 450
1 600	940	1 080	1 180	950	1 110	1 230	1 100	1 290	1 530

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par :
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau 6-31 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Isolé PE*			Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
(1)	(2)	(3)*		Cuivre	(1)	(2)
110	125	105	16	125	140	130
140	160	135	25	165	185	170
170	195	165	35	195	220	200
200	230	200	50	230	260	245
250	280	250	70	280	320	305
295	335	300	95	335	385	375
335	385	350	120	385	440	425
375	430	395	150	430	495	485
425	490	455	185	490	560	560
490	560	530	240	560	650	660
550	640	610	300	640	730	750
630	720	710	400	720	830	870
700	810	810	500	810	940	1 000
790	920	930	630	910	1 060	1 150
870	1 010	1 050	800	1 010	1 170	1 300
960	1 100	1 180	1 000	1 110	1 280	1 470
1 010	1 170	1 270	1 200	1 180	1 360	1 590
1 070	1 240	1 360	1 400	1 240	1 440	1 700
1 110	1 290	1 430	1 600	1 290	1 500	1 790
(1)	(2)	(3)	Aluminium	(1)	(2)	(3)
86	96	81	16	98	110	99
110	125	105	25	125	140	130
130	150	130	35	150	170	160
155	180	155	50	180	205	190
190	220	190	70	220	250	235
230	260	235	95	260	300	290
260	300	270	120	300	340	330
290	335	305	150	335	385	375
330	380	355	185	380	435	430
385	445	420	240	440	510	510
435	500	480	300	500	570	590
495	570	560	400	570	660	680
560	650	650	500	640	740	790
640	740	750	630	740	850	930
720	830	860	800	830	960	1 060
800	930	990	1 000	930	1 070	1 230
860	1 000	1 090	1 200	1 000	1 160	1 350
920	1 060	1 170	1 400	1 060	1 230	1 450
960	1 110	1 240	1 600	1 110	1 290	1 540

(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par:
1,05 pour les colonnes (1) et (2)
1,06 pour la colonne (3)

Tableau 6-32 : courants admissibles dans les câbles constitués par trois câbles unipolaires de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

Section nominale (mm ²)	Isolé PVC			Isolé PE*			Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)
10	80	87	71	85	94	75	97	110	92
16	100	115	90	110	120	98	125	140	120
25	130	145	120	140	155	125	160	180	155
35	160	175	145	165	190	155	190	215	190
50	185	205	175	195	220	185	225	250	225
70	230	255	215	240	270	230	275	310	280
95	275	305	260	285	320	275	330	370	340
120	310	345	300	325	365	315	370	420	385
150	345	385	340	365	415	365	420	475	445
185	390	435	385	410	465	410	470	535	510
240	450	500	450	475	530	485	540	610	590
300	500	560	520	530	605	560	610	690	680
Aluminium	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)	(1)	(2)	(3)
10	62	68	55	66	73	58	75	84	71
16	79	87	71	84	94	76	96	110	92
25	100	115	93	110	120	99	125	140	120
35	120	135	115	130	145	120	150	165	145
50	145	160	135	150	170	140	175	195	175
70	180	195	165	185	210	175	215	240	215
95	210	235	205	220	250	215	255	285	260
120	240	270	235	250	285	245	290	325	300
150	270	300	265	285	325	280	325	370	345
185	305	340	300	320	360	320	365	415	395
240	350	390	355	370	420	380	425	480	465
300	395	440	405	420	475	435	480	540	530
(*) Pour les câbles dont l'isolation est en polyéthylène haute densité (PEHD), les valeurs sont à multiplier par: 1,05 pour les colonnes (1) et (2) 1,06 pour la colonne (3)									

Tableau 6-33 : courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ radial de tension assignée inférieure ou égale à 6/10 (12) kV

Section nominale (mm ²)	Isolé EPR ou PR		
	Cuivre	(1)	(2)
16	125	140	125
25	160	175	160
35	190	210	195
50	225	250	230
70	270	305	280
95	330	370	345
120	370	420	395
150	415	465	450
185	465	525	510
240	540	610	600
Aluminium	(1)	(2)	(3)
16	96	105	95
25	125	135	125
35	145	165	150
50	175	195	175
70	210	235	220
95	255	285	265
120	290	325	305
150	320	360	345
185	360	410	395
240	420	475	470

Tableau 6-34 : courants admissibles dans les câbles tripolaires à champ radial de tension assignée supérieure à 6/6 (7,2) kV et inférieure ou égale à 18/30 (36) kV

6.2.4. Contraintes thermiques des conducteurs en cas de court-circuit et détermination de la section S_2

La contrainte thermique des conducteurs actifs doit être vérifiée pour le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble. Il est calculé par la méthode des impédances en tenant compte de la participation de l'ensemble des éléments du réseau (moteurs, alternateurs..., voir *Guide des protections* § 4.2).

Dans le cas d'une installation avec groupe de production interne, la contrainte thermique est établie sur la base du courant de court-circuit pendant la période transitoire, celle-ci correspond approximativement au temps d'élimination du court-circuit (voir *Guide des protections* § 4.1.2).

Pour une durée de court-circuit inférieure à 5 secondes, l'échauffement du câble est considéré adiabatique ; cela signifie que l'énergie emmagasinée reste au niveau de l'âme et n'est pas transmise à l'isolant. Les calculs thermiques sont alors simplifiés, ils sont présentés ci-dessous.

Nota : pour vérifier les contraintes thermiques des conducteurs de protection et des liaisons équipotentielles, il faut prendre en compte le courant de défaut à la terre (voir § 4.2.2 du *Guide des protections*)

■ méthode générale

Les résultats des calculs d'échauffement sont représentés par les courbes de la figure 6-14. Elles donnent les densités de courant admissibles δ_0 dans différents types de câbles pour une durée de court-circuit d'une seconde, en fonction de la température du câble avant le court-circuit.

La section minimale du conducteur satisfaisant l'échauffement en cas de court-circuit est déterminée par la formule :

$$S = \frac{I_{cc}}{\delta}$$

I_{cc} : intensité de court-circuit maximal, en A

δ : densité de courant admissible, en A / mm^2

pour une durée de court-circuit différente de 1 seconde, on a :

$$\delta = \frac{\delta_0}{\sqrt{t}}$$

t : durée du court-circuit

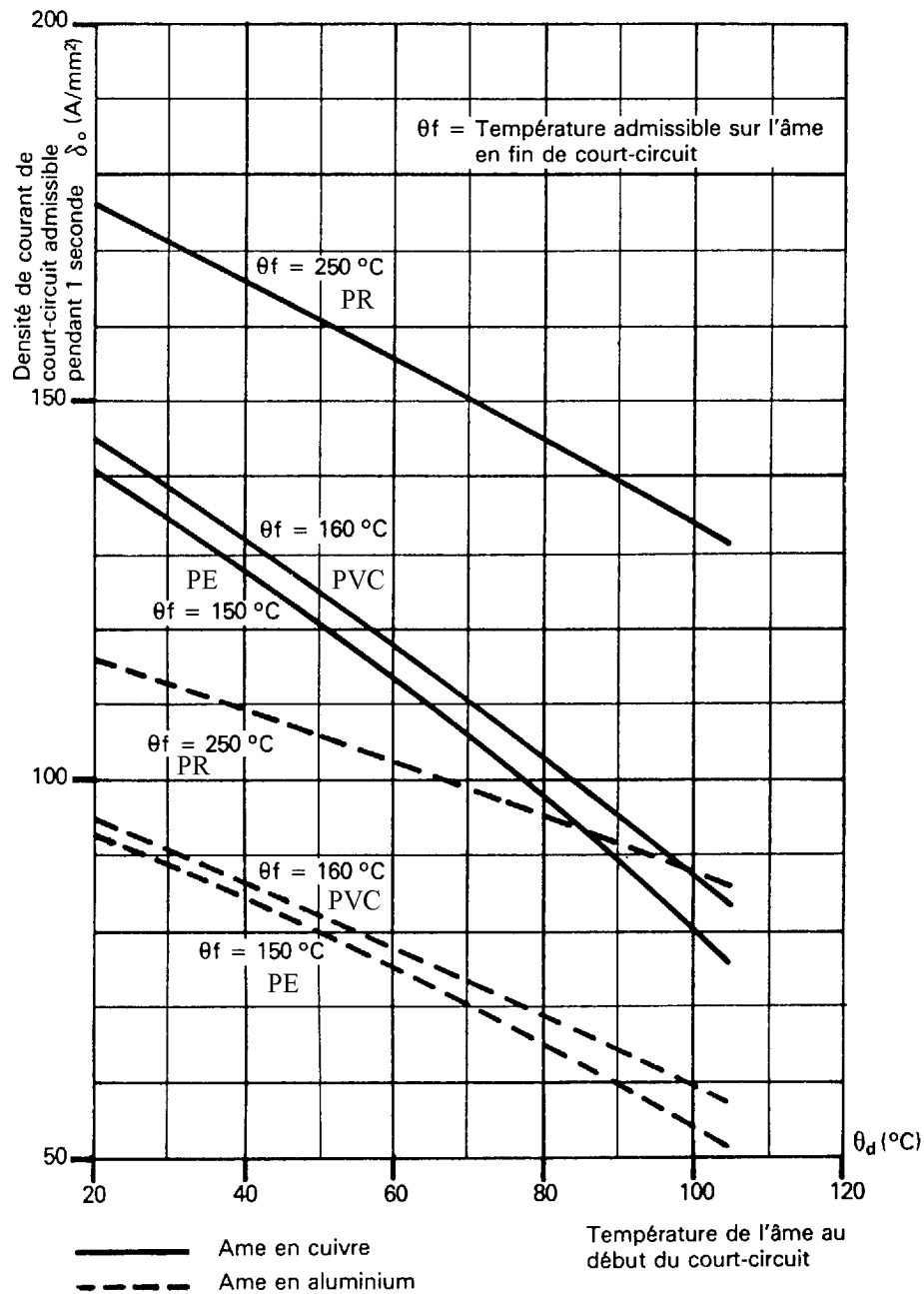


Figure 6-14 : court-circuit dans l'âme

■ méthode simplifiée

Elle suppose que la température du câble avant le court-circuit est égale à la température admissible en régime permanent.

Dans ce cas, la section du conducteur doit satisfaire la condition suivante :

$$S \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t}$$

I_{cc} : courant de court-circuit maximal

t : durée du court-circuit

k : coefficient dont la valeur est donnée dans le tableau 6-35

Pour les conducteurs de protection, le courant à prendre en compte est le courant de défaut à la terre I_d .

	Isolants			
	PVC PE		PR EPR	
Conducteurs actifs				
- en cuivre	115		143	
- en aluminium	74		94	
Conducteurs de protection	a	b	a	b
- en cuivre	143	115	176	143
- en aluminium	95	75	116	94
- en acier	52	—	64	—
a conducteurs de protection non incorporés aux câbles				
b conducteurs de protection incorporés aux câbles				

Tableau 6-35 : valeurs du coefficient k

6.2.5. Courants de courte durée admissible dans les écrans de câbles à isolation synthétique extrudée (détermination de S_3)

Dans le cas d'un court-circuit phase-écran, la contrainte thermique résultant du passage du courant de défaut I_d pendant un temps t , ne doit pas dépasser la tenue thermique de l'écran du câble. I_d est le courant de défaut à la terre ; la méthode pour déterminer sa valeur est décrite dans le *Guide des protections*, paragraphe 4-2.

Le calcul de la surintensité admissible dans les écrans de câbles dépend de la constitution de cet écran et du type de câble.

En l'absence d'indications, les valeurs des tableaux 6-37, 6-38 et 6-39 peuvent être utilisées. Ces valeurs correspondent à un écran constitué par un ruban de cuivre de 0,1 mm d'épaisseur posé rubané avec un recouvrement de 15 %.

Le tableau 6-36 donne, pour chaque type d'isolant, les températures en service normal et en fin de surintensités retenues pour les calculs de l'échauffement des écrans de câbles.

Type d'isolant	Température sur écran en service (°C)	Température finale après surintensité (°C)
PR	70	250
EPR	70	250
PE	60	150
PVC	60	160

Tableau 6-36 : conditions de température retenues pour le calcul

□ valeurs des courants de surintensités admissibles dans les écrans de câbles

Voir tableaux 6-37, 6-38 et 6-39.

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm²												
16	1 100	900	650	1 350	1 000	800	1 800	1 400	1 100			
25	1 200	950	700	1 400	1 050	800	1 800	1 400	1 100			
35	1 400	1 000	900	1 650	1 250	1 000	1 850	1 400	1 100			
50	1 600	1 150	1 000	1 750	1 350	1 050	1 950	1 450	1 150	2 500	1 950	1 550
70	1 750	1 250	1 050	1 900	1 450	1 150	2 100	1 600	1 250	2 700	2 050	1 650
95	1 850	1 350	1 100	2 050	1 550	1 200	2 200	1 700	1 300	2 800	2 150	1 700
120	1 900	1 400	1 150	2 150	1 650	1 300	2 500	1 950	1 550	3 100	2 400	1 900
150	2 150	1 650	1 300	2 400	1 850	1 500	2 600	2 000	1 600	3 150	2 450	1 950
185	2 400	1 850	1 450	2 600	2 000	1 600	2 750	2 150	1 700	3 350	2 600	2 100
240	2 700	2 050	1 650	2 800	2 150	1 700	3 100	2 400	1 950	3 600	2 750	2 200
300	2 800	2 150	1 750	3 150	2 450	1 950	3 300	2 550	2 050	3 800	2 950	2 350
400	3 050	2 350	1 800	3 450	2 650	2 150	3 650	2 800	2 250	4 200	3 300	2 650
500	3 400	2 550	1 950	3 800	2 950	2 350	4 100	3 200	2 550	4 550	3 550	2 850
630	3 750	3 000	2 300	4 250	3 300	2 650	4 450	3 450	2 800	4 950	3 850	3 100
800	4 400	3 400	2 600	4 650	3 600	2 900	4 850	3 750	3 000	5 300	4 150	3 300
1 000	5 100	3 900	3 050	5 200	4 050	3 250	5 350	4 200	3 350	5 850	4 550	3 650
1 200	5 350	4 100	3 300	5 450	4 250	3 400	5 650	4 400	3 550	6 150	4 800	3 850
1 400	5 600	4 400	3 550	5 900	4 550	3 650	6 050	4 700	3 800	6 550	5 100	4 100
1 600	6 000	4 700	3 800	6 200	4 850	3 900	6 400	5 000	4 000	6 900	5 350	4 300

Tableau 6-37 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PR ou EPR - courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)

Tension assignée	6/10 (12) kV			8,7/15 (17,5) kV			12/20 (24) kV			18/30 (36) kV		
Durée du court-circuit	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s	0,5 s	1 s	2 s
Section du conducteur mm²												
16	800	650	490	1 000	740	560	1 200	870	660			
25	900	700	510	1 000	750	570	1 200	870	660			
35	1 000	750	540	1 100	800	600	1 200	880	660			
50	1 100	800	580	1 150	840	640	1 250	1 000	770	1 750	1 300	990
70	1 300	920	700	1 350	990	760	1 450	1 100	820	1 750	1 300	1 000
95	1 350	1 000	750	1 450	1 050	820	1 550	1 150	880	2 050	1 550	1 200
120	1 450	1 050	800	1 500	1 150	860	1 650	1 200	930	2 150	1 650	1 230
150	1 550	1 100	840	1 600	1 200	910	1 700	1 300	1 000	2 250	1 700	1 300
185	1 650	1 150	900	1 700	1 250	970	2 000	1 500	1 200	2 350	1 800	1 400
240	1 800	1 450	1 100	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 250	2 650	2 050	1 600
300	2 000	1 550	1 200	2 150	1 650	1 300	2 300	1 750	1 350	2 800	2 150	1 700
400	2 300	1 750	1 400	2 600	2 000	1 550	2 650	2 050	1 600	3 000	2 300	1 800
500	2 550	1 900	1 500	2 900	2 200	1 750	3 050	2 350	1 850	3 400	2 600	2 050
630	2 750	2 050	1 550	3 000	2 300	1 800	3 150	2 400	1 900	3 500	2 650	2 050
800	3 000	2 250	1 700	3 300	2 500	2 000	3 450	2 600	2 100	3 700	2 800	2 200
1 000	3 300	2 400	1 800	3 500	2 700	2 100	3 650	2 800	2 200	3 950	3 000	2 400
1 200	3 550	2 550	1 900	3 700	2 850	2 200	3 850	2 950	2 300	4 200	3 200	2 550
1 400	3 650	2 750	2 000	3 900	3 000	2 350	4 050	3 100	2 450	4 350	3 350	2 650
1 600	3 750	2 850	2 100	4 000	3 100	2 400	4 150	3 200	2 500	4 500	3 400	2 700

Tableau 6-38 : câbles unipolaires ou tripolaires à champ radial à isolants PE -
courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)

Section du conducteur mm ²	Durée du court-circuit		
	0,5 s	1 s	2 s
10	1 550	1 200	980
16	1 700	1 300	1 050
25	1 950	1 450	1 200
35	2 050	1 550	1 250
50	2 150	1 600	1 300
70	2 300	1 700	1 400
95	2 550	1 900	1 550
120	2 750	2 100	1 650
150	2 900	2 200	1 750
185	3 350	2 450	2 050
240	3 500	2 650	2 200

Tableau 6-39 : câbles tripolaires à ceinture à isolant PVC de tension assignée 6/6 (7,2 kV) - courant de court-circuit admissible dans l'écran (A)

□ exemple

Considérons un câble unipolaire isolé au PE dans un réseau 10 kV dont le courant de défaut à la terre I_d est limité à 1 000 A.

Selon le tableau 6-38, la section minimale du conducteur dépend de la durée du court-circuit :

- pour $t = 0,5 \text{ s}$, $S_{\min} = 35 \text{ mm}^2$
- pour $t = 1 \text{ s}$, $S_{\min} = 95 \text{ mm}^2$
- pour $t = 2 \text{ s}$, $S_{\min} = 240 \text{ mm}^2$.

La section S3 est choisie en fonction de I_d et de la durée du court-circuit prise égale au temps le plus long pour éliminer le défaut (par exemple, la temporisation de la protection de secours).

6.2.6. Vérification des chutes de tension

Les chutes de tension dans les câbles moyenne tension des réseaux industriels sont en général négligeables.

Bien que la norme C 13-220 ne prévoit pas la vérification des chutes de tension et ne fixe pas les valeurs admissibles, il nous semble utile de donner la méthode de calcul pouvant être appliquée notamment pour les canalisations de longueur importante.

Pour un circuit triphasé, la chute de tension (tension simple) est calculée par la formule :

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{L}{S} \cos \varphi + \lambda L \sin \varphi \right) I_B$$

ρ_1 : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20 °C

$$\rho_1 = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2 / m \text{ pour le cuivre ; } \rho_1 = 0,036 \Omega \text{ mm}^2 / m \text{ pour l'aluminium}$$

L : longueur de la canalisation, en mètre

S : section des conducteurs, en mm²

$\cos \varphi$: facteur de puissance ; en l'absence d'indications précises, on peut prendre $\cos \varphi = 0,8$ ($\sin \varphi = 0,6$)

I_B : courant maximal d'emploi en A

λ : réactance linéique de la canalisation, en Ω / m .

Les valeurs de λ en HTA sont :

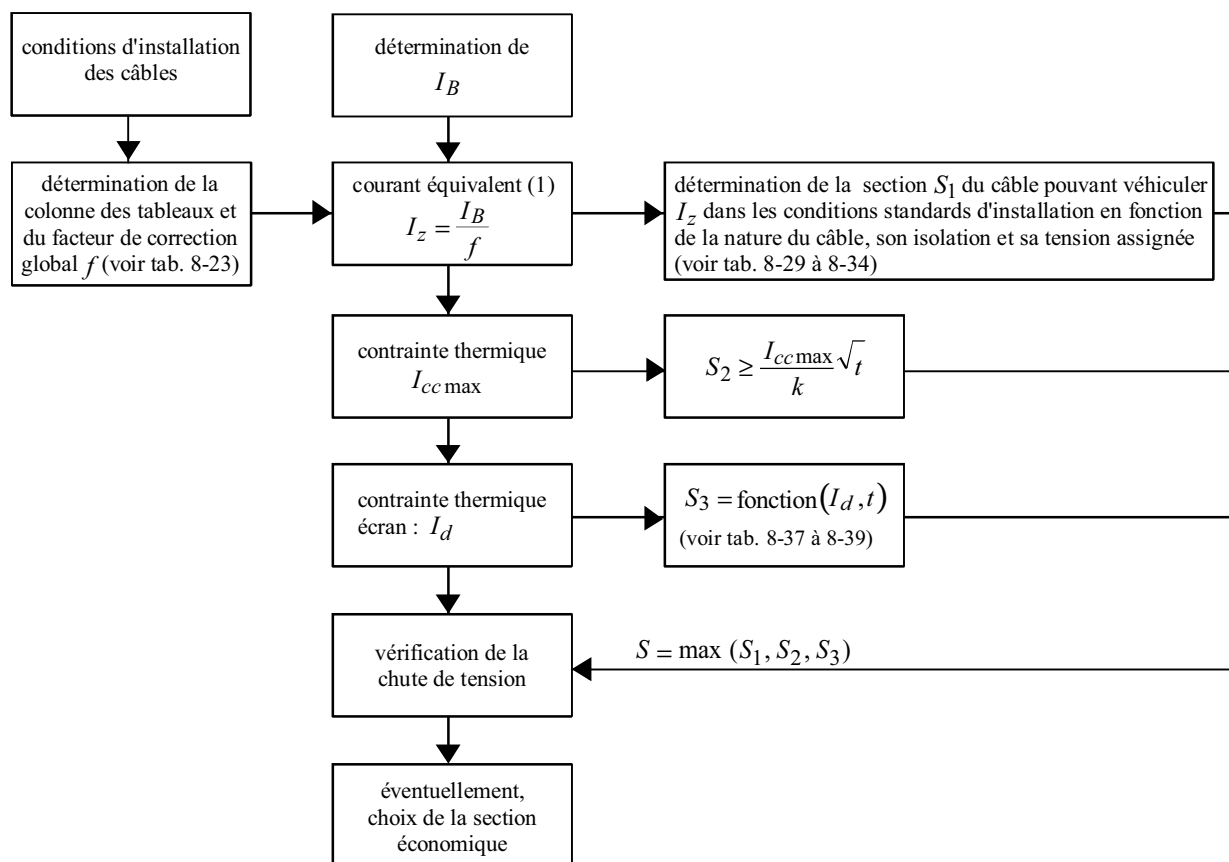
- $0,08 \times 10^{-3} \Omega / m$ pour les câbles tripolaires
- $0,15 \times 10^{-3} \Omega / m$ pour les câbles unipolaires

On définit la chute de tension relative :

$$\frac{\Delta V}{V_n}$$

n tension simple nominale

6.2.7. Détermination pratique de la section minimale d'un câble moyenne tension
(voir fig. 6-15)



(1) I_z est un courant équivalent qui, dans les conditions standards d'installation, provoque le même effet thermique que I_B dans les conditions réelles d'installation

Figure 6-15 : logigramme de détermination de la section minimale d'un câble en moyenne tension

6.2.8. Conditions de mise à la terre des écrans de câbles

■ câbles unipolaires

Le passage d'un courant dans l'âme du câble donne naissance à une tension induite dans l'écran. Cette tension dépend de la disposition géométrique des câbles, de la longueur et du courant véhiculé :

$$E_0 = 0,145 \times \log_{10} \left(\frac{2a}{d} \right) \times \ell \times I$$

a : distance entre axes des câbles (mm)

d : diamètre moyen de l'écran (mm)

ℓ : longueur de la liaison (km)

I : intensité transitée dans l'âme (A).

Pour des longueurs importantes de liaison, E_0 peut atteindre des valeurs dangereuses pour les personnes. La norme prévoit la mise à la terre de l'écran aux deux extrémités lorsque E_0 risque de dépasser la limite de **50 V en régime permanent**.

Par contre, la mise à la terre de l'écran aux deux extrémités donne lieu à des courants de circulation en permanence dans l'écran.

Pour une mise à la terre de l'écran à une seule extrémité, lors d'un court-circuit, le potentiel induit sur la deuxième extrémité peut être très élevé et faire claquer l'isolation de l'écran au niveau du raccordement. Il faudra donc prendre les précautions nécessaires.

□ calcul du courant de circulation dans l'écran

Lors d'un régime permanent équilibré (ou d'un court-circuit triphasé), la tension induite, dans un écran mis à la terre aux deux extrémités fait circuler un courant à travers le circuit formé par (voir fig. 6-16) :

- l'écran lui-même
- les prises de terre
- la terre.

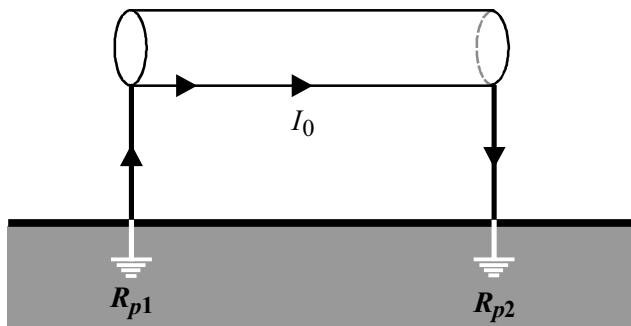


Figure 6-16 : courant de circulation dans l'écran

Ce courant est donné par la formule :

$$I_0 = \frac{E_0}{|Z|}$$

Z : impédance totale du circuit écran - prises de terre - terre

$$Z = (R_e + R_{p1} + R_{p2} + R_T) + jL\omega$$

avec :

- R_e : résistance de l'écran
- R_{p1}, R_{p2} : résistances des prises de terre
- R_T : résistances de la terre
- L : inductance totale du circuit

Pour la détermination de L et R_T , la terre peut être considérée comme étant un conducteur fictif de résistance R_T situé à une distance D de la surface du sol tel que :

$$R_T = \frac{\omega \mu_0}{8} = 0,05 \Omega / km$$

$$D = \frac{2 \sqrt{e \rho}}{\gamma \sqrt{\omega \mu_0}}$$

- e : 2,718 ($\ln e = 1$)
- γ : constante d'Euler = 1,718
- ρ : résistivité du sol
- $\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7}$: perméabilité magnétique du vide

Pour un sol moyen de résistivité $\rho = 100 \Omega \cdot m$ et une fréquence $f = 50 \text{ Hz}$, l'application numérique donne $D = 935 \text{ m}$.

La valeur de l'inductance du circuit écran-terre est donnée par la formule :

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln\left(\frac{2D}{d}\right)$$

\ln : logarithme népérien

d : diamètre moyen de l'écran

En pratique, L est toujours voisin de $2 \times 10^{-3} \text{ H/km}$, soit $L\omega \cong 0,63 \Omega / \text{km}$.

□ exemple

Considérons un câble unipolaire 20 kV en aluminium de section 300 mm^2 , isolé au PE, de longueur $\ell = 3 \text{ km}$, enterré dans un sol de résistivité $\rho = 100 \Omega \cdot m$, dont les caractéristiques sont les suivantes :

- $I_{admissible} = 500 \text{ A}$
- $d = 33,5 \text{ mm}$
- $a = 38,5 \text{ mm}$
- $R_e = 0,45 \Omega / \text{km}$

Il est installé dans un réseau tel que :

- $I_B = 400 \text{ A}$
- $I_{cc} = 8 \text{ kA}$
- $R_{p1} = R_{p2} = 0,2 \Omega$

- La tension induite en régime permanent est :

$$E_0 = 0,145 \times \log_{10}\left(\frac{2a}{d}\right) \times I_B \times \ell = 63 \text{ V}$$

La limite de 50 V est dépassée, il faut donc mettre l'écran à la terre aux deux extrémités.

- Le courant de circulation dans l'écran est dans ce cas :

$$I_0 = \frac{E_0}{|Z|}$$

La valeur de l'inductance du circuit écran-terre est :

$$L = \frac{4 \pi 10^{-7}}{2 \pi} \ln \left(\frac{2 \times 935}{0,0335} \right) = 2,18 \times 10^{-3} \text{ H / km}$$

L'impédance totale est :

$$Z = (0,45 \times 3 + 2 \times 0,05 \times 3) + j 2,18 \times 10^{-3} \times 314 \times 3$$

on a alors : $|Z| = 2,79 \Omega$

d'où : $I_0 = \frac{63}{2,79} = 22,5 \text{ A}$

Nota : si on néglige l'impédance des prises de terre, le courant de circulation dans l'écran est indépendant de la longueur de la liaison.

- La tension induite en cas de court-circuit est :

$$E_{0cc} = 0,14 \times \log_{10} \left(\frac{2a}{d} \right) \times I_{cc} \times \ell = 1 260 \text{ V}$$

Le courant de circulation dans l'écran est alors :

$$I_{0cc} = 450 \text{ A}$$

Ce courant doit être supporté par l'écran pendant la durée maximale du court-circuit. C'est le cas puisqu'il peut supporter 1 350 A pendant 2 s (voir tableau 6-38).

Nota : si la longueur de la liaison était de 2 km, on mettrait l'écran à la terre à une seule extrémité. La tension induite dans l'écran lors du court-circuit sera alors égale à 840 V. Il faut dans ce cas vérifier que l'isolement de l'écran au niveau du boîtier de raccordement est suffisant.

- Evaluation des pertes W_e dans l'écran

$$W_e = R_e I_0^2$$

pour $R_e = 0,45 \Omega / km$, $L = 3 km$ et $I_0 = 22,5 A$

$$W_e = 0,45 \times 3 \times (22,5)^2 = 683 W$$

Les pertes dans l'âme sont :

$$W_a = R_a \times I_B^2$$

R_a : résistance de l'âme

Pour un conducteur en aluminium de section $S = 300 mm^2$, $R_a = 0,1 \Omega / km$

d'où $W_a = 0,1 \times 3 \times (400)^2 = 48 kW$

On détermine le rapport $\frac{W_e}{W_a} = 1,5 \%$

Les pertes dans l'écran représentent 1,5 % des pertes dans l'âme. Elles peuvent, dans ce cas, être négligées pour la détermination du courant maximal admissible par le câble.

□ effet thermique dans les écrans de câbles

Lorsque l'écran est mis à la terre aux deux extrémités, la circulation permanente du courant induit dans l'écran provoque un échauffement supplémentaire dans le câble et réduit par conséquent son intensité admissible.

Généralement, ce phénomène n'est à prendre en compte que pour les câbles de section supérieure à 240 mm².

On peut appliquer la règle suivante :

- écran mince et sans armure, pour $S > 1000 mm^2$ le courant admissible est réduit de 5 %
- écran non mince et sans armure, le courant admissible est à réduire de :
 - . 5 % pour $240 mm^2 \leq S \leq 800 mm^2$
 - . 10 % pour $S > 800 mm^2$
- câbles avec écran et armure, le courant admissible est à réduire de :
 - . 5 % pour $240 mm^2 \leq S \leq 400 mm^2$
 - . 10 % pour $500 mm^2 \leq S \leq 800 mm^2$

. 15 % pour $S > 800 \text{ mm}^2$

■ câbles tripolaires

Pour les câbles tripolaires à champ radial dont l'écran métallique entoure les 3 âmes, le champ électromagnétique est nul en régime équilibré.

En régime normal de fonctionnement, il n'y a pas de courant de circulation dans l'écran.

6.2.9. Exemple d'application

On se propose de déterminer la section des conducteurs de la canalisation $C1$ insérée dans le réseau illustré par la figure 6-17.

La canalisation $C1$ est constituée de trois câbles unipolaires triphasés 6/10 (12) kV en aluminium isolés au PR, posés directement dans un caniveau fermé dans une température de 35 °C.

La temporisation de la protection contre les courts-circuits entre phases est : $t = 0,2 \text{ s}$.

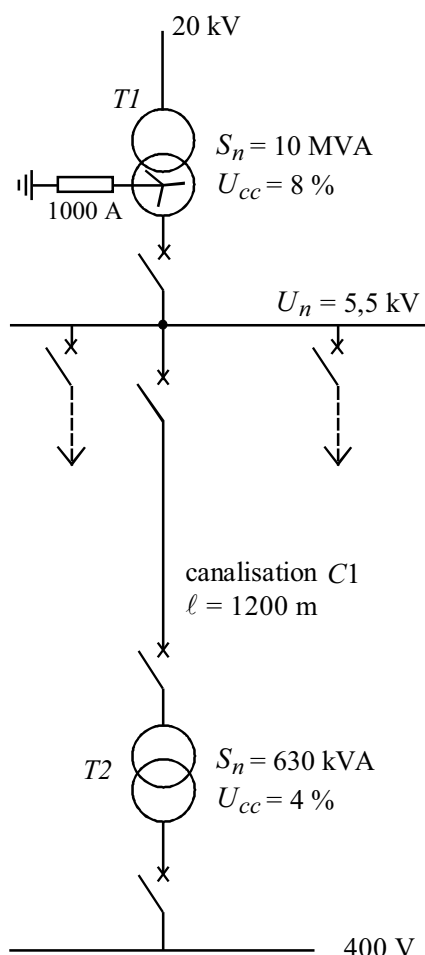


Figure 6-17 : schéma d'une installation

■ détermination du courant maximal d'emploi I_B

La canalisation $C1$ alimente uniquement le transformateur $T2$ de puissance 630 kVA.

Le courant I_B est donc pris égal au courant nominal du transformateur :

$$I_B = I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 5,5 \times 10^3} = 66 \text{ A}$$

■ facteurs de correction et choix de S_1

La pose directe dans un caniveau fermé correspond au mode de pose $L4$ (voir tableau 6-23). La colonne (3) des tableaux de courant admissible doit être utilisée.

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose : $f_0 = 0,8$
- température ambiante (voir tableau 6-24) : $f_1 = 0,96$
- groupement de plusieurs câbles (voir tableau 6-28) : $f_5 = 1$

Le facteur de correction global est : $f = 0,8 \times 0,96 = 0,77$

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{f} = 86 \text{ A}$$

Le tableau 6-31 (colonne (3), PR, aluminium) donne une section minimale $S_1 = 16 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 95 \text{ A}$.

■ vérification des contraintes thermiques (S_2)

En négligeant l'impédance amont au transformateur et l'impédance de la liaison transformateur - jeu de barres, le courant de court-circuit maximal à l'origine du câble est égal au courant de court-circuit du transformateur.

L'impédance du transformateur $T1$ est :

$$Z_{T1} = \frac{U_n^2}{S_n} \times \frac{U_{cc}}{100} = \frac{(5,5 \times 10^3)^2}{10 \times 10^6} \times \frac{8}{100} = 0,242 \Omega$$

Le courant de court-circuit maximal est donc :

$$I_{cc} = 1,1 \frac{U_n}{\sqrt{3} Z_{T1}} = 1,1 \times \frac{5,5 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 0,242} = 14,4 \text{ kA} \quad (\text{voir Guide des protections § 4.2.1})$$

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc}}{k} \sqrt{t}$$

$k = 94$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en aluminium isolé au PR (voir tableau 6-35)

$t = 0,2 \text{ s}$: durée du court-circuit égale à la temporisation de la protection

d'où
$$S_2 \geq 69 \text{ mm}^2$$

La section minimale à retenir est donc $S_2 = 70 \text{ mm}^2$

■ vérification de la contrainte thermique de l'écran du câble (S_3)

Le réseau de distribution 5,5 kV a un régime de neutre avec résistance de limitation du courant à 1 000 A.

Le courant de défaut est alors :

$$I_d = \frac{V_n}{R_N} + I_C \quad (\text{voir Guide des protections § 4.3.2})$$

V_n : tension simple du réseau

R_N : résistance de limitation

I_C : courant capacitif du réseau 5,5 kV ($I_C = 3 j C \omega V_n$)

Le courant capacitif d'un réseau industriel est de l'ordre de quelques ampères à quelques dizaines d'ampères, il est donc négligeable devant le courant de limitation à 1 000 A.

On a donc $I_d = 1\,000\text{ A}$

On suppose que l'écran doit pouvoir supporter le courant de défaut pendant 2 secondes, afin de tenir compte de la temporisation maximale de la protection contre les défauts phase-terre et d'éventuels réenclenchements.

La section du conducteur satisfaisant la contrainte thermique de l'écran du câble est alors :

$$S_3 = 50\text{ mm}^2 \quad (\text{voir tableau 6-37})$$

■ vérification des chutes de tensions

La chute de tension est donnée par la formule :

$$\Delta V = \left(\rho_1 \frac{\ell}{S} \cos \varphi + \lambda \ell \sin \varphi \right) I_B$$

$$\ell = 1200 \text{ m} ; S = 70 \text{ mm}^2 ; \lambda = 0,15 \times 10^{-3} \text{ } \Omega / \text{ m} ; I_B = 66 \text{ A} ; \rho_1 = 0,036 \text{ } \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{ m}$$

On suppose que la charge du câble a un $\cos \varphi = 0,6$ ($\sin \varphi = 0,8$)

$$\text{d'où} \quad \Delta V = \left(0,036 \times \frac{1200}{50} 0,8 + 0,15 \times 10^{-3} \times 1200 \times 0,6 \right) \times 66$$

$$\Delta V = 53 \text{ V}$$

$$\text{La chute de tension relative est : } \frac{\Delta V}{V_n} = \frac{53}{\left(\frac{5500}{\sqrt{3}} \right)} = 1,7 \%$$

Malgré une longueur de liaison très importante pour un réseau industriel, la chute de tension est acceptable.

■ choix de la section technique

Les calculs effectués donnent les sections suivantes :

$$S_1 = 16 \text{ mm}^2$$

$$S_2 = 70 \text{ mm}^2$$

$$S_3 = 50 \text{ mm}^2$$

La section technique à retenir est donc :

$$S = 70 \text{ mm}^2$$

6.3. Calcul de la section économique

Les méthodes décrites dans les chapitres 6-1 et 6-2, conduisent aux choix de la section technique des canalisations, satisfaisant les différentes contraintes thermiques, de chutes de tension et de protection des personnes.

Mais il peut être utile de tenir compte du critère économique, basé sur le coût d'investissement et les frais d'exploitation, pour la recherche d'une section optimale.

Le coût de l'investissement se compose essentiellement :

- du coût du câble, fonction linéaire de la section S et de la longueur L
soit $K_1 L + K_2 L S$
- du coût des travaux de génie civil et de pose, fonction de la longueur et indépendant de la section dans un intervalle limité soit $K_3 L$.

Les frais d'exploitation comportent :

- les pertes Joule dans le câble
- les frais d'entretien.

Pour le calcul de la section économique, on ne tient compte que des pertes Joule w relatives à la canalisation :

$$w = n \times \rho \frac{L}{S} \times I^2 \frac{H C}{1000} \text{ Francs.}$$

n : nombre de conducteurs actifs

ρ : résistivité du conducteur en service normal, soit 1,25 fois celle à 20 °C.

$\rho = 0,0225 \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour le cuivre ; $\rho = 0,036 \times \Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$ pour l'aluminium

L : longueur de la liaison

S : section des conducteurs

I : courant véhiculé, supposé constant, en A

H : nombre d'heure d'utilisation de la liaison (pour une année $H = 8760$)

C : coût du kWh, F/kWh.

Le coût d'investissement et le coût des pertes w n'ont pas la même échéance, il est nécessaire de les rendre homogène afin d'effectuer leur sommation. Ceci peut se faire par exemple en actualisant les coûts d'exploitation payés à la fin des années successives, c'est-à-dire en les ramenant à l'époque de l'achat de la liaison.

Si N (années) est la durée d'amortissement prévu pour la liaison et, si le prix de l'énergie et la charge de la liaison sont supposés constants pendant toute la période, la somme des valeurs actualisées des pertes Joule est :

$$W = w \left[\frac{1}{1+t} + \frac{1}{(1+t)^2} + \dots + \frac{1}{(1+t)^N} \right] = w \times \frac{(1+t)^N - 1}{t(1+t)^N}$$

t étant le taux d'actualisation envisagé.

On peut écrire $W = \frac{w}{A}$, avec $A = \frac{t(1+t)^N}{(1+t)^N - 1}$

Le coût total est donc :

$$P(S) = K_3 + K_1 \ell + K_2 \ell S + n \rho \frac{\ell}{S} I^2 \frac{H C}{1000 \times A}$$

La fonction $P(S)$ passe par un minimum $\left(\frac{\partial P}{\partial S} = 0 \right)$

pour une section $S_0 = I \sqrt{\frac{n \rho H C}{K_2 A \times 1000}}$

Pour un calcul approché on peut utiliser la formule suivante :

$$S_0 = \frac{K I}{100} \sqrt{\frac{H C}{A}}, \text{ mm}^2$$

avec $K = 1$ pour le cuivre et 1,8 pour l'aluminium.

La valeur de la section économique à retenir est la valeur normalisée la plus proche de S_0 .

■ exemple

On reprenant les éléments de l'exemple d'application du § 6.2.8 :

- courant d'emploi $I_B = 66 \text{ A}$
- coût de l'énergie : $C = 0,4 \text{ F/kWh}$
- conducteur en aluminium , $K = 1,8$
- taux d'actualisation de 8 %
- durée d'amortissement $N = 20 \text{ ans}$
- nombre d'heures d'utilisation $H = 3\,800 \text{ heures.}$

$$A = \frac{0,08 \times (1 + 0,08)^{20}}{(1 + 0,08)^{20} - 1} = 0,102$$

$$S_0 = \frac{66 \times 1,8}{100} \sqrt{\frac{3\,800 \times 0,4}{0,102}} = 145 \text{ mm}^2$$

La section économique est la valeur normalisée la plus proche de S_0 , soit $S = 150 \text{ mm}^2$.

En pratique, la section économique est souvent supérieure à la section technique.

■ avantages du surdimensionnement des câbles

- Amélioration de la qualité de la tension en régime normal, et réduction de l'amplitude des à coups de tension lors du démarrage des moteurs ou autres.
- Présence d'une réserve de puissance offrant des possibilités d'extensions éventuelles.

7. La compensation de l'énergie réactive

7. LA COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

La compensation de l'énergie réactive est un élément important pour réduire la facture d'énergie et améliorer la qualité du réseau électrique.

7.1. L'énergie réactive

Il est important de bien définir l'énergie réactive, sa provenance et ses effets dans les réseaux électriques.

7.1.1. Nature des énergies active et réactive, puissance apparente

Tout système électrique (câble, ligne, transformateur, moteur, éclairage, ...) utilisant le courant alternatif met en jeu deux formes d'énergie : l'énergie active et l'énergie réactive.

■ l'énergie active consommée (kWh)

Elle résulte de l'utilisation de puissance active P (kW) essentiellement par les récepteurs.

Elle se transforme intégralement en énergie mécanique, thermique ou lumineuse.

■ l'énergie réactive consommée (kvarh)

Elle sert à la magnétisation des circuits magnétiques des machines (transformateurs et moteurs). De plus, les lignes et les câbles consomment ou produisent de la puissance réactive suivant leur charge.

Elle correspond à la puissance réactive Q (kvar) des récepteurs.

■ la puissance apparente (kVA)

Elle permet de déterminer la valeur du courant absorbé par un récepteur.

7.1.2. Composantes active et réactive du courant

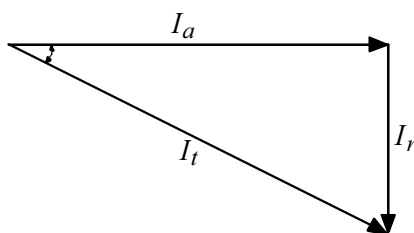
A chacune de ces énergies active et réactive correspond un courant.

Le courant actif (I_a) est en phase avec la tension du réseau.

Le courant réactif (I_r) est déphasé de 90° par rapport au courant actif, en arrière (récepteur inductif) ou en avant (récepteur capacitif).

Le courant apparent (I_t) (total) est le courant résultant qui parcourt le câble électrique depuis la source jusqu'au récepteur. Ce courant est déphasé d'un angle φ par rapport au courant actif (ou par rapport à la tension).

Pour un courant ne comportant pas de composantes harmoniques (voir § 8), ces courants se composent vectoriellement en valeurs efficaces comme indiqué sur la figure 7-1.



I_t : courant apparent

I_a : courant actif

I_r : courant réactif

φ : déphasage entre le courant apparent et le courant actif (égal au déphasage entre le courant apparent et la tension)

Figure 7-1 : composition vectorielle des courants actif, réactif et apparent

Les courants actif, réactif, apparent et le déphasage sont liés par les relations suivantes :

$$I_t = \sqrt{I_a^2 + I_r^2}$$

$$I_a = I_t \cos \varphi$$

$$I_r = I_t \sin \varphi$$

Dans le cas d'absence d'harmoniques $\cos \varphi$ est égal au facteur de puissance.

7.1.3. Composantes active et réactive de la puissance

Pour des courants et des tensions ne comportant pas de composantes harmoniques (voir § 8), le diagramme précédent établi pour les courants est aussi valable pour les puissances ; il suffit de multiplier chaque courant par la tension du réseau.

On définit ainsi, pour un circuit monophasé :

La puissance active

$$P = VI \cos \varphi \quad (\text{en } W \text{ ou } kW)$$

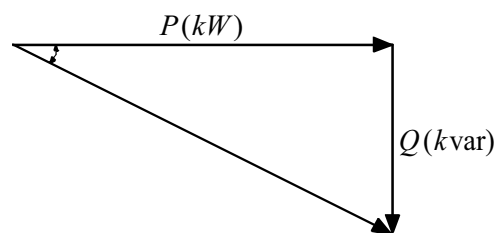
La puissance réactive

$$Q = VI \sin \varphi \quad (\text{en var ou kvar})$$

La puissance apparente

$$S = VI \quad (\text{en VA ou kVA})$$

Ces puissances se composent vectoriellement comme indiqué sur la figure 7-2.



S : puissance apparente

P : puissance active

Q : puissance réactive

φ : déphasage entre la puissance apparente et la puissance active (égal au déphasage entre le courant et la tension)

Figure 7-2 : composition vectorielle des puissances active, réactive et apparente

Dans le cas d'absence d'harmoniques, les expressions des puissances active, réactive et apparente sont les suivantes :

$$\begin{aligned} P &= VI \cos \varphi \\ Q &= VI \sin \varphi \\ S &= VI \end{aligned}$$

d'où $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

Dans ce cas $\cos \varphi = \frac{P}{S}$ est appelé facteur de puissance.

7.1.4. Facteur de puissance

Le facteur de puissance est défini par le rapport suivant :

$$F = \frac{P}{S} = \frac{\text{puissance active (kW)}}{\text{puissance apparente (kVA)}}$$

En l'absence d'harmoniques, le facteur de puissance est égal à $\cos \varphi$.

Par contre, en présence d'harmoniques ces deux valeurs peuvent être très différentes :

$$F = F_d \cos \varphi \quad (\text{voir } \S 8.1.2)$$

F_d : facteur de déformation

Par exemple, pour un variateur de vitesse (générateur de courants harmoniques de valeur importante) :

$$\begin{aligned} F &= 0,54 \\ \cos \varphi &= 0,85 \end{aligned}$$

Le $\cos \varphi$ (et donc le facteur de puissance) est d'autant meilleur qu'il est proche de 1. Nous allons voir qu'augmenter le $\cos \varphi$ optimise le fonctionnement du réseau électrique.

7.1.5. la valeur $\text{tg } \varphi$

On utilise souvent $\text{tg } \varphi$ au lieu de $\cos \varphi$.

En l'absence d'harmoniques, l'expression de $\text{tg } \varphi$ est la suivante :

$$\text{tg } \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{\text{puissance réactive (kvar)}}{\text{puissance active (kW)}}$$

Et l'on a la relation :

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}}$$

7.1.6. Facteur de puissance et $\cos \varphi$ en présence d'harmoniques

Comme indiqué dans le paragraphe 8.1.2., en présence d'harmoniques, les définitions sont les suivantes :

$$F = \frac{P}{S}$$

P : puissance active totale (y compris les harmoniques)

S : puissance apparente totale (y compris les harmoniques)

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S_1}$$

P_1 : puissance active de la composante fondamentale

S_1 : puissance apparente de la composante fondamentale

φ : déphasage entre les composantes fondamentales de courant et de tension

On écrit souvent $\cos \varphi_1$ afin de préciser que le déphasage ne s'applique qu'aux composantes fondamentales.

L'installation de condensateurs permet de compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale et d'obtenir un $\cos \varphi$ à peu près égal à 1.

Par contre, il n'est pas possible de compenser par des condensateurs l'énergie réactive due aux harmoniques. Il en résulte qu'en présence d'harmoniques, il est impossible d'obtenir un facteur de puissance égal à 1 en installant des condensateurs. Pour obtenir un facteur de puissance égal à 1, il faut éliminer les courants harmoniques par un filtre actif (voir § 8.4.5).

Cependant, il faut noter que le distributeur d'énergie ne fait payer au client que l'énergie réactive due à la composante fondamentale. Il faudra donc calculer $\cos \varphi_1$ (et non F) pour déterminer la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer pour réduire ou supprimer la facture d'énergie réactive.

7.1.7. Circulation de l'énergie réactive

La circulation de l'énergie réactive a des influences importantes sur le choix des matériels et le fonctionnement des réseaux. Elle a, par conséquent, des incidences économiques.

En effet, pour une même puissance active P utilisée, la figure 7-3 montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente ($S_2 > S_1$) que le $\cos \varphi$ est faible, c'est-à-dire que l'angle φ est élevé.

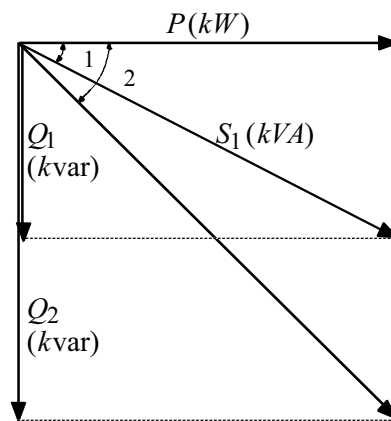


Figure 7-3 : influence du $\cos \varphi$ sur la valeur de la puissance apparente

De façon identique (voir fig. 7-4), pour un même courant actif utilisé I_a (pour une tension constante U du réseau), il faut fournir d'autant plus de courant apparent ($I_2 > I_1$) que le $\cos \varphi$ est faible (l'angle φ élevé).

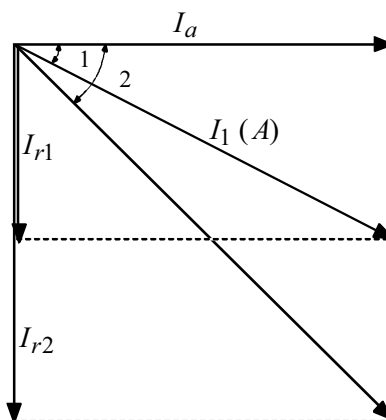


Figure 7-4 : influence du $\cos \varphi$ sur la valeur du courant apparent

Ainsi, en raison de l'augmentation du courant apparent, la circulation d'énergie réactive provoque :

- des surcharges et des échauffements supplémentaires dans les transformateurs et les câbles qui ont pour conséquence des pertes d'énergie active
- des chutes de tension.

Les conséquences de la circulation d'énergie réactive conduisent donc à surdimensionner les équipements électriques du réseau.

Pour éviter la circulation de cette énergie réactive dans le réseau, il faut la produire au plus près des consommateurs.

De façon pratique, on installe des condensateurs qui fournissent l'énergie réactive demandée par les matériels inductifs (voir tableau 7-1).

Ainsi, cette énergie réactive ne circule qu'entre les condensateurs et les consommateurs d'énergie réactive. Il est alors évident que plus les condensateurs seront proches des consommateurs, moins les conséquences de la circulation d'énergie réactives seront importantes.

Pour éviter les conséquences d'une circulation d'énergie importante sur leur réseau, les distributeurs facturent généralement l'énergie réactive au-delà d'un certain seuil ; cela incite les utilisateurs à compenser l'énergie réactive qu'ils consomment.

7.1.8. Energie réactive et éléments du réseau

■ les machines synchrones

Ce sont les alternateurs et les moteurs synchrones. En agissant sur le courant d'excitation, on fait varier la puissance réactive de la machine. Pour un fort courant d'excitation, la machine fournit de la puissance réactive ($Q > 0$) et pour un faible courant d'excitation, elle absorbe de la puissance réactive ($Q < 0$) (voir § 4.2.1.1.). Les machines synchrones peuvent donc fournir une partie de la puissance réactive demandée (voir § 12.2.8).

■ les machines asynchrones

Ce sont les moteurs (voir § 3.3.1.) et les génératrices asynchrones (voir § 4.3.). Elles absorbent de l'énergie réactive, avec un $\cos \varphi$ d'autant plus bas que la charge est faible (voir tableau 7-1).

■ les lignes et les câbles

Les caractéristiques L et C des lignes et des câbles sont telles que ces éléments sont consommateurs ou producteurs d'énergie réactive selon leur charge.

Pour une liaison triphasée :

$$Q = 3(C\omega V^2 - L\omega I^2)$$

C : capacité de la liaison

L : inductance de la liaison

V : tension simple

I : courant véhiculé par la liaison

De façon pratique :

- les lignes consomment de la puissance réactive
- les câbles MT produisent de la puissance réactive à faible charge et en consomment à forte charge
- les câbles BT consomment de la puissance réactive.

■ les transformateurs

Un transformateur consomme une puissance réactive qui peut être déterminée approximativement en ajoutant :

- une partie fixe qui dépend du courant magnétisant à vide I_0 :

$$Q_0 = \sqrt{3} U_n I_0$$

- une partie approximativement proportionnelle au carré de la puissance apparente qu'il transite :

$$Q \cong U_{cc} \frac{S^2}{S_n}$$

U_{cc} : tension de court-circuit du transformateur en p.u.

S : puissance apparente transitée par le transformateur

S_n : puissance apparente nominale du transformateur

U_n : tension composée nominale

La puissance réactive totale consommée par le transformateur est :

$$Q_t = Q_0 + Q$$

■ les inductances

Elles consomment de la puissance réactive ; elles sont utilisées par exemple pour stabiliser l'arc des lampes fluorescentes ou des fours.

■ les condensateurs

Ils fournissent de la puissance réactive avec un très bon rendement, c'est pourquoi ils sont utilisés pour cette application.

■ les autres récepteurs

Le tableau 7-1 donne les $\cos \varphi$ et $tg \varphi$ des récepteurs les plus courants.

Appareil	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
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
Variateurs de vitesse électroniques pour moteurs asynchrones (de puissance inférieure à 300 kW) quelle que soit la charge	$\approx 0,85$	$\approx 0,62$
Lampes à incandescence	≈ 1	≈ 0
Lampes fluorescentes non compensées	$\approx 0,5$	$\approx 1,73$
lampes fluorescentes compensées (0,93)	0,93	0,39
Lampes à décharge non compensées	0,4 à 0,6	2,29 à 1,33
Fours à résistance	≈ 1	≈ 0
Fours à induction avec compensation intégrée	$\approx 0,85$	$\approx 0,62$
Machines à souder à résistance	0,3 à 0,8	0,75 à 3,18
Postes statiques monophasés de soudage à l'arc	$\approx 0,5$	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
Fours à arc	0,7 à 0,8	0,75 à 1,02

Tableau 7-1 : $\cos \varphi$ et $tg \varphi$ des récepteurs les plus courants

7.2. Intérêts de la compensation d'énergie réactive

■ suppression de la facturation des consommations excessives d'énergie réactive

Pour les gros consommateurs, l'énergie réactive est facturée au-delà d'un seuil pendant certaines périodes.

En France, l'énergie réactive est facturée pour les clients possédant un contrat "tarif vert" (puissance apparente > 250 kVA).

EDF fournit gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ($\text{tg } \varphi = 0,4$) pendant les heures de pointe en décembre, janvier, février et les heures pleines de novembre, décembre, janvier, février et mars (de 6 h à 22 h)
- sans limitation pendant les heures creuses (de 22 h à 6 h) de novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des heures d'avril à octobre.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée au-delà de $\text{tg } \varphi = 0,4$ est facturée mensuellement au tarif mentionné dans les barèmes de prix en vigueur (10 à 13 centimes / kvarh en 1997).

La quantité d'énergie réactive facturée W_f est égale à :

$$W_f = W_r - W_{gr} = W_a (\text{tg } \varphi - 0,4)$$

W_r (kvarh) : énergie réactive consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation

W_a (kWh) : énergie active consommée mensuellement pendant la période soumise à limitation

$W_{gr} = 0,4 W_a$: quantité d'énergie réactive livrée gratuitement

La compensation d'énergie réactive permet d'obtenir $\text{tg } \varphi \leq 0,4$ et ainsi de supprimer les coûts de l'énergie réactive.

■ réduction de la puissance souscrite en kVA

Pour les petits consommateurs, le distributeur facture "une prime fixe" qui dépend de la puissance apparente souscrite. Au delà de cette puissance le consommateur paye des pénalités.

La compensation d'énergie réactive permet de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente souscrite.

En France, la prime fixe sur la puissance apparente est payée par les clients possédant un contrat "tarif jaune" (puissance apparente comprise entre 36 et 250 kVA).

■ diminution des pertes dans les conducteurs à puissance active constante

Les pertes dans les conducteurs sont proportionnelles au carré du courant transporté (perte = RI^2) et diminuent au fur et à mesure que le $\cos \varphi$ augmente.

En effet, supposons qu'un conducteur transporte une puissance apparente S , avec :

$$\begin{aligned} S &= VI \\ P &= S \cos \varphi \\ Q &= S \sin \varphi \end{aligned}$$

Si on compense, à puissance active constante, de façon à obtenir une puissance apparente S' , avec :

$$\begin{aligned} S' &= VI' \\ P' &= P = S' \cos \varphi' \\ Q' &= S' \sin \varphi' \end{aligned}$$

On a alors :

$$S^2 = P^2 + Q^2 = P'^2 + Q'^2 = S'^2 \cos^2 \varphi' + S^2 \sin^2 \varphi$$

d'où
$$\frac{S'^2}{S^2} = \frac{1 - \sin^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}$$

or
$$\frac{S'^2}{S^2} = \frac{I'^2}{I^2}$$

d'où
$$\boxed{\frac{RI'^2}{RI^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'}}$$

Les pertes sont donc inversement proportionnelles à $\cos^2 \varphi$.

□ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 6.2.9., figure 6-17 pour la canalisation C1 dont les caractéristiques sont les suivantes :

$$\ell = 1200 \text{ m}$$

$$I = 66 \text{ A}$$

$$\cos \varphi = 0,6$$

$$S = 70 \text{ mm}^2 \text{ en aluminium}$$

$$U_n = 5,5 \text{ kV}$$

La résistance du conducteur est :

$$R = \frac{\rho \ell}{S} = \frac{0,036 \times 1200}{70} = 0,62 \Omega$$

ρ : résistivité de l'aluminium prise égale à 1,25 fois celle à 20 °C, en $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$.

Les pertes par effet Joule sont donc :

$$W = 3 R I^2 = 8,1 \text{ kW}$$

Pour une durée de fonctionnement annuel de 7 000 h et un coût moyen du kWh de 0,4 F, le coût annuel des pertes Joule est :

$$C = 8,1 \times 7\,000 \times 0,4 = 22\,680 \text{ F/an}$$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos \varphi' = 0,95$, on a alors :

$$\frac{R I'^2}{R I^2} = \frac{\cos^2 \varphi}{\cos^2 \varphi'} = 0,40$$

L'installation des condensateurs permet donc un gain sur les pertes Joule de 60 %, ce qui représente une économie annuelle $\Delta C = 22\,680 \times 0,6 = 13\,608 \text{ F/an}$.

■ augmentation de la puissance active transportée à courant apparent constant

La mise en place de batteries de condensateurs en aval d'un câble (ou au secondaire d'un transformateur) dont la charge a un faible $\cos \varphi$, permet de transporter une puissance active supérieure pour un même courant apparent dans les conducteurs (ou le transformateur).

En effet, supposons qu'un câble (ou un transformateur) transporte une puissance active P , avec :

$$P = \sqrt{3} U_n I \cos \varphi$$

Si on compense de façon à obtenir $\cos \varphi'$, à courant apparent constant (I constant), on pourra transporter une puissance active :

$$P' = \sqrt{3} U_n I \cos \varphi'$$

d'où

$$\frac{P'}{P} = \frac{\cos \varphi'}{\cos \varphi}$$

Pour un même courant apparent, la puissance active qui peut être transportée est donc proportionnelle à $\cos \varphi$.

□ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 6.2.9., figure 6-17 pour la canalisation C1 dont les caractéristiques sont les suivantes :

$$I = 66 \text{ A}$$

$$\cos \varphi = 0,6$$

$$U_n = 5,5 \text{ kV}$$

On en déduit $P = \sqrt{3} \times 5\,500 \times 66 \times 0,6 = 377 \text{ kW}$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos \varphi' = 0,95$, on a alors :

$$\frac{P'}{P} = \frac{0,95}{0,6} = 1,58$$

d'où

$P' = 596 \text{ kW}$

L'installation des condensateurs permet donc de transporter une puissance active supérieure de 58 % pour un même courant apparent.

■ diminution de la chute de tension

La chute de tension relative dans un câble ou un transformateur triphasé s'exprime de la façon suivante :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{R P + X Q}{3 V_n^2}$$

R : résistance des conducteurs ou du transformateur

X : réactance du câble ou du transformateur

P : puissance active de la charge

Q : puissance réactive de la charge

V_n : tension simple nominale

La compensation aux bornes de la charge diminue la valeur de Q et donc la chute de tension.

Le gain est important lorsque $X \geq R$, c'est-à-dire pour les transformateurs ($X > 3R$) et les câbles de forte section ($\geq 240 \text{ mm}^2$ cuivre, $\geq 350 \text{ mm}^2$ aluminium).

□ **exemple**

Considérons un transformateur 20 kV/400 V de puissance nominale $S_n = 1000 \text{ kVA}$ dont la charge a les caractéristiques suivantes :

$$S = 1000 \text{ kVA}$$

$$\cos \varphi = 0,8 \quad (\sin \varphi = 0,6)$$

d'où

$$S \cos \varphi = 800 \text{ kW}$$

$$S \sin \varphi = 600 \text{ kvar}$$

4-10 du *Guide des protections* :

$$U_{cc} = 5\%$$

$$R = 2,03 \text{ m}\Omega$$

$$X = 8,16 \text{ m}\Omega$$

On en déduit la chute de tension à travers le transformateur :

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{R P + X Q}{3 V_n^2} = \frac{2,03 \times 800 + 8,16 \times 600}{3 \times (230)^2} = 4,1\%$$

Supposons que la compensation permette d'obtenir $\cos \varphi' = 0,99$ ($\text{tg } \varphi' = 0,14$) , on a alors :

$$P = 800 \text{ kW}$$

$$Q = P \text{ tg } \varphi' = 800 \times 0,14 = 112 \text{ kvar}$$

d'où

$$\frac{\Delta V}{V_n} = \frac{2,03 \times 800 + 8,16 \times 112}{3 \times (230)^2} = 1,6\%$$

L'installation de condensateurs permet donc de réduire la chute de tension à travers le transformateur de 4,1 % à 1,6 %.

7.3. Relation entre la puissance des condensateurs et l'amélioration du $\cos \varphi$

Il s'agit de déterminer la puissance réactive à installer pour obtenir le $\cos \varphi$ désiré.

Supposons qu'en un point du réseau de puissance active P et réactive Q , on désire améliorer $\cos \varphi$ pour obtenir $\cos \varphi'$, ou passer de $\operatorname{tg} \varphi$ à $\operatorname{tg} \varphi'$.

On installe des condensateurs de puissance réactive Q_C , on a alors :

$$\operatorname{tg} \varphi = \frac{Q}{P}$$

$$\operatorname{tg} \varphi' = \frac{Q'}{P}$$

$$Q' = Q - Q_C$$

On en déduit

$$Q_C = P(\operatorname{tg} \varphi - \operatorname{tg} \varphi')$$

La figure 7-5 illustre graphiquement la variation de φ en fonction de Q_C .

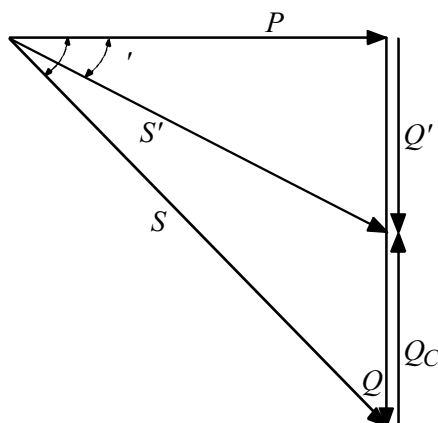


Figure 7-5 : variation de φ en fonction de la puissance réactive des condensateurs Q_C

7.4. Matériel de compensation d'énergie réactive

La compensation peut être réalisée avec deux familles de produits :

- les condensateurs de valeurs fixes ou batterie fixe
- les batteries de condensateurs en gradins avec régulateur (ou batteries automatiques) qui permettent d'ajuster la compensation aux variations de consommation de l'installation.

■ batteries fixes

La batterie de condensateurs a une puissance constante.

Elles sont utilisés de préférence :

- aux bornes des récepteurs
- sur les jeux de barres dont la fluctuation de charge est faible.

■ batteries de condensateurs en gradins avec régulation automatique

Ce type d'équipement permet d'ajuster la puissance réactive fournie aux variations de consommation, et ainsi de maintenir le $\cos \varphi$ à la valeur désirée.

Il s'utilise dans les cas où la puissance réactive consommée est forte vis-à-vis de la puissance du transformateur et varie dans des proportions importantes, c'est-à-dire essentiellement :

- aux bornes des tableaux généraux BT
- sur les départs de puissance importante.

■ principe et intérêt de la compensation automatique

Les batteries de condensateurs sont divisées en gradins (voir fig. 7-6). La valeur du $\cos \varphi$ est détectée par un relais varométrique qui commande automatiquement l'enclenchement et le déclenchement des gradins en fonction de la charge et du $\cos \varphi$ désiré.

Le transformateur de courant doit être placé en amont des récepteurs et des batteries de condensateurs.

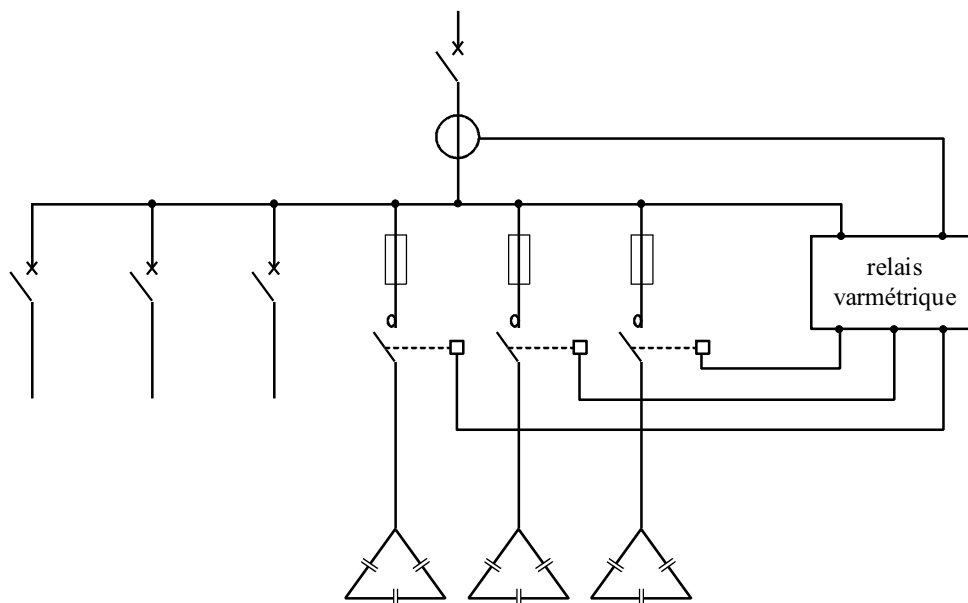


Figure 7-6 : principe de la compensation automatique d'une installation

La surcompensation est néfaste car elle augmente anormalement la tension de service.

La compensation automatique permet donc d'éviter les surtensions permanentes résultant d'une surcompensation lorsque le réseau est peu chargé.

On maintient ainsi une tension de service régulière tout en évitant de payer de l'énergie réactive au distributeur en période de forte consommation.

□ règle usuelle en basse tension

Si la puissance des condensateurs (kvar) est inférieure à 15 % de la puissance du transformateur, on choisit une batterie fixe.

Si la puissance des condensateurs (kvar) est supérieure à 15 % de la puissance du transformateur, on choisit une batterie en gradins avec régulation automatique.

7.5. Emplacement des condensateurs

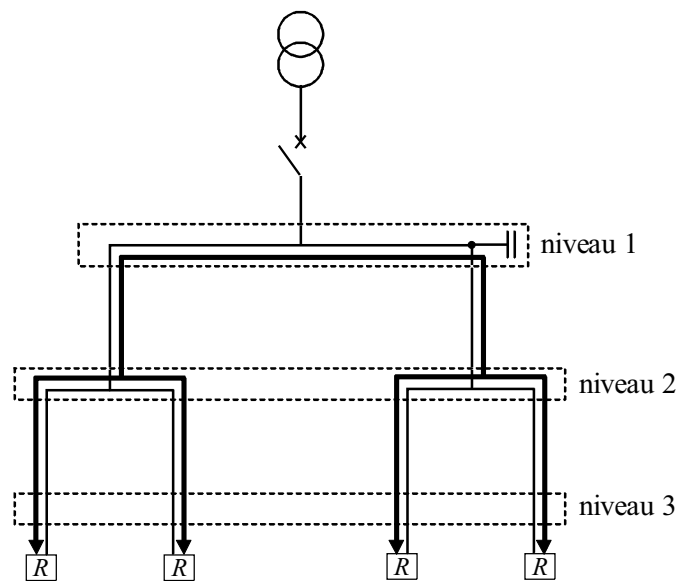
La compensation peut être globale, par secteur ou individuelle. En principe, la compensation idéale est celle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera donc, dans la pratique, un optimum technico-économique.

■ compensation globale

□ principe

La batterie est raccordée en tête d'installation (voir fig. 7-7) et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation. Elle reste en service de façon permanente pendant la période de facturation de l'énergie réactive pour un fonctionnement normal du site.



→ : circulation de l'énergie réactive

Figure 7-7 : compensation globale

intérêt

Le foisonnement naturel des charges permet un dimensionnement faible de la batterie. Elle est en service en permanence, elle est donc amortie encore plus rapidement.

Ce type de compensation peut, suivant le cas :

- supprimer les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple du tarif vert en France)
- diminuer la puissance apparente en l'ajustant au besoin en puissance active de l'installation (exemple : tarif jaune en France)
- augmenter la puissance active disponible du transformateur de livraison.

remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 1 jusqu'aux récepteurs
- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations situés en aval de la batterie ne sont pas diminuées.

utilisation

Lorsque la charge est régulière, une compensation globale convient.

compensation par secteur

principe

La batterie est raccordée au tableau de distribution (voir fig. 7-8) et fournit l'énergie réactive demandée par un secteur de l'installation.

Une grande partie de l'installation est soulagée, en particulier les canalisations alimentant chaque secteur.

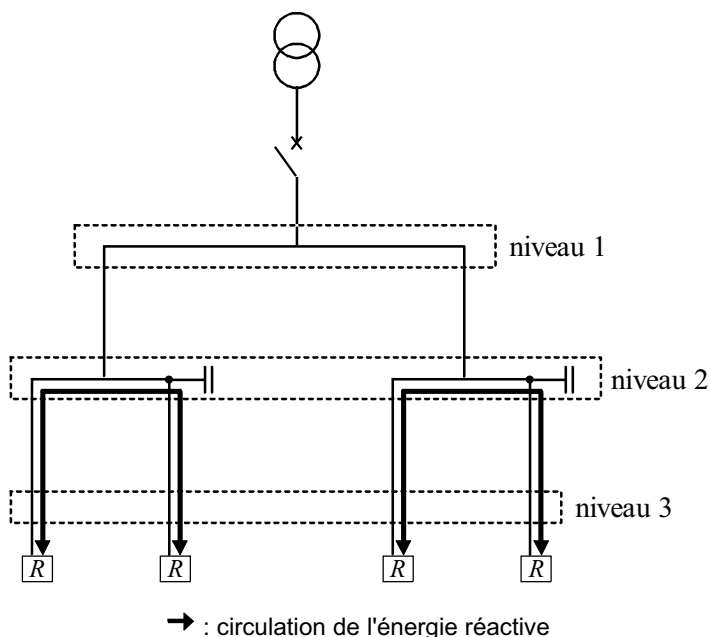


Figure 7-8 : compensation par secteur

□ intérêt

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France)
- optimise une partie du réseau, le courant réactif n'étant pas véhiculé entre les niveaux 1 et 2
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du secteur compensé.

□ remarques

- le courant réactif circule dans l'installation du niveau 2 jusqu'aux récepteurs
- les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations reliant le niveau 2 au niveau 1 sont diminuées
- il y a un risque de surcompensation en cas de variations importantes de la charge (ce risque peut être éliminé par l'installation de batteries en gradins).

□ utilisation

Une compensation par secteur est conseillée lorsque l'installation est étendue et comporte des secteurs à forte consommation d'énergie réactive.

■ compensation individuelle

□ principe

La batterie est raccordée directement aux bornes du récepteur (voir fig. 7-9).

La compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance du récepteur est importante par rapport à la puissance du transformateur.

Lorsqu'elle est possible, cette compensation produit l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée aux besoins.

Un complément en tête de l'installation peut être nécessaire au niveau du transformateur.

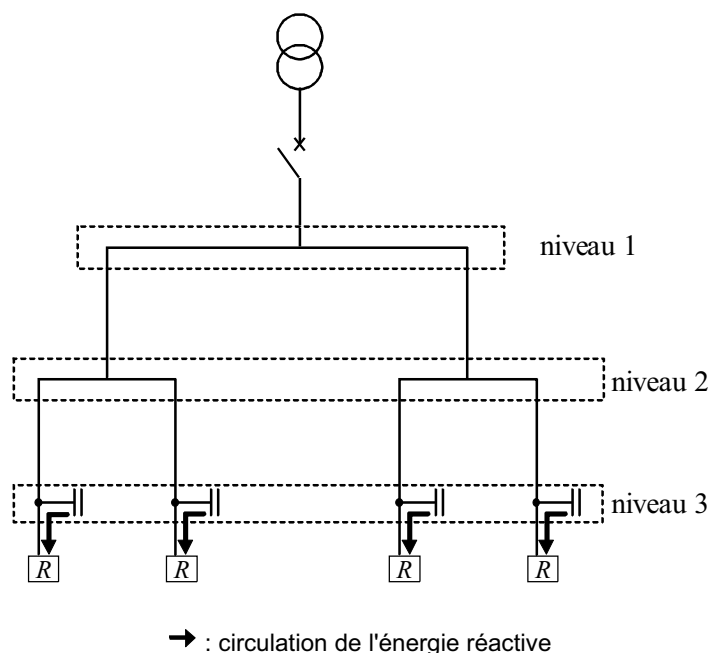


Figure 7-9 : compensation individuelle

□ intérêt

Ce type de compensation :

- supprime les pénalités pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert en France)
- augmente la puissance active disponible du transformateur et la puissance active qui peut être véhiculée dans les canalisations situées en amont du récepteur
- réduit les pertes par effet Joule (kWh) et les chutes de tension dans les canalisations entre le niveau 3 et le niveau 1.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

remarques

Le courant réactif n'est plus véhiculé dans les canalisations de l'installation.

utilisation

Une compensation individuelle est à envisager lorsque la puissance de certains récepteurs est importante par rapport à la puissance du transformateur.

C'est le type de compensation qui offre le plus d'avantages mais qui est le plus coûteux.

7.6. Détermination de la puissance de compensation par rapport à la facture d'énergie

La puissance à installer dépend de la consommation d'énergie réactive et de la tarification du distributeur.

Nous allons examiner le cas de la France pour le tarif vert et le tarif jaune.

■ méthode basée sur la suppression des coûts d'énergie réactive en tarif vert

La méthode qui suit permet de calculer la puissance de compensation à installer d'après les factures d'énergie du tarif vert.

Elle détermine la puissance minimum de compensation qui supprime les coûts de l'énergie réactive.

On opère de la façon suivante :

- parmi les factures d'électricité des mois de novembre à mars inclus, choisir la quantité d'énergie réactive maximale durant un mois, par exemple 15 966 kvarh en janvier.
- évaluer la durée de fonctionnement de l'installation pendant ce mois, exemple 10 h x 22 jours = 220 h.

Attention, les heures à prendre en compte sont les heures pleines (HP) et les heures de pointe (P) soit 16 h par jour (6 h à 22 h ou 7 h à 23 h) ; il n'y a pas de facturation d'énergie réactive pendant les heures creuses.

- la valeur de la puissance réactive Q_C nécessaire est :

$$Q_C = \frac{\text{kvarh facturés}}{\text{durée de fonctionnement}}$$

Pour l'exemple considéré, on trouve :

$$Q_C = \frac{15\,966 \text{ kvarh}}{220 \text{ h}} = 73 \text{ kvar}$$

La valeur à retenir est la valeur juste supérieure à la puissance calculée afin de tenir compte des puissances normalisées.

■ méthode basée sur l'abaissement de la puissance souscrite en tarif jaune

Pour les contrats tarif jaune (36 kVA < puissance < 250 kVA en BT), EDF facture une prime fixe qui dépend de la puissance apparente souscrite. Au delà de cette puissance, le consommateur paye des pénalités.

La compensation d'énergie réactive permet donc de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente (voir fig. 7-5).

Contrairement au tarif vert, l'énergie réactive consommée par un client souscrivant un contrat tarif jaune ne figure pas sur la facture d'électricité.

Pour déterminer la valeur de la puissance réactive à installer, il faut comparer les coûts d'investissements des condensateurs avec les gains sur la prime fixe payée à EDF.

On peut montrer que l'optimum est généralement obtenu pour un $\cos \varphi$ voisin de 0,928 ; soit $\operatorname{tg} \varphi$ voisin de 0,4.

En effet, au dessus de cette valeur, l'installation des condensateurs supplémentaires n'est pas rentable (temps de retour trop long). De plus, il faut faire attention de ne pas surcompenser, car cela provoque les mêmes effets que sous-compenser, avec un coût supplémentaire de condensateurs.

La puissance maximale des condensateurs à installer est donc égale à la puissance réactive consommée à la pointe moins 0,4 fois la puissance active correspondante.

La pointe est ici considérée comme étant la puissance apparente maximale autorisée pendant quelques minutes.

La puissance des condensateurs à installer est donc, comme indiqué au paragraphe 7.3. :

$$Q_C = P(\operatorname{tg} \varphi - 0,4)$$

P : puissance active à la pointe de consommation

$\operatorname{tg} \varphi$: valeur moyenne relevée

□ exemple

Un industriel souscrit un contrat tarif jaune (utilisation longue) d'une puissance S égale à 84 kVA.

La valeur moyenne de $\operatorname{tg} \varphi$ relevée est égale à 0,75 ($\cos \varphi = 0,8$).

A la pointe de consommation, la puissance atteinte est voisine de la puissance souscrite.

Cette installation consomme donc à la pointe une puissance active P et une puissance réactive Q , telles que :

$$\begin{aligned} P &= S \times \cos \varphi \\ &= 84 \times 0,8 = 67,2 \text{ kW} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Q &= P \times \operatorname{tg} \varphi \\ &= 67,2 \times 0,75 = 50,4 \text{ kvar} \end{aligned}$$

La valeur de $\operatorname{tg} \varphi$ est relativement élevée (0,75) ; il est souhaitable de l'améliorer pour diminuer la puissance S à souscrire.

En effet, en réduisant $\operatorname{tg} \varphi$ à 0,4 ($\cos \varphi = 0,928$), il est possible de souscrire une puissance $S' < S$, telle que :

$$S' = P / 0,928 = 67,2 / 0,928 = 72 \text{ kVA}$$

Le gain sur la puissance souscrite est alors :

$$84 - 72 = 12 \text{ kVA}$$

Pour un coût unitaire de 335 F le kVA, le gain annuel sur la prime fixe est :

$$12 \times 335 = 4\,020 \text{ F}$$

Pour obtenir $\operatorname{tg} \varphi = 0,4$, il faut installer une puissance de condensateurs :

$$\begin{aligned} Q_C &= P \times (\operatorname{tg} \varphi - 0,4) \\ &= 67,2 \times (0,75 - 0,4) = 23,50 \text{ kvar} \end{aligned}$$

On suppose que la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à 23,50 kvar. On peut donc installer une batterie fixe sans risque de surcompensation (la surcompensation a des effets néfastes, voir § 7.4.).

Le coût du kvar installé est alors d'environ 130 F, soit un coût total de compensation de :

$$23,5 \times 200 = 3\,055 \text{ F}$$

Le temps de retour de l'investissement est :

$$\frac{3\,055}{4\,020} = 0,76 \text{ an} \approx 9 \text{ mois}$$

7.7. Compensation aux bornes d'un transformateur pour accroître sa puissance disponible

La puissance active disponible au secondaire d'un transformateur est d'autant plus élevée que le facteur de puissance de sa charge est grand.

Il est par conséquent intéressant, en prévision d'extensions futures, ou au moment même d'une extension, de relever le facteur de puissance pour éviter l'achat d'un nouveau transformateur.

■ exemple

Un transformateur de puissance $S = 630 \text{ kVA}$ alimente une charge de puissance active $P_1 = 450 \text{ kW}$ avec un $\cos \varphi$ moyen égal à 0,8.

On détermine :

- la puissance apparente $S_1 = \frac{450}{0,8} = 563 \text{ kVA}$
- la puissance réactive $Q_1 = \sqrt{S_1^2 - P_1^2} = 338 \text{ kvar}$

L'extension envisagée nécessite une puissance active supplémentaire $P_2 = 100 \text{ kW}$ avec $\cos \varphi = 0,7$, on en déduit les caractéristiques de cette puissance supplémentaire :

- puissance apparente $S_2 = \frac{100}{0,7} = 143 \text{ kVA}$
- la puissance réactive $Q_2 = \sqrt{S_2^2 - P_2^2} = 102 \text{ kvar}$

Sans compensation, la puissance apparente aux bornes du transformateur serait :

$$S' = \sqrt{(P_1 + P_2)^2 + (Q_1 + Q_2)^2} = 704 \text{ kvar}$$

Elle est supérieure à la puissance nominale du transformateur

Déterminons la puissance minimale des condensateurs permettant d'éviter le remplacement du transformateur.

La puissance active totale à fournir est :

$$P = P_1 + P_2 = 550 \text{ kW}$$

Pour $P = 550 \text{ kW}$, la puissance réactive maximale que peut fournir le transformateur de 630 kVA est :

$$Q_m = \sqrt{S^2 - P^2} = \sqrt{630^2 - 550^2} = 307 \text{ kvar}$$

La puissance réactive totale à fournir à la charge avant compensation est :

$$Q_1 + Q_2 = 337 + 102 = 440 \text{ kvar}$$

La puissance minimale de la batterie à installer est donc :

$$Q_C = 440 - 307 = 133 \text{ kvar}$$

On obtient alors $\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{550}{630} = 0,873$

On pourrait effectuer une compensation totale ($\cos \varphi = 1$), ce qui permettrait d'avoir une réserve de puissance de $630 - 550 = 80 \text{ kW}$; la batterie de condensateurs à installer serait alors de 439 kvar. On constate que la compensation totale demanderait une installation importante de condensateurs pour un faible gain sur la puissance active disponible.

Le diagramme des puissances de la figure 7-10 illustre les calculs effectués.

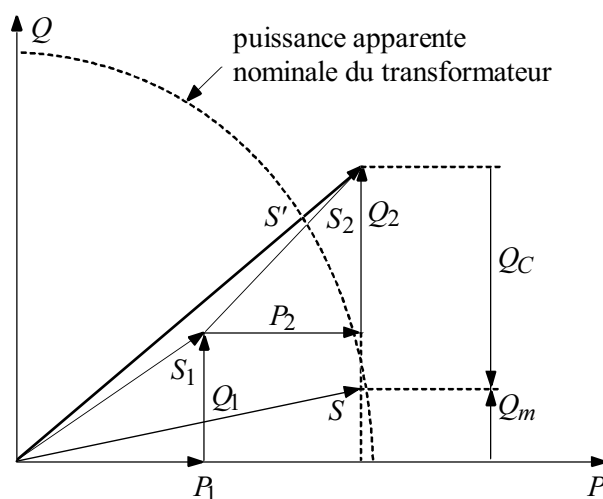


Figure 7-10 : diagramme des puissances de l'exemple

7.8. Compensation de l'énergie réactive absorbée par un transformateur seul

Un transformateur absorbe de l'énergie réactive en fonction de son courant magnétisant à vide et de la puissance qu'il transite (voir § 7.1.8.).

Par exemple, le tableau 7-2 indique la consommation de puissance réactive des transformateurs 20 kV/400 V à isolement liquide. Elle n'est pas négligeable ; elle est égale à 6 à 9 % de la puissance du transformateur.

Cette consommation doit être ajoutée à celle de l'installation située en aval pour obtenir le $\cos \varphi$ désiré côté 20 kV.

En France, pour un client HTA à comptage BT, EDF tient compte de la consommation d'énergie réactive du transformateur en majorant systématiquement de 0,09 la valeur de $tg \varphi$ mesurée sur l'installation BT.

Il facture donc de l'énergie réactive dès que la valeur de $tg \varphi$ dépasse 0,31 au lieu de 0,4 pour un comptage HT.

Puissance du transformateur (kVA)	Consommation de puissance réactive	
	à vide (kvar)	à pleine charge (kvar)
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
1 000	23,9	72,4
1 250	27,4	94,5
1 600	31,9	126,2
2 000	37,8	176

Tableau 7-2 : consommation de puissance réactive des transformateurs 20 kV/400 V à isolement liquide

7.9. Compensation des moteurs asynchrones

Lorsqu'un moteur entraîne une charge de grande inertie il peut, après coupure de la tension d'alimentation, continuer à tourner en utilisant son énergie cinétique et être auto-excité par une batterie de condensateurs montée à ses bornes. Ceux-ci lui fournissent l'énergie réactive nécessaire à son fonctionnement en génératrice asynchrone. Cette auto-excitation provoque un maintien de la tension et parfois des surtensions élevées.

■ cas du montage des condensateurs aux bornes du moteur (voir fig. 7-11)

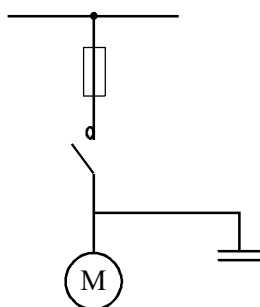


Figure 7-11 : montage des condensateurs aux bornes du moteur

Pour éviter des surtensions dangereuses dues au phénomène d'auto-excitation, il faut s'assurer que la puissance de la batterie vérifie la relation suivante :

$$Q_C \leq 0,9 \sqrt{3} U_n I_0$$

I_0 : courant à vide du moteur

I_0 peut être estimé par l'expression suivante :

$$I_0 = 2 I_n (1 - \cos \varphi_n)$$

I_n : valeur du courant nominal du moteur

$\cos \varphi_n$: $\cos \varphi$ du moteur à la puissance nominale

U_n : tension composée nominale

Les tableaux 7-3 et 7-4 donnent les valeurs maximales de compensation aux bornes des moteurs BT et MT usuels qui évitent les surtensions dangereuses par auto-excitation.

Compensation d'énergie réactive maximale (kvar)				
Puissance nominale du moteur BT (kW)	Nombre de paires de pôles			
	1	2	3	4
22	6	8	9	10
30	7,5	10	11	12,5
37	9	11	12,5	16
45	11	13	14	17
55	13	17	18	21
75	17	22	25	28
90	20	25	27	30
110	24	29	33	37
132	31	36	38	43
160	35	41	44	52
200	43	47	53	61
250	52	57	63	71
280	57	63	70	79
355	67	76	86	98
400	78	82	97	106
450	87	93	107	117

Tableau 7-3 : compensation d'énergie réactive maximale (kvar) aux bornes des moteurs asynchrones BT

Compensation d'énergie réactive maximale (kvar)				
Puissance nominale du moteur MT (kW)	Nombre de paires de pôles			
	1	2	3	4
140	30	35	40	50
160	30	40	50	60
180	40	45	55	65
280	60	70	90	100
355	70	90	100	125
400	80	100	120	140
500	100	125	150	175
1 000	200	250	300	350
1 400	280	350	420	490
1 600	320	400	480	560
2 000	400	500	600	700
2 240	450	560	680	780
3 150	630	800	950	1 100
4 000	800	1 000	1 200	1 400
5 000	1 000	1 250	1 500	1 750

Tableau 7-4 : compensation d'énergie réactive maximale (kvar) aux bornes des moteurs asynchrones MT

La valeur de la compensation maximale correspond à la compensation du moteur à vide, ce qui peut ne représenter que 50 % des besoins de puissance réactive en charge. La compensation complémentaire peut être effectuée en amont (compensation globale ou secteur) avec celle des autres charges.

L'appareillage de commande des batteries de condensateurs doit être conçu de façon à ce qu'en cas de déconnexion de la source d'alimentation, aucune liaison électrique ne subsiste entre une batterie et le moteur ; cela évite une auto-excitation par une autre batterie de condensateurs.

Le réglage de la protection du moteur contre les surcharges (image thermique, relais thermique...) doit tenir compte de l'abaissement de la valeur du courant dû à la compensation.

Ce montage a l'avantage de ne nécessiter qu'un appareil de manoeuvre.

Attention, dans le cas où l'on aurait plusieurs batteries de ce type dans le même réseau, il convient de prévoir des inductances de chocs car on se trouve dans le même cas qu'un système dit "en gradins" (voir § 10.6. du *Guide des protections*).

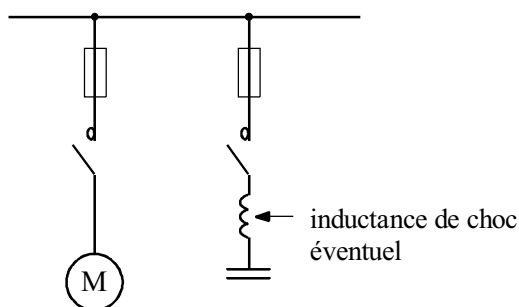
■ cas du montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée (voir fig. 7-12)

Figure 7-12 : montage des condensateurs en parallèle avec commande séparée

Pour éviter les surtensions dangereuses par auto-excitation ou bien dans le cas où le moteur démarre à l'aide d'un appareillage spécial (résistances, inductances, autotransformateurs - voir § 3.3.4.1), les condensateurs ne seront enclenchés qu'après le démarrage.

De même, les condensateurs doivent être déconnectés avant la mise hors tension du moteur.

On peut dans ce cas compenser totalement la puissance réactive du moteur à pleine charge.

Attention, dans le cas où l'on aurait plusieurs batteries de ce type dans le même réseau, il convient de prévoir des inductances de chocs car on se trouve dans le même cas qu'un système dit "en gradins" (voir § 10.6. du *Guide des protections*).

7.10. Recherche de la compensation optimale

Après avoir effectué le calcul de la puissance réactive globale à installer (voir § 7.6.), il faut déterminer les emplacements optimaux des condensateurs et le type de batterie (fixe ou automatique) afin d'obtenir un retour d'investissement le plus court possible.

Il faut tout d'abord déterminer la valeur de la puissance réactive et si possible la courbe de charge aux différents endroits susceptibles de recevoir des condensateurs. A partir de ces courbes, on obtient des renseignements sur les puissances réactives minimales, moyennes et maximales appelées à ces différents endroits.

Le mode de compensation dépend de la valeur de la puissance réactive minimale consommée par l'installation comparée à la puissance globale à installer.

■ cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à la puissance de compensation envisagée

La compensation peut être globale car il n'y a pas de risque de surcompensation en fonctionnement normal, qui provoquerait des élévations anormales de la tension.

Cependant, lors de l'arrêt de l'installation, il faut déconnecter les condensateurs afin de ne pas provoquer de surtensions permanentes sur le réseau de distribution publique, dues à une surcompensation.

En effet, le maintien des condensateurs en service, lors de l'arrêt de l'installation, provoquerait une surtension sur le réseau de distribution publique :

$$\frac{\Delta U}{U_n} = \frac{Q}{S_{cc}}$$

U_n : tension de service du réseau de distribution publique

Q : puissance des condensateurs

S_{cc} : puissance de court-circuit au point de raccordement des condensateurs

■ cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est inférieure à la puissance de compensation envisagée

Lorsque la puissance réactive consommée est minimale, avec une compensation globale il y aurait une surcompensation qui provoquerait une élévation anormale de la tension. Par exemple, la surcompensation aux bornes d'un transformateur ne doit pas dépasser 15 % de sa puissance nominale.

Pour éviter une surcompensation, on peut :

- installer une batterie en gradins avec régulation automatique qui permet d'épouser la courbe de charge
- installer en tête d'installation une compensation égale à la puissance minimale consommée et compenser localement les récepteurs ou les secteurs à forte consommation de puissance réactive, dans la mesure où la commande des condensateurs est asservie au récepteur ou au secteur.
- dans le cas d'une installation contenant plusieurs transformateurs HTA/BT, reporter une partie de la compensation d'un transformateur sur un autre transformateur.

■ critères de choix

La compensation peut être :

- effectuée en MT et/ou en BT ; il est plus économique d'installer des condensateurs moyenne tension pour des puissances supérieures à environ 800 kvar.
- globale, par secteur, individuelle.
- effectuée par batterie fixe ou en gradins manoeuvrables automatiquement ; dans le cas où la batterie en gradins est choisie, il peut être préférable d'installer des gradins de puissances différentes afin d'obtenir un meilleur ajustement. Par exemple, avec des gradins de 800, 400, 200 et 100 kvar on peut obtenir toutes les puissances de 0 à 1 500 kvar par pas de 100 kvar.

Pour déterminer la solution optimale, les critères suivants doivent être pris en compte :

- suppression des coûts d'énergie réactive (tarif vert) ou abaissement de la puissance souscrite (tarif jaune)
- diminution des pertes Joule dans les conducteurs et dans les transformateurs
- tension régulière en tout point de l'installation
- coût d'investissement, d'installation et de maintenance de chaque solution.

7.11. Enclenchement des batteries de condensateurs et protections

L'enclenchement des batteries de condensateurs provoque des surintensités et des surtensions importantes dans le réseau. Celles-ci sont contraignantes pour les appareils de manoeuvre des condensateurs et pour les protections (surtout en MT).

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 10.6. du *Guide des protections*.

7.12. Problèmes liés aux condensateurs en présence d'harmoniques

En présence d'harmoniques, l'installation de condensateurs risque de provoquer une amplification des courants et des tensions harmoniques et des problèmes qui en résultent. Dans ce cas, une étude s'avère nécessaire.

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 8.

8. Les harmoniques

8. LES HARMONIQUES

Les récepteurs non linéaires tels que fours à arc, éclairages, convertisseurs, redresseurs, ... absorbent des courants non sinusoidaux qui traversent les impédances du réseau et provoquent ainsi une déformation de la sinusoïde de tension d'alimentation. La déformation de la forme d'onde est caractérisée par l'apparition de fréquences harmoniques de tension.

Celles-ci peuvent perturber les appareils électriques du réseau.

L'objet de ce chapitre est de savoir détecter l'existence des perturbations dues aux harmoniques, et de déterminer la façon de réduire ces perturbations à un niveau acceptable.

8.1. Notions de base

Ce paragraphe donne les bases techniques et théoriques permettant d'effectuer des études d'harmoniques.

8.1.1. Décomposition d'un signal périodique en série de Fourier

Le mathématicien français Joseph Fourier a montré qu'un signal périodique $s(t)$, de période T , se décompose en la somme de signaux sinusoidaux et d'une composante continue :

$$s(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{p=1}^{\infty} (a_p \cos p\omega t + b_p \sin p\omega t)$$

avec :

$$\omega = \frac{2\pi}{T}$$

$$a_0 = \frac{2}{T} \int_0^T s(t) dt$$

$$\left. \begin{aligned} a_p &= \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \cos(p\omega t) dt \\ b_p &= \frac{2}{T} \int_0^T s(t) \sin(p\omega t) dt \end{aligned} \right\} \text{ où } p \text{ est un nombre entier}$$

Cette décomposition peut aussi s'écrire de la façon suivante :

$$s(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{p=1}^{\infty} c_p \sin(p\omega t + \varphi_p)$$

avec :

$$c_p = \sqrt{a_p^2 + b_p^2}$$

$$\varphi_p = \arctg \frac{b_p}{a_p}$$

8.1.2. Définitions

Une tension déformée $v(t)$ de période T ($T = 20 \text{ ms}$ à $f = 50 \text{ Hz}$) peut donc s'écrire de la façon suivante :

$$v(t) = V_0 + \sum_{p=1}^{\infty} V_p \sqrt{2} \sin(p\omega t + \phi_p) \quad \text{avec} \quad \omega = \frac{2\pi}{T}$$

V_0 : amplitude de la composante continue, **généralement nulle et considérée comme telle par la suite.**

ϕ_p : phase de V_p à l'instant initial ($t = 0$).

De façon identique, un courant déformé $i(t)$ de période T peut s'écrire :

$$i(t) = I_0 + \sum_{p=1}^{\infty} I_p \sqrt{2} \sin(p\omega t + \varphi_p)$$

I_0 : amplitude de la composante continue, **généralement nulle et considérée comme telle par la suite.**

φ_p : phase de I_p à l'instant initial ($t = 0$).

■ composante fondamentale ou le fondamental

V_1 est la composante fondamentale du signal $v(t)$, c'est-à-dire la valeur efficace de la sinusoïde de fréquence égale à celle du réseau d'alimentation.

■ composante harmonique ou harmonique

V_p pour $p \geq 2$ est la composante harmonique de rang p du signal $v(t)$, c'est-à-dire la valeur efficace de la sinusoïde de fréquence égale à p fois celle du réseau d'alimentation.

■ rang d'un harmonique

Nombre entier égal au rapport entre la fréquence de l'harmonique et la fréquence du fondamental.

p est donc le rang de l'harmonique.

Par exemple, V_3 est l'harmonique de tension de rang 3 ou harmonique 3.

■ valeur efficace d'un signal périodique

La valeur efficace du signal $v(t)$ est par définition :

$$V_{eff} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt}$$

Le théorème de Parseval nous dit que :

$$\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt = V_0^2 + \sum_{p=1}^{\infty} V_p^2$$

On a donc la relation suivante :

$$V_{eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} V_p^2} \quad \text{en considérant } V_0 = 0$$

de même
$$I_{eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_p^2} \quad \text{en considérant } I_0 = 0$$

Nota : la valeur efficace est parfois appelée valeur RMS (root mean square), qui est la notation anglaise : $I_{eff} = I_{RMS}$ et $V_{eff} = V_{RMS}$.

■ taux de distorsion

Le taux de distorsion caractérise le niveau de pollution du réseau. Il existe deux définitions.

□ **taux de distorsion suivant la norme DIN** (Deutsches Institut für Normung)

- taux de distorsion en tension :
$$D_V (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} V_p^2}}{V_{eff}}$$

- taux de distorsion en courant :
$$D_I (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} I_p^2}}{I_{eff}}$$

□ taux de distorsion suivant la norme CEI 1000-2-2

$$\text{- taux de distorsion en tension : } \tau_V (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} V_p^2}}{V_1}$$

$$\text{- taux de distorsion en courant : } \tau_I (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} I_p^2}}{I_1}$$

Le taux de distorsion défini par la norme CEI représente le rapport entre la valeur efficace des harmoniques et la valeur efficace du fondamental (signal non déformé). Cette valeur caractérise bien le niveau de pollution apporté en réseau. Nous utiliserons cette définition dans la suite du document.

Le passage du taux DIN au taux CEI s'effectue de la façon suivante :

$$\frac{1}{D_V^2} = \frac{1}{\tau_V^2} + 1$$

$$\frac{1}{D_I^2} = \frac{1}{\tau_I^2} + 1$$

Le taux de distorsions CEI peut être supérieur à 100 % comme nous le verrons par la suite.

Pour des taux de distorsion faibles, les deux définitions donnent des valeurs presque identiques. Par contre, pour des taux de distorsion élevés les valeurs sont très différentes.

Par exemple,	pour $\tau_I = 10\%$	on trouve	$D_I = 9,95\%$
	pour $\tau_I = 120\%$	on trouve	$D_I = 77\%$

■ taux individuel d'harmonique

Le taux de l'harmonique de rang p est :

$$V_p (\%) = 100 \frac{V_p}{V_1}$$

$$I_p (\%) = 100 \frac{I_p}{I_1}$$

■ puissances des signaux non sinusoidaux

Les notions de puissance définies pour les signaux sinusoidaux ne sont pas valables pour les signaux non sinusoidaux.

Considérons un courant et une tension non sinusoidaux dont les développements en série de Fourier sont :

$$i(t) = \sum_{p=1}^{\infty} I_p \sqrt{2} \cos(p\omega t + \phi_p)$$

$$v(t) = \sum_{p=1}^{\infty} V_p \sqrt{2} \cos(p\omega t + \phi_p)$$

Par définition, la puissance active est égale à la puissance moyenne :

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) i(t) dt$$

après calcul, on obtient :

$$P = \sum_{p=1}^{\infty} V_p I_p \cos(\phi_p - \phi_p)$$

Par définition, la puissance apparente monophasée est égale à :

$$S = V_{eff} I_{eff}$$

La puissance réactive définie pour les régimes purement sinusoidaux n'a pas de sens pour un signal non sinusoidal.

Une définition est donnée dans certaines documentations, je n'en parlerai pas dans ce document car les notions de puissance réactive d'un signal non sinusoidal n'ont pas d'intérêt pour les études d'harmoniques.

■ facteur de puissance

Le facteur de puissance est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente :

$$F_p = \frac{P}{S}$$

■ facteur de déphasage (du fondamental)

Les facteurs de déphasage est le rapport entre la puissance active et la puissance apparente de la composante fondamentale :

$$\cos \varphi_1 = \frac{P_1}{S_1}$$

Il peut aussi être défini par le cosinus du déphasage entre les composantes fondamentales de courant et de tension : $\varphi_1 =$ déphasage (V_1, I_1) .

Nota : on suppose que la référence de temps est U_1 , on prend donc $\phi_1 = 0$.

■ facteur de déformation

Il caractérise le lien entre le facteur de puissance et le facteur de déphasage :

$$F_d = \frac{F_p}{\cos \varphi_1}$$

■ facteur de crête

Le facteur de crête est le rapport entre la valeur crête et la valeur efficace du courant :

$$F_c = \frac{\hat{I}}{I_{eff}}$$

■ inter-harmoniques

Ce sont des composantes sinusoïdales qui ne sont pas à des fréquences multiples de celles du fondamental : 130 Hz, 170 Hz, 220 Hz...

■ infra-harmoniques

Ce sont des composantes sinusoidales qui sont à des fréquences inférieures à celle du fondamental : 10 Hz, 20 Hz...

La présence d'inter-harmoniques ou d'infra-harmoniques est due à des variations périodiques ou aléatoires de la puissance absorbée par certains récepteurs. Dans ce cas, le signal n'est pas périodique à T (T période du fondamental), ce qui explique l'apparition de composantes supplémentaires à celles du développement en série de Fourier.

Ces variations sont provoquées par des machines telles que :

- fours à arc
- cyclo-convertisseurs
- variateurs de vitesse.

■ spectre de fréquences

C'est la représentation graphique de l'amplitude des harmoniques en fonction de leur rang.

En général, la valeur de chaque harmonique est exprimée par son taux individuel (en pourcentage du fondamental) (voir fig. 8-1).

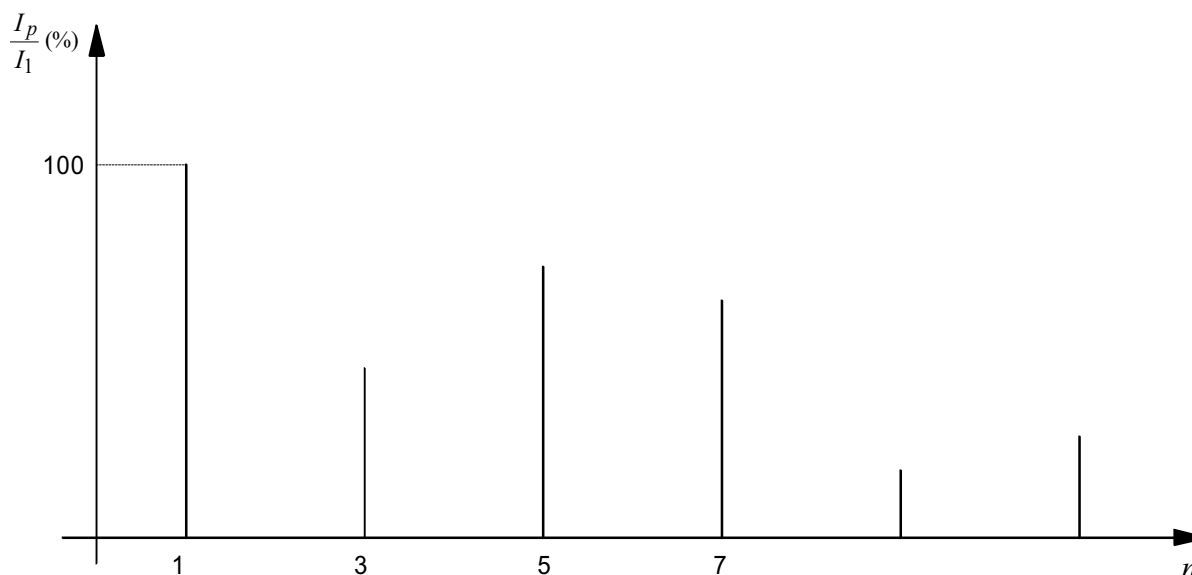


Figure 8-1 : spectre de fréquences d'un courant non sinusoïdal

■ charges linéaires et non-linéaires

Une charge est dite linéaire lorsque son impédance est constante, le courant qu'elle absorbe est alors sinusoidal lorsque la tension est sinusoidal (voir fig. 8-2).

Une charge est dite non linéaire lorsque son impédance varie au cours d'une même période, le courant qu'elle absorbe n'est pas sinusoidal lorsque la tension est sinusoidal (voir fig. 8-3).

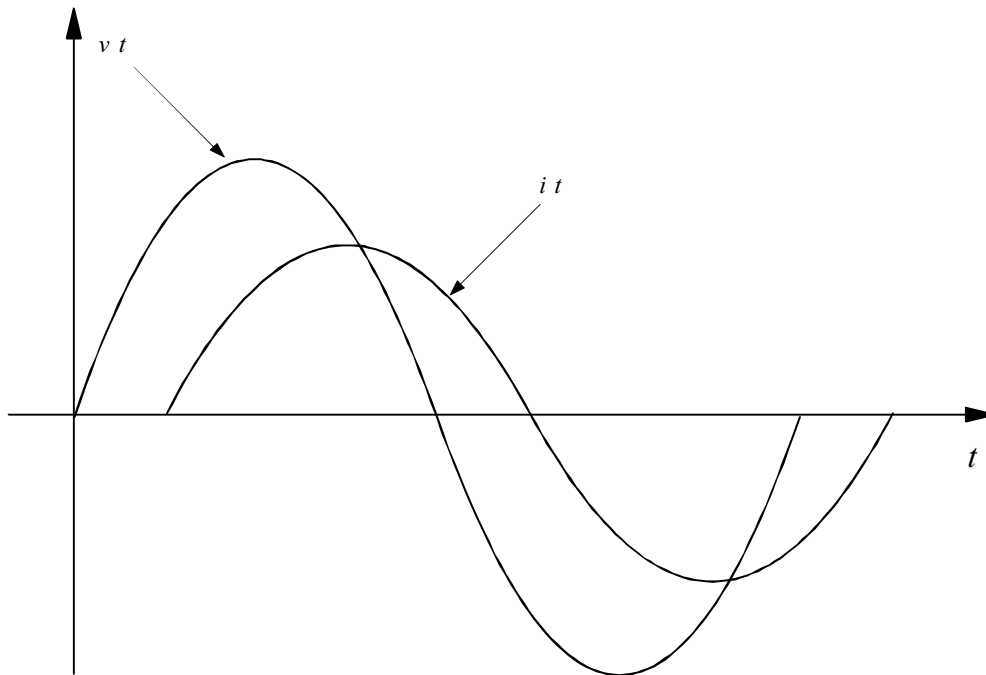


Figure 8-2 : charge linéaire

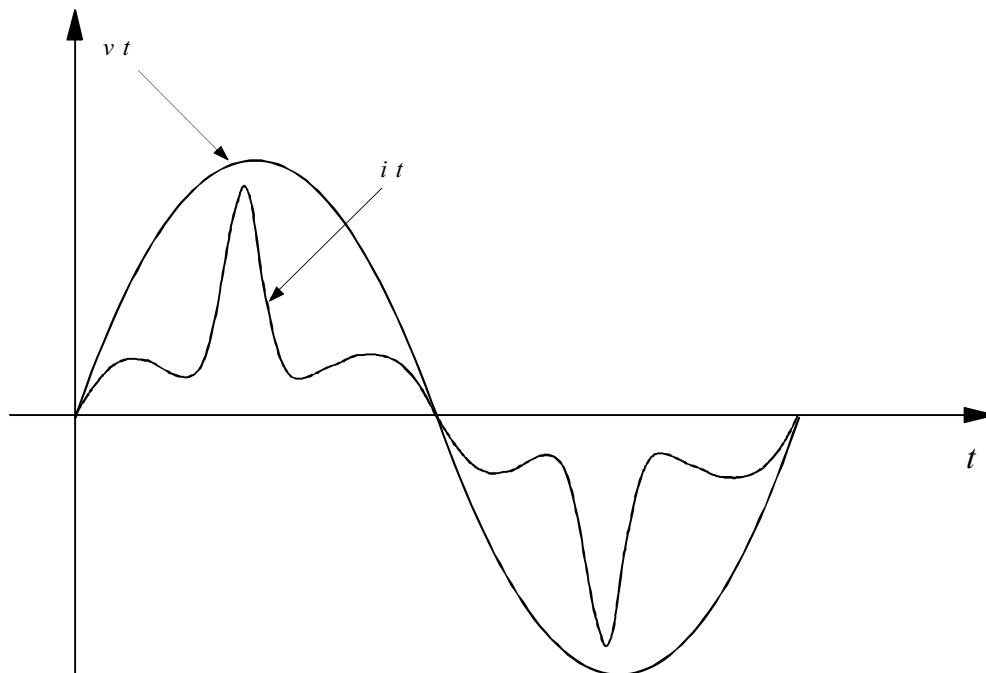


Figure 8-3 : charge non linéaire

8.1.3. Les générateurs de grandeurs électriques harmoniques

■ charges non linéaires

Nous allons déterminer les courants harmoniques générés par les charges non linéaires usuelles.

Les valeurs indiquées sont approximatives, elles varient notamment en fonction de l'impédance amont (en général, lorsque l'impédance amont croît, les valeurs des courants harmoniques décroissent).

□ pont redresseur hexaphasé (voir fig. 8-4)

Il permet la transformation d'un courant triphasé alternatif en courant monophasé continu.

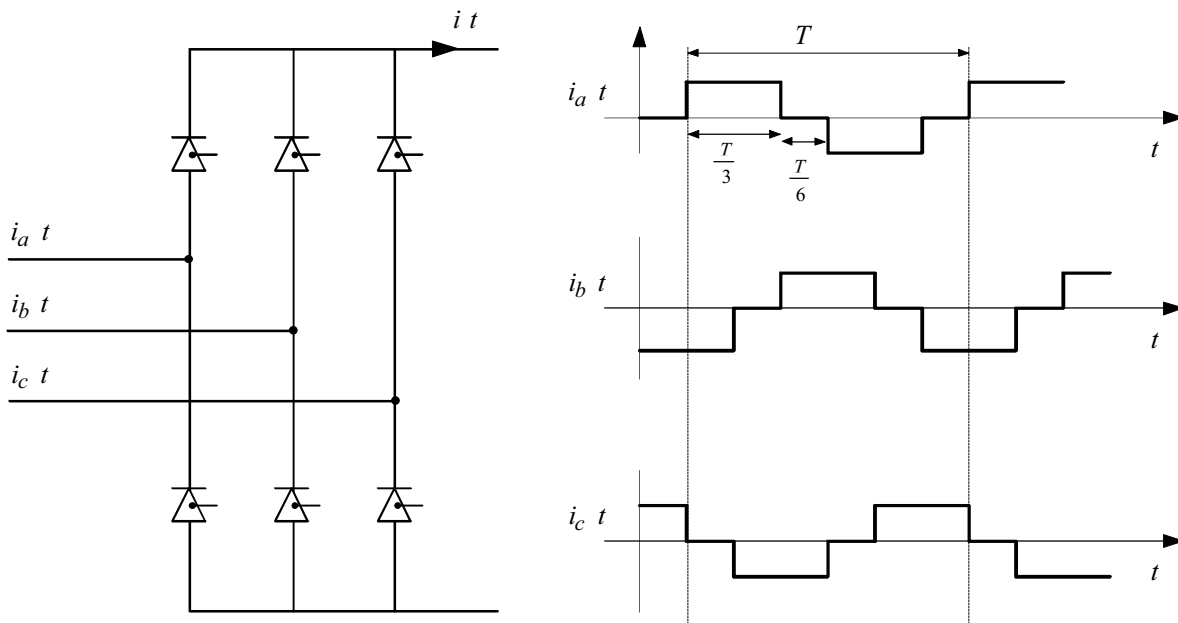


Figure 8-4 : le pont redresseur hexaphasé, forme des courants

Les courants I_a, I_b, I_c ont théoriquement une forme rectangulaire.

Le développement en série de Fourier de ce signal rectangulaire nous donne des courants harmoniques de rang $p = 6k \pm 1$ (soit 5, 7, 11, 13, 17, 19...) et d'amplitude $I_p = \frac{I_1}{p}$

I_1 : amplitude du fondamental.

En réalité, les formes d'ondes des courants ne sont pas parfaitement rectangulaires. Il en résulte que les composantes harmoniques sont réduites par rapport aux valeurs théoriques. Il existe une loi empirique donnant les valeurs approximatives des amplitudes des courants harmoniques 5 à 31 (voir CEI 146-1-2 § 3.6.2.1) :

$$I_p = \frac{I_1}{\left(p - \frac{5}{p}\right)^{1,2}} \quad \text{pour } 5 \leq p \leq 31$$

On en déduit les valeurs des harmoniques de courant en pourcentage du fondamental (voir tableau 8-1).

I_1	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}	I_{29}	I_{31}
100 %	18,9 %	11,0 %	5,9 %	4,8 %	3,4 %	3 %	2,3 %	2,1 %	1,8 %	1,6 %

Tableau 8-1 : valeurs des harmoniques de courant d'un pont redresseur hexaphasé

Cette formule est approximative, notamment pour des valeurs élevées du retard à l'amorçage α des thyristors. De plus, la valeur de l'inductance du circuit à courant continu influence les harmoniques. Une faible inductance provoque une forte ondulation du courant continu augmentant ainsi l'harmonique 5 (il est multiplié par 1,3 ou plus), et les 11, 17... $(6k - 1)$ mais de manière moins marquée. Les 7, 13... $(6k + 1)$ sont généralement diminués. La norme CEI 146-1-2, paragraphes 3.6.4 et 3.6.5 donne une méthode (très complexe) pour déterminer précisément la valeur de chaque harmonique ainsi que leur déphasage.

La détermination des valeurs théoriques précises des courants harmoniques n'est généralement pas indispensable pour effectuer une étude d'harmonique. De plus, pour obtenir les valeurs précises il est préférable d'effectuer une mesure sur site lorsque celle-ci est possible.

□ alimentation à découpage de type informatique (voir fig. 8-5)

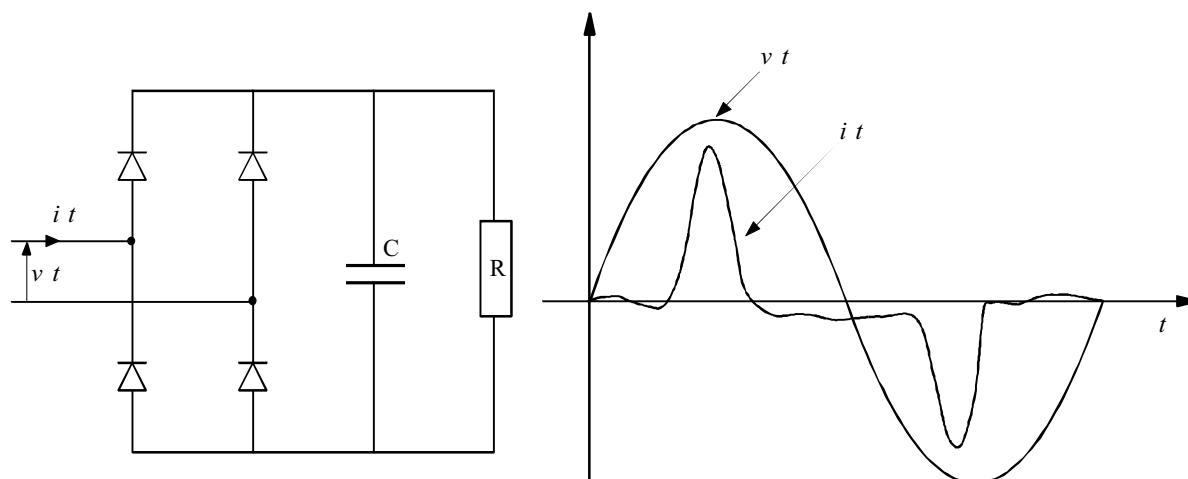


Figure 8-5 : l'alimentation à découpage de type informatique, allure du courant

Les courants harmoniques fournis par une alimentation à découpage sont plus ou moins importants en fonction de la charge et de l'impédance du réseau amont.

On peut donner une fourchette de valeurs avec une hypothèse forte et une hypothèse faible (voir tableau 8-2).

	I_1	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}
hyp. forte	100 %	130 %	70 %	50 %	30 %	10 %
hyp. faible	100 %	65 %	35 %	25 %	15 %	5 %

Tableau 8-2 : valeur des harmoniques de courant d'une alimentation à découpage de type informatique

□ charges d'éclairage (tubes fluorescents, lampes à décharge)

Les valeurs des courants harmoniques fournis par les tubes fluorescents et les lampes à décharges avec ballast magnétique sont données dans le tableau 8-3.

Les lampes à décharge avec ballast électronique fournissent des courants harmoniques de valeur comparable à celle d'une alimentation à découpage de type informatique (voir tableau 8-2 : hypothèse forte).

I_1	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	I_{15}
100 %	35 %	27 %	10 %	2,5 %	3,5 %	1,5 %	1,5 %

Tableau 8-3 : valeur des harmoniques de courant des tubes fluorescents et des lampes à décharge avec ballast magnétique

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

□ alimentations sans interruption (ASI)

Par exemple, les GALAXY fournissent les courants harmoniques indiqués dans le tableau 8-4.

I_1	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}
100 %	33 %	2,5 %	6,1 %	2,4 %	2,5 %	1,6 %

Tableau 8-4 : valeur des courants harmoniques des GALAXY

Nota : il existe une nouvelle génération d'onduleurs "à prélèvement sinusoïdal" qui ne génère pas d'harmoniques (par exemple, les Pulsar 0 à 4 kVA).

□ variateurs de vitesse

Ils permettent d'obtenir une vitesse variable d'un moteur asynchrone.

Les courants harmoniques qu'ils fournissent dépendent notamment :

- du rapport entre la puissance de court-circuit du réseau S_{cc} et la puissance apparente du variateur S_n
- de la charge du variateur S (puissance apparente du moteur) en pourcentage de la puissance apparente du variateur S_n .

Des mesures ont été effectuées, elles sont résumées dans les tableaux 8-5, 8-6, 8-7.

$S = 100 \% S_n$	I_1	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}
$S_{cc} = 250 S_n$	100 %	85 %	72 %	41 %	27 %	8 %	5 %	6 %	5 %
$S_{cc} = 100 S_n$	100 %	73 %	52 %	16 %	7 %	7 %	5 %	3 %	3 %
$S_{cc} = 50 S_n$	100 %	63 %	35 %	6,2 %	1,3 %	/	/	/	/

Tableau 8-5 : variateur de vitesse chargé à 100 % de la puissance apparente

$S = 50\% S_n$	I_1	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}
$S_{cc} = 250 S_n$	100 %	90,5 %	82 %	59,5 %	48 %	25,5 %	16,5 %	6 %	4,5 %
$S_{cc} = 100 S_n$	100 %	82%	66,5 %	33 %	19,5 %	7 %	6,5 %	5 %	3,5 %
$S_{cc} = 50 S_n$	100 %	74,3 %	53,9 %	18,3 %	7,9 %	1,9 %	2,5 %	/	/

Tableau 8-6 : variateur de vitesse chargé à 50 % de la puissance apparente

$S = 25\% S_n$	I_1	I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}
$S_{cc} = 250 S_n$	100 %	94 %	89 %	74 %	66 %	47 %	38 %	22 %	15 %
$S_{cc} = 100 S_n$	100 %	89 %	78 %	53 %	40 %	17 %	9 %	5 %	6 %
$S_{cc} = 50 S_n$	100 %	84 %	68 %	38 %	24 %	6,1 %	2,1 %	/	/

Tableau 8-7 : variateur de vitesse chargé à 25 % de la puissance apparente

□ four à arc

Le four à arc utilisé en sidérurgie peut être à courant alternatif ou à courant continu.

• cas du four à arc à courant alternatif (voir fig. 8-6)

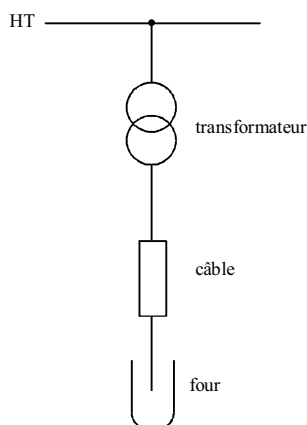


Figure 8-6 : cas du four à arc alimenté en courant alternatif

L'arc est non linéaire, dissymétrique et instable. Il induit des harmoniques de courant pairs et impairs et un spectre continu (courants à toutes les fréquences). Les valeurs des harmoniques et du spectre continu dépendent du type de four, de sa puissance, de la période de fonctionnement considérée (fusion, affinage) ...

Aussi, seules des mesures peuvent déterminer les valeurs harmoniques de façon précise. Un exemple est donné figure 8-7.

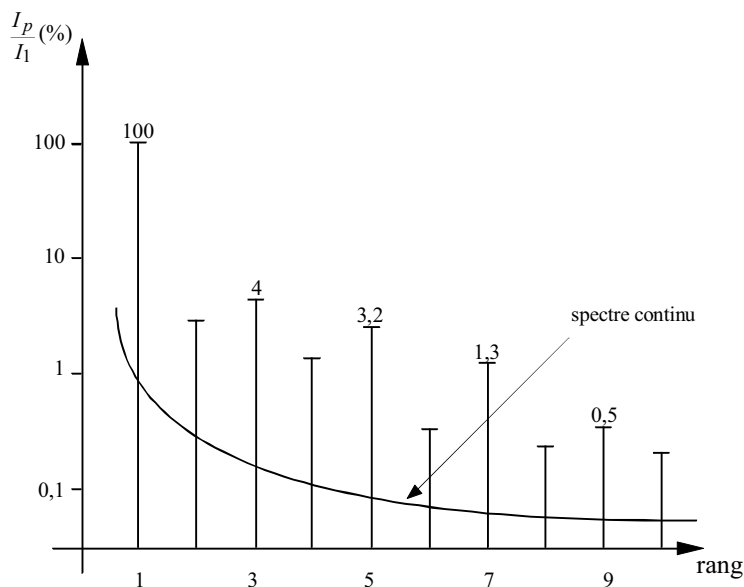


Figure 8-7 : spectre du courant d'un four alimenté en courant alternatif

• cas du four à arc à courant continu (voir fig. 8-8)

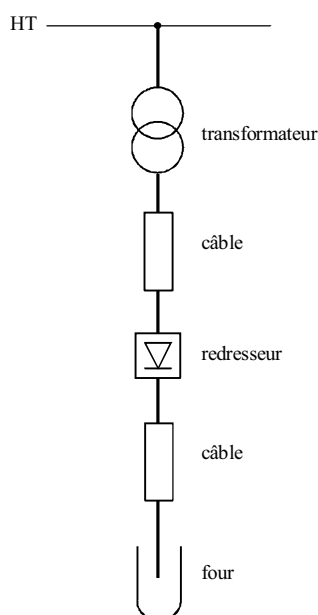


Figure 8-8 : cas du four à arc alimenté en courant continu

L'arc est alimenté par l'intermédiaire d'un redresseur, il est plus stable qu'en courant alternatif.

Le courant absorbé possède :

- un spectre de courants harmoniques semblable à celui d'un redresseur
- un spectre continu de niveau inférieur à celui d'un four à courant alternatif.

La figure 8-9 donne le spectre de courants harmoniques d'un four à arc à courant continu de 144 MVA alimenté par l'intermédiaire d'un pont redresseur dodécaphasé.

Le présence de ce dernier explique la valeur élevée des harmoniques de rang 11 et 13 (voir § 8-4-6).

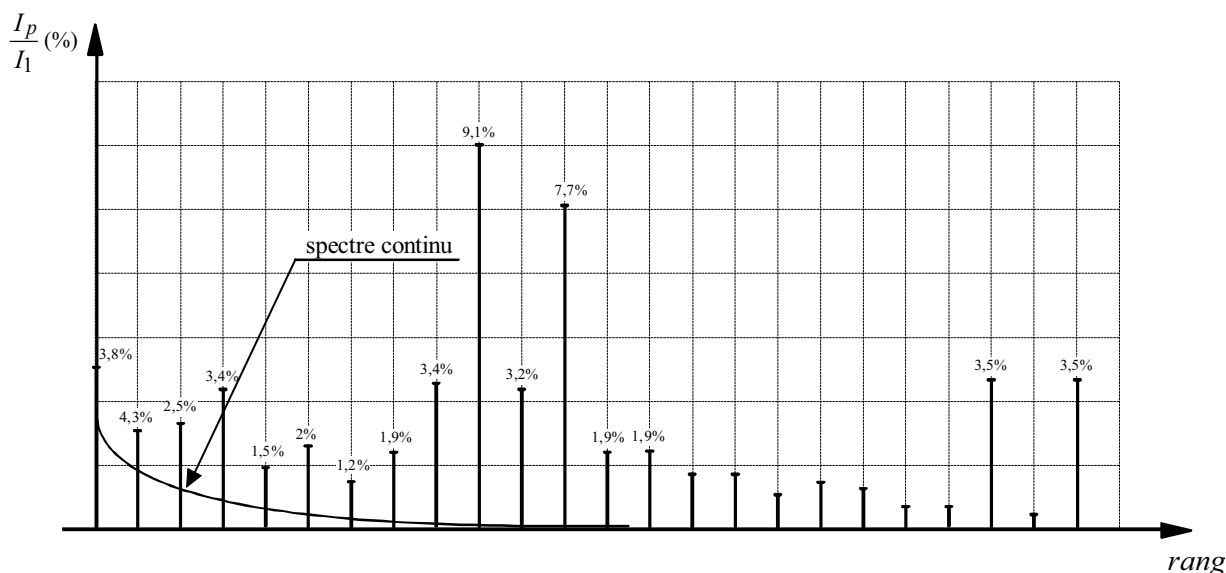


Figure 8-9 : spectre de courants harmoniques d'un four à arc à courant continu alimenté par un pont redresseur dodécaphasé

■ saturation du circuit magnétique des machines (transformateurs, moteurs, ...)

Les machines sont dimensionnées pour fonctionner proches de la limite de la saturation magnétique pour la tension nominale d'alimentation.

Lorsque celle-ci est anormalement élevée (supérieure à 1,1 fois la tension nominale), les circuits magnétiques saturent et les courants sont déformés. La machine génère alors des courants harmoniques de rang impair.

■ sources de tension

Les sources de tension (distributeur, alternateur, ASI) possèdent des harmoniques de tension préexistants, ceux-ci existent donc même lorsque les charges sont parfaitement linéaires.

□ distributeur

Il possède des harmoniques de tension préexistants dues aux autres consommateurs (industriels et domestiques) qui créent des harmoniques de tension sur le réseau de distribution et de transport. Des mesures ont été effectuées sur le réseau de distribution HTA de EDF, on peut ainsi estimer les valeurs des harmoniques de tension pour des hypothèses forte, moyenne et faible (voir tableau 8-8) :

	V_1	V_5	V_7
hyp. forte	100 %	9 %	3 %
hyp. moyenne	100 %	6 %	2 %
hyp. faible	100 %	3 %	1 %

Tableau 8-8 : harmoniques de tension préexistants sur le réseau HTA de EDF

Nota : les courants harmoniques 3 et multiples de 3, qui sont très importants sur les réseaux basse tension industriels et domestiques, sont éliminés par le couplage triangle-étoile des transformateurs HTA/BT. C'est la raison pour laquelle il n'y a pas de tensions harmoniques 3 et multiples de 3 sur le réseau HTA.

□ alimentations sans interruption (ASI)

La sinusoïde de tension fournie par l'onduleur ne peut pas être parfaite, même lorsque les charges sont linéaires.

L'ASI possède donc des harmoniques de tension préexistants (voir tableau 8-9).

Matériel	EPS 5000	EPS 2000	ALPES 1000	GALAXY
Taux global de distorsion	5 %	4 %	5 %	2 %

Tableau 8-9 : harmoniques de tensions préexistants des ASI

□ alternateurs

La sinusoïde de tension fournie par l'alternateur ne peut pas être parfaite, même lorsque les charges sont linéaires.

L'alternateur possède donc des harmoniques de tension préexistants. Pour les alternateurs Leroy-Somer de 10 kVA à 5000 kVA, le taux de distorsion en tension est à peu près égal à 4 %, avec 2 à 3 % d'harmonique 5 et de l'harmonique 3.

$$\tau_V \approx 4\%$$

$$\frac{I_5}{I_1} = 2 \text{ à } 3\%$$

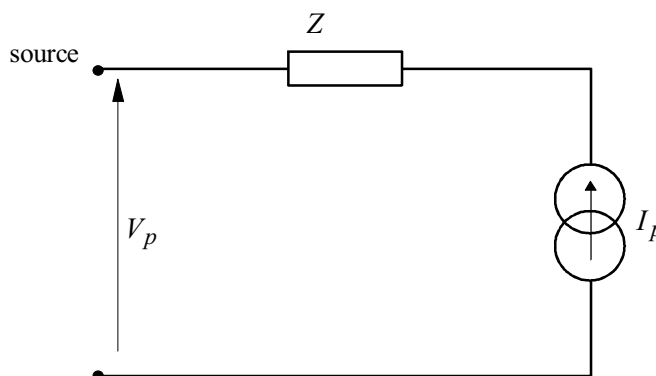
Nota : l'alternateur fournit d'autant plus d'harmonique 3 que sa charge est déséquilibrée.

8.1.4. Méthode de détermination des harmoniques de courant et tension dans un réseau

■ modèle des charges non linéaires

Pour l'exécution des calculs, les charges non linéaires sont considérées comme des générateurs de courants harmoniques (pour les rangs $p \geq 2$). Ces courants sont modélisés par des sources de courant injectées dans le réseau (voir fig. 8-10).

Nota : ce modèle est valable pour un spectre discret. Dans le cas d'un spectre continu (cas du four à arc) des modèles plus complexes doivent être établis, nous n'en parlerons pas dans ce document.



I_p : harmonique de courant de rang p

$Z(\omega)$: impédance du réseau à la pulsation $\omega = p\omega_0$ ($\omega_0 =$ pulsation à 50 Hz ou 60 Hz).

Figure 8-10 : modèle des harmoniques de courant générés par les charges non linéaires

Chaque charge non linéaire sera donc modélisée par son impédance à 50 Hz (ou 60 Hz) et par des sources de courant correspondant aux courants harmoniques qu'elle génère.

Les sources de courants harmoniques I_p remontent dans le réseau vers la source et traversent donc l'impédance $Z(\omega)$ provoquant ainsi une tension harmonique V_p telle que :

$$V_p = Z(p\omega_0) I_p$$

Le taux de distorsion en tension créé par un spectre de courants harmoniques $I_2, I_3, I_4 \dots$ est alors :

$$\tau_V = \frac{\sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} Z(p\omega_0)^2 I_p^2}}{V_1}$$

Pour un réseau comportant des inductances et des capacités, le spectre d'impédance $Z(\omega)$ peut avoir des formes très diverses (voir fig. 8-11).

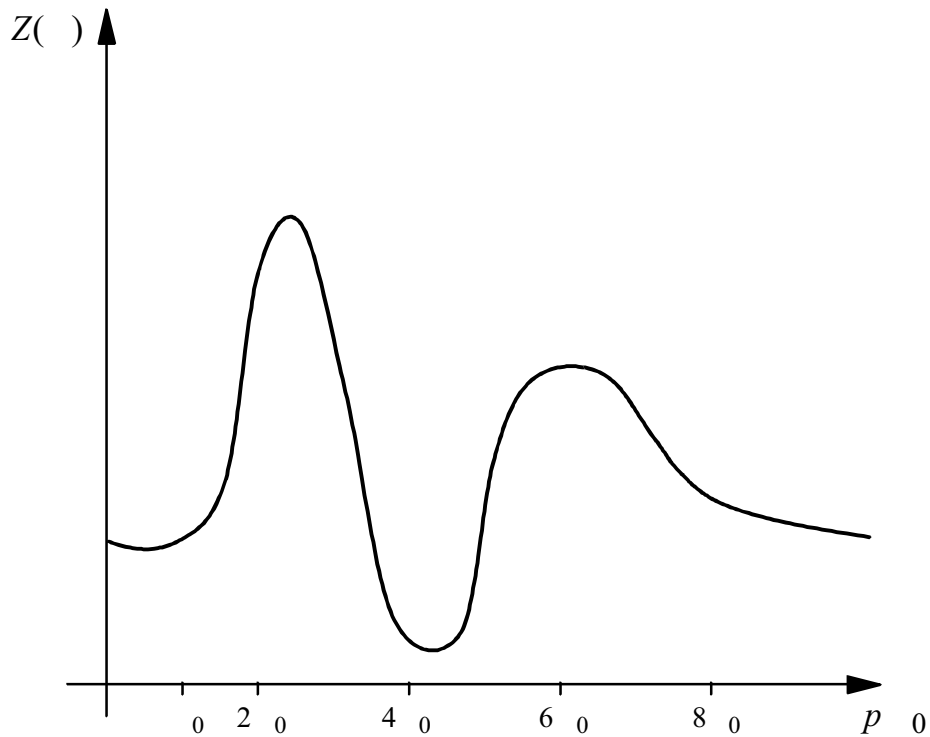
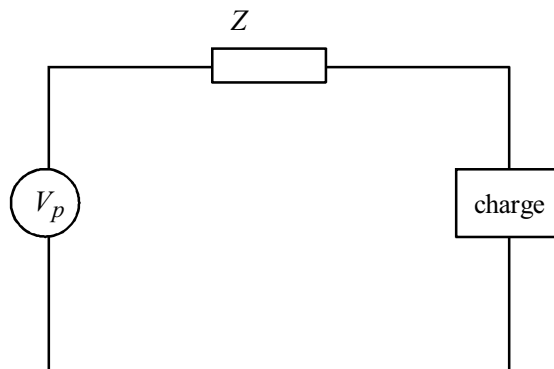


Figure 8-11 : spectre d'impédance

Les tensions harmoniques créées sur le réseau provoquent une gêne pour le matériel électrique. L'étude d'harmonique consistera donc à limiter les valeurs de $Z(\omega)$ pour les pulsations ω correspondants aux courants harmoniques de valeurs les plus élevées.

■ modèle des sources polluées par des tensions harmoniques préexistantes

Pour l'exécution des calculs, les tensions harmoniques préexistantes sont considérées comme des sources de tensions harmoniques (voir fig. 8-12).



V_p : harmonique de tension de rang p

$Z(\omega)$: impédance du réseau à la pulsation $\omega = p\omega_0$ ($\omega_0 =$ pulsation à 50 Hz).

Figure 8-12 : modèle des tensions harmoniques préexistantes

Une source de tension polluée sera donc modélisée par sa valeur nominale à 50 Hz et par des sources de tension harmoniques.

■ impédances des éléments du réseau

□ distributeur

L'impédance du distributeur est généralement considérée comme une réactance pure. Cependant, les batteries de condensateurs installées dans les postes HTB/HTA peuvent faire apparaître des résonances à des fréquences gênantes.

Il faudra en tenir compte lors d'une étude d'harmoniques d'une installation comportant des charges non linéaires de forte puissance (par exemple, un four à arc).

□ câbles, lignes et transformateurs

Ils sont considérés comme des résistances constantes et des réactances proportionnelles au rang de l'harmonique :

$$Z(p\omega_0) = R + jpX$$

p : rang de l'harmonique

X : réactance à 50 Hz.

□ condensateurs

Ils sont considérés comme des capacités dont l'impédance est inversement proportionnelle au rang de l'harmonique :

$$Z(p\omega_0) = \frac{1}{Cp\omega_0}$$

□ alternateur

La réactance de l'alternateur n'est pas proportionnelle au rang de l'harmonique, nous allons voir pourquoi. Sa résistance est négligée.

• à la fréquence du réseau

Le champ tournant créé par les trois courants du stator tourne à la vitesse du rotor, il est donc fixe par rapport au rotor.

Lorsque que le courant du stator augmente, la tension diminue. L'impédance de l'alternateur est égale à la réactance synchrone X_d qui est de l'ordre de 200 à 300 %.

• aux fréquences différentes de celle du réseau

Le champ tournant créé par les trois courants du stator tourne à une vitesse différente de celle du rotor, il n'est donc pas fixe par rapport au rotor.

Ce champ tournant crée des courants harmoniques dans le rotor et provoque une chute de tension.

Pour les harmoniques de courant de rang $3k \pm 1$, l'impédance de l'alternateur est fonction de l'impédance subtransitoire :

$$X_{3k \pm 1} = (3k \pm 1) X_d''$$

X_d'' est de l'ordre de 10 à 20 %.

Pour les harmoniques de courant de rang $3k$, l'impédance est infinie si le neutre de l'alternateur n'est pas distribué. En effet, les harmoniques 3 de courant et multiples de 3 sont en phase et circulent dans le conducteur de neutre. Si le neutre n'est pas distribué, ils ne peuvent pas circuler, l'impédance est alors considérée comme infinie.

Si le neutre est distribué, les harmoniques 3 de courant et multiples de 3 peuvent circuler, l'impédance de l'alternateur est alors fonction de l'impédance homopolaire. En effet, pour les harmoniques multiples de 3 le champ créé ne tourne pas, comme pour un système de courants homopolaires en phase.

$$X_{3k} = 3k X_0$$

X_0 est à peu près égal à la moitié de X_d'' , donc de l'ordre de 5 à 10 %

□ moteur asynchrone

La réactance du moteur asynchrone n'est pas proportionnelle au rang de l'harmonique, nous allons voir pourquoi. Sa résistance est négligée.

A la fréquence du réseau, l'impédance Z_M du moteur dépend de la charge.

En effet,
$$Z_M = \frac{V_n}{I}$$

V_n : tension simple nominale

I : courant absorbé par le moteur, il dépend de sa charge.

Pour les harmoniques de tension de rang $3k$, l'impédance est infinie car le neutre du moteur n'est, en général, pas distribué.

Pour les harmoniques de tension de rang $3k \pm 1$, l'impédance du moteur est fonction de l'impédance à rotor bloqué (ou impédance de démarrage s'il n'y a pas de système de limitation du courant de démarrage) :

$$X_{3k \pm 1} = (3k \pm 1) \frac{I_n}{I_b} X_n$$

$$X_{3k \pm 1} = (3k \pm 1) \frac{V_n}{I_b}$$

X_n : impédance du moteur à la charge nominale, $X_n = \frac{V_n}{I_n}$

I_b : courant à rotor bloqué (ou courant de démarrage s'il n'y a pas de système de limitation du courant de démarrage).

□ **onduleurs**

L'impédance de sortie est très différente selon que l'onduleur est d'ancienne génération (EPS 5000) ou de nouvelle génération (GALAXY ou COMET).

• **onduleurs d'ancienne génération (EPS 5000)**

L'impédance de sortie est égale à l'impédance de leur filtre. Le schéma équivalent vu de la sortie est celui de la figure 8-13.

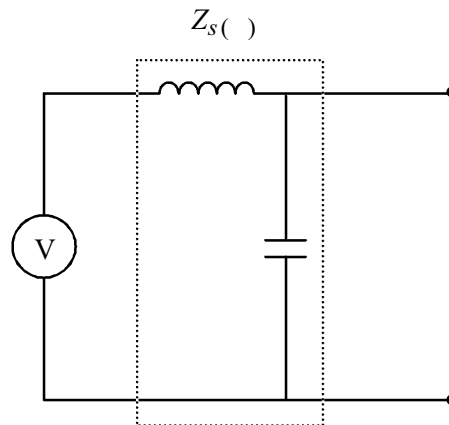


Figure 8-13 : impédance de sortie d'un onduleur d'ancienne génération

L'impédance dépend donc de la fréquence (voir fig. 8-14).

Pour les basses fréquences, l'impédance est proche de $L\omega$.

Pour les fréquences élevées, l'impédance est proche de $\frac{1}{C\omega}$.

A la fréquence de résonance $f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$, l'impédance du filtre est très élevée, son ordre de grandeur est l'impédance nominale de charge, soit $Z_s(2\pi f_r) \approx 100\%$.

En pratique, la fréquence de résonance est choisie de façon à être éloignée des harmoniques de courants les plus fréquents.

On choisit, par exemple, 210 Hz car les harmoniques de rang 4 sont en général quasiment inexistantes.

- **onduleurs de la nouvelle génération avec régulation de tension phase-neutre (GALAXY, COMET)**

Ils ont une fréquence de découpage très élevée (plusieurs kHz) et un régulateur de tension très rapide permettant de maintenir la qualité de la tension de sortie même avec un taux de distorsion en courant très élevé. En conséquence, l'impédance de sortie est très faible et, est presque constante quel que soit le rang de l'harmonique (voir fig. 8-14).

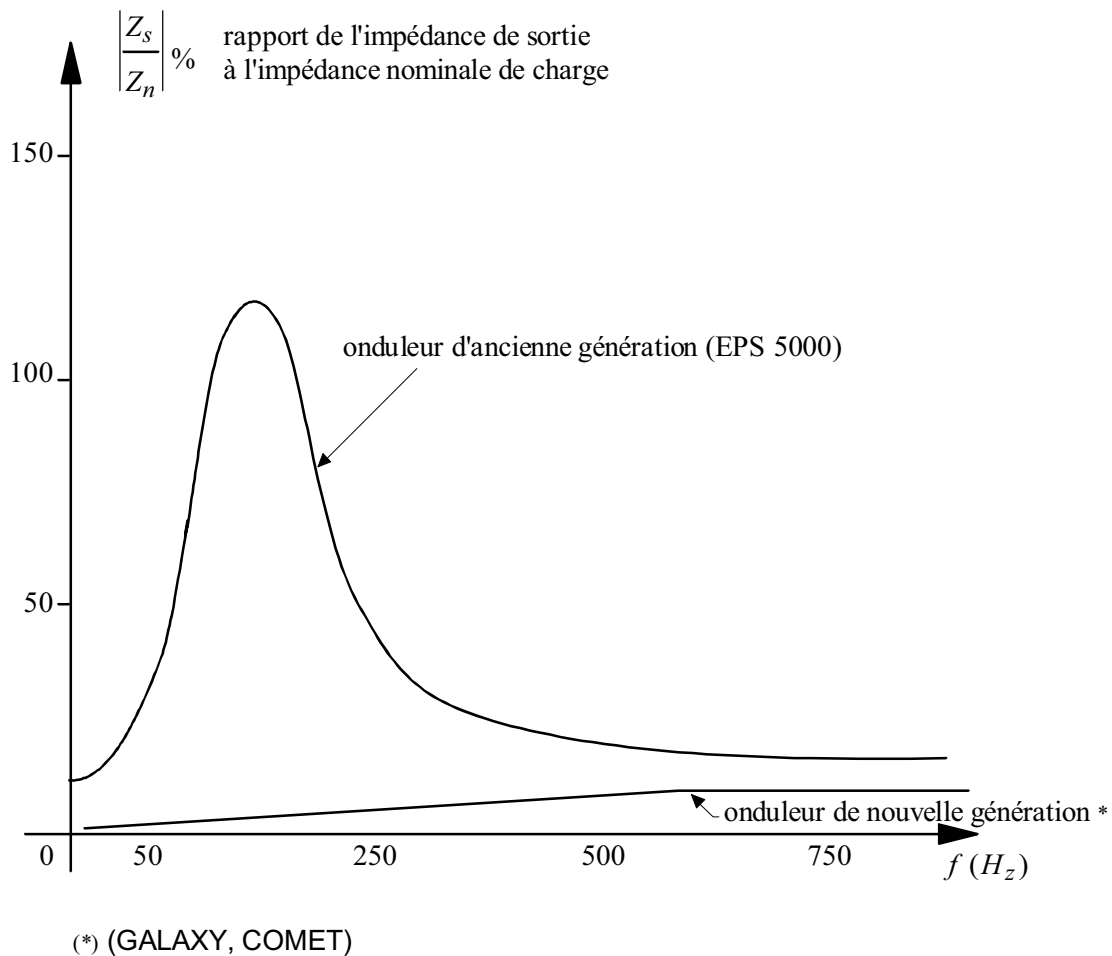


Figure 8-14 : impédance de sortie des onduleurs

■ cas particulier des harmoniques 3 et multiples de 3

Les courants harmoniques 3 et multiples de 3 sont en phase. Ils s'additionnent et circulent dans le conducteur de neutre lorsque celui-ci est distribué (voir fig. 8-15). Si le conducteur de neutre n'est pas distribué, les harmoniques 3 et multiples de 3 ne peuvent pas circuler, il ne peuvent donc pas exister.

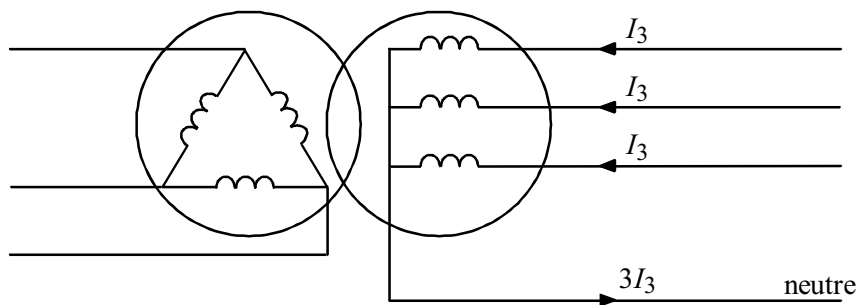


Figure 8-15 : circulation des courants harmoniques 3 et multiples de 3 dans le conducteur de neutre

□ pourquoi les harmoniques 3 et multiples de 3 sont en phase

Supposons 3 courants $I_a(t)$, $I_b(t)$ et $I_c(t)$ équilibrés et déphasés d'un tiers de période :

$$\left. \begin{aligned} i_a(t) &= \hat{I} \cos \omega t \\ i_b(t) &= \hat{I} \cos \omega \left(t + \frac{T}{3} \right) \\ i_c(t) &= \hat{I} \cos \omega \left(t + \frac{2T}{3} \right) \end{aligned} \right\} \text{ avec } T = \frac{2\pi}{\omega} \text{ période du signal}$$

Attention : le déphasage des courants est temporel, il faut donc l'écrire comme indiqué ci-dessus.

Les harmoniques 3 de ces courants sont obtenus en remplaçant ω par 3ω :

$$i_{a3}(t) = \hat{I}_3 \cos 3\omega t$$

$$i_{b3}(t) = \hat{I}_3 \cos(3\omega t + \omega T) = \hat{I}_3 \cos(3\omega t + 2\pi) = \hat{I}_3 \cos 3\omega t$$

$$i_{c3}(t) = \hat{I}_3 \cos(3\omega t + 2\omega T) = \hat{I}_3 \cos(3\omega t + 4\pi) = \hat{I}_3 \cos 3\omega t$$

On a alors $i_{a3}(t) + i_{b3}(t) + i_{c3}(t) = 3 \hat{I}_3 \cos 3\omega t$

On peut aussi voir graphiquement que les harmoniques 3 sont en phase (voir fig. 8-16). Il en est de même pour tous les harmoniques multiples de 3.

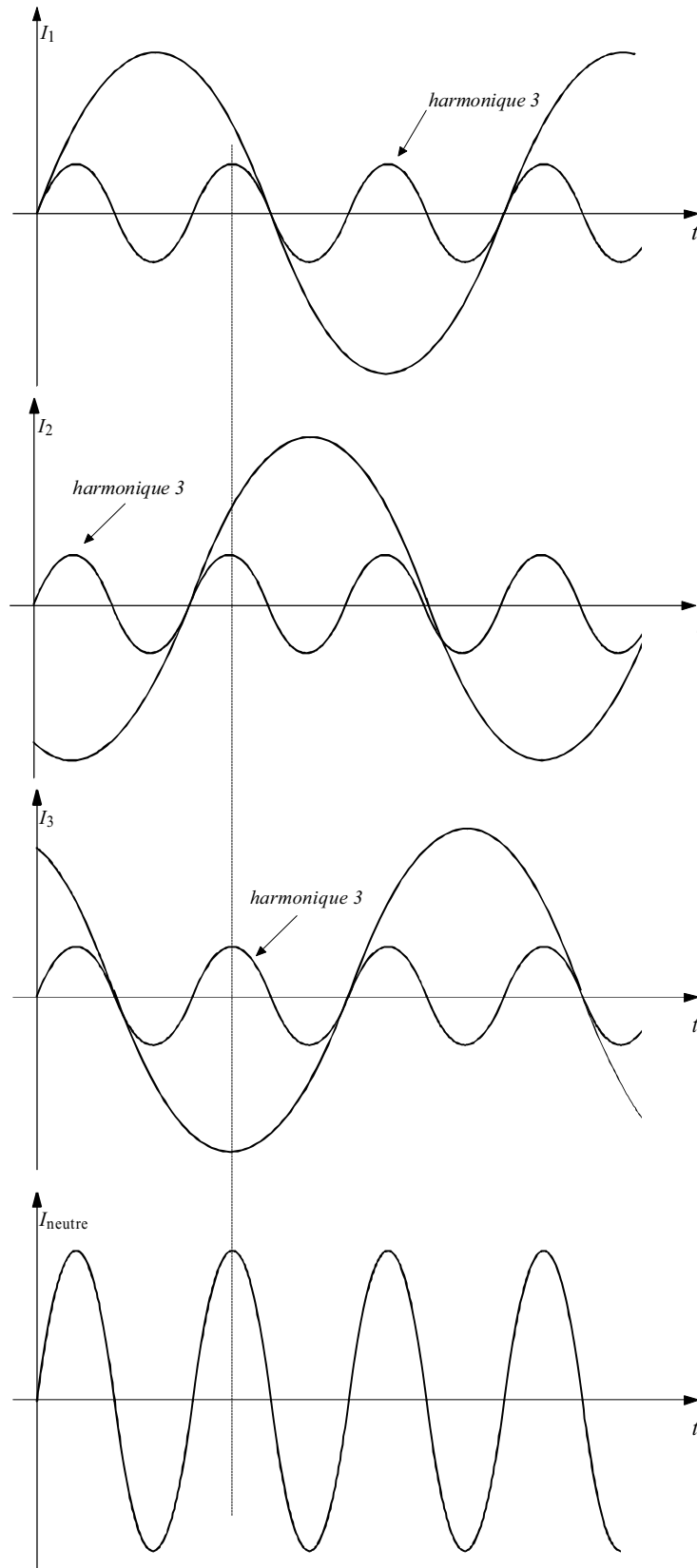


Figure 8-16 : les harmoniques 3 d'un système triphasé sont en phase

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ théorème de superposition

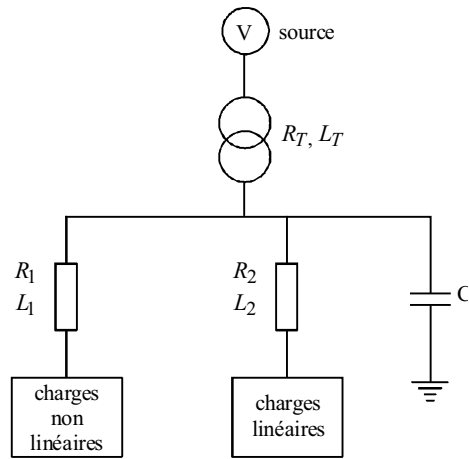
On considère un réseau comportant :

- une source de tension avec des harmoniques préexistants V_2, V_3, V_4, \dots
- un transformateur d'impédance R_T, L_T alimentant un jeu de barres
- des charges non linéaires regroupées en un ensemble équivalent fournissant des courants harmoniques I_2, I_3, I_4, \dots
Elles sont alimentées par le jeu de barres à travers une impédance R_1, L_1
- des charges linéaires regroupées en un ensemble équivalent alimentées par le jeu de barres à travers une impédance R_2, L_2
- des condensateurs regroupés en un élément équivalent C réalisant la compensation d'énergie réactive.

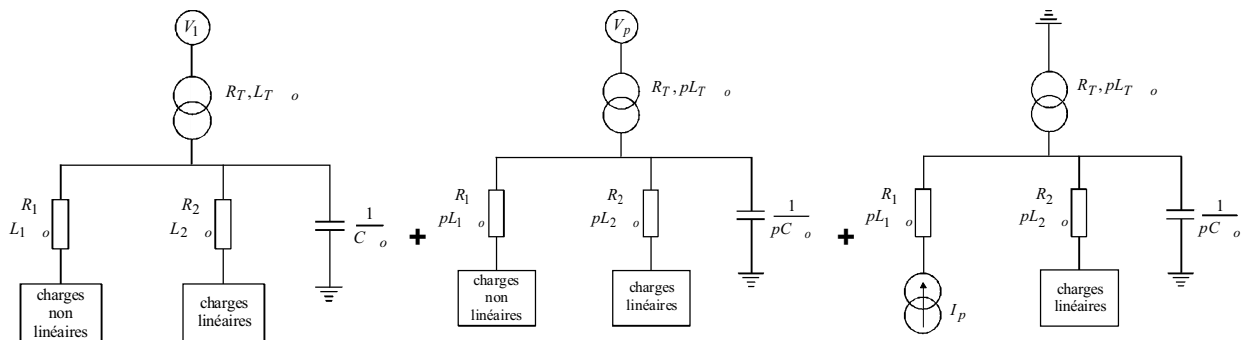
On considère que chaque source de tension et source de courant agit isolément sur le réseau.

Le théorème de superposition énonce : dans un réseau linéaire, le courant (ou la tension) créé(e) dans une branche par plusieurs sources indépendantes agissant simultanément, est égal à la somme des courants (ou des tensions) produit(e)s dans cette même branche par les différentes sources agissant isolément.

La figure 8-17 illustre l'application de ce théorème.



||| équivalent



réseau à 50 Hz

+ p réseaux d'harmoniques de rangs $1, 2, \dots, p$ alimentés par des sources de tensions V_1, V_2, \dots, V_p

+ p réseaux d'harmoniques de rangs $1, 2, \dots, p$ alimentés par des sources de courants I_1, I_2, \dots, I_p

Figure 8-17 : application du théorème de superposition aux harmoniques

■ foisonnement des phases

Lorsque plusieurs charges non linéaires fournissent des courants harmoniques de même rang, ceux-ci ne sont pas obligatoirement en phase. Ils s'additionnent donc vectoriellement (voir fig. 8-18).

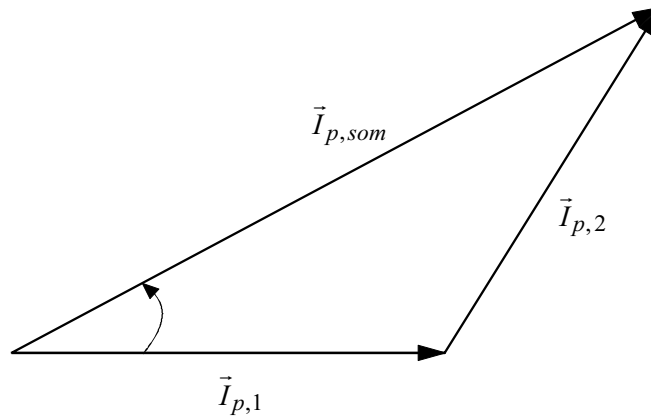


Figure 8-18 : addition vectorielle de deux courants harmoniques déphasés de même rang

On considère deux situations extrêmes.

□ les phases sont parfaitement aléatoires

Le module de la somme de deux harmoniques de rang p est en moyenne :

$$\begin{aligned} I_{p,moy}^2 &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} \left[(I_{p,1} + I_{p,2} \cos \varphi)^2 + (I_{p,2} \sin \varphi)^2 \right] d\varphi \\ &= \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} (I_{p,1}^2 + I_{p,2}^2 + 2 I_{p,1} I_{p,2} \cos \varphi) d\varphi \\ &= I_{p,1}^2 + I_{p,2}^2 \end{aligned}$$

$$I_{p,moy} = \sqrt{I_{p,1}^2 + I_{p,2}^2}$$

Par extension, pour un nombre k de charges non linéaires fournissant des harmoniques de

rang p , le module de la somme est en moyenne : $I_{p,som} = \sqrt{\sum_{i=1}^k I_{p,i}^2}$

□ **les harmoniques sont en phase** (parfaitement corrélés)

Les harmoniques s'additionnent algébriquement, on a alors :

$$I_{p, som} = \sum_{i=1}^k I_{p,i}$$

Dans la pratique, la situation est entre les deux extrêmes. La corrélation entre les phases est plus ou moins importante suivant la diversité des sources harmoniques, le couplage des transformateurs...

Ainsi, on a défini une loi empirique permettant d'estimer le module de la somme d'harmoniques de même rang, par la relation suivante :

$$I_{p, som} = \left[\sum_{i=1}^k (I_{p,i})^\beta \right]^{1/\beta}$$

avec $1 \leq \beta \leq 2$

$\beta = 1$: les harmoniques sont en phase

$\beta = 2$: les harmoniques sont parfaitement aléatoires.

On peut noter que $I_{p, som}$ décroît lorsque β croît, $\frac{\partial I_{p, som}}{\partial \beta} < 0$.

Dans les réseaux industriels, la valeur $\beta = 1,5$ est couramment utilisée.

■ influence des impédances du réseau sur la valeur des courants harmoniques

On a vu au début du paragraphe que les courants harmoniques des charges non linéaires étaient modélisés par des sources de courant indépendantes du réseau.

Dans la réalité, ce modèle est très approximatif. Les courants harmoniques sont influencés par l'impédance du réseau amont. Lorsque celle-ci croît, en général les courants harmoniques décroissent.

Des essais ont été réalisés sur une alimentation à découpage, en modifiant l'impédance de la source (voir fig. 8-19).

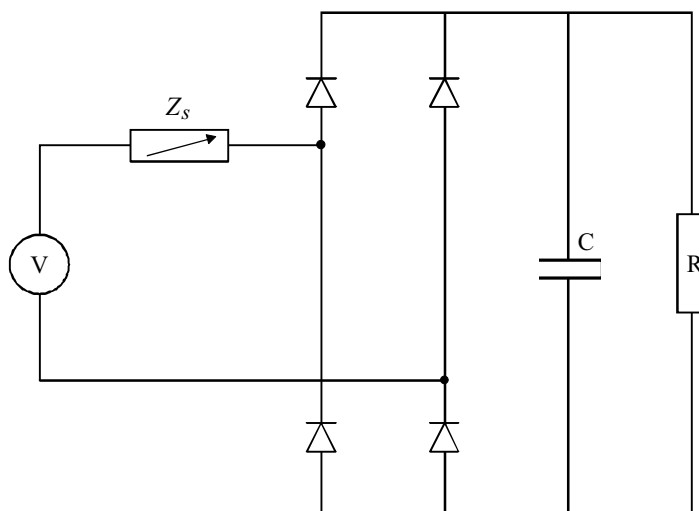


Figure 8-19 : alimentation à découpage alimentée à travers une impédance de source variable

Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau 8-10.

Z_s (%)	Facteur de puissance $F_p = \frac{P}{S}$	I_3 (%)	I_5 (%)	I_7 (%)	I_9 (%)	I_{11} (%)	I_{13} (%)	Taux de distorsion en tension
0,25	0,64	87	64	38	15	1	7	2,8
0,5	0,65	85	60	33	11	4	7	3,5
1	0,68	81	52	24	6	7	6	5,4
2	0,72	76	42	14	7	6	3	7,5
4	0,75	69	29	8	8	4	4	11,2
6	0,77	63	21	8	6	3	3	14,2
8	0,78	59	17	8	5	3	2	16,8

Tableau 8-10 : courants harmoniques d'une alimentation à découpage en fonction de l'impédance de source

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

On peut constater que les harmoniques de courant de valeurs les plus élevées (I_3, I_5, I_7) décroissent fortement lorsque l'impédance de la source croit. Ainsi, la tension harmonique n'est pas proportionnelle à l'impédance de source : $V_p \neq Z_s I_p$.

Par exemple, lorsque Z_s passe de 4 % à 1 % le taux de distorsion en tension est seulement divisé par 2.

En conclusion, lorsqu'on désire diminuer le taux de distorsion en tension en diminuant l'impédance du réseau amont, les résultats peuvent être moins bons que prévu.

■ conclusion sur les méthodes de calcul des harmoniques

Dans une étude d'harmoniques d'un réseau industriel il est difficile de connaître la valeur des harmoniques de courant des charges non linéaires, notamment en raison de l'influence de l'impédance du réseau amont.

De plus, pour un rang d'harmonique donné, l'addition des harmoniques provenant des différentes charges non linéaires est difficile à déterminer. En effet, l'estimation de la corrélation entre les phases des harmoniques permettant de définir β ne peut être que grossière. En conséquence, les calculs d'harmoniques donneront des valeurs approximatives qu'il faudra valider par des mesures. Par exemple, la mesure sur site lorsqu'elle est possible, des harmoniques de courant et tension existants sur le réseau sera très utile pour effectuer les calculs.

■ hypothèse constructeur

Les charges non linéaires modifient la forme de la tension qui les alimente. Celle-ci est plus ou moins déformée suivant l'impédance amont des charges non linéaires. Ainsi, les valeurs de puissance et facteur de puissance dépendent de l'impédance amont. C'est pourquoi, les constructeurs de charges non linéaires définissent les valeurs nominales de puissance en supposant que l'impédance amont est nulle. Cela revient à supposer que l'onde de tension n'est pas déformée, soit $\tau_V = 0$ et $v(t) = v_1(t)$.

Les expressions des valeurs de puissance sont alors simplifiées.

Considérons un courant non sinusoïdal dont le développement en série de Fourier est :

$$i(t) = \sum_{p=1}^{\infty} I_p \sqrt{2} \cos(p\omega t + \varphi_p)$$

Nous allons calculer la puissance active en considérant que $v(t) = v_1(t) = V_1 \sqrt{2} \cos \omega t$:

$$P = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} v(t) i(t) dt = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} V_1 \sqrt{2} \sum_{p=1}^{\infty} I_p \sqrt{2} \cos \omega t \cos(p\omega t + \varphi_p) dt$$

or,
$$\cos(p\omega t + \varphi_p) \cos \omega t = \frac{1}{2} \left[\cos((p+1)\omega t + \varphi_p) + \cos((p-1)\omega t + \varphi_p) \right]$$

L'intégrale de cette expression sur une période est nulle pour $p \neq 1$

et elle est égale à $\frac{1}{2} \cos \varphi_1$ pour $p = 1$.

On en déduit l'expression de P :

$$P = V_1 \sqrt{2} I_1 \sqrt{2} \times \frac{1}{2} \cos \varphi_1$$

$$P = V_1 I_1 \cos \varphi_1$$

d'où

$$P = P_1$$

Par définition, la puissance apparente monophasée est $S = V_{eff} I_{eff}$

d'où

$$S = V_1 I_{eff}$$

On en déduit l'expression du facteur de puissance et du facteur de déformation :

$$F_p = \frac{I_1}{I_{eff}} \cos \varphi_1$$

$$F_d = \frac{I_1}{I_{eff}}$$

□ **détermination des valeurs des courants harmoniques et de $\cos \varphi_1$ à partir des données constructeur**

Les constructeurs de charges non linéaires fournissent à l'utilisateur la tension composée nominale U_1 , la puissance apparente S , le facteur de puissance et le spectre de courants harmoniques en pourcentage du fondamental (les valeurs $\frac{I_p}{I_1}$ en %).

On peut alors en déduire :

$$\boxed{I_{eff} = \frac{S}{\sqrt{3} U_1}} \quad (\text{pour un récepteur triphasé})$$

or,
$$I_{eff}^2 = I_1^2 + \sum_{p=2}^{\infty} I_p^2$$

$$\frac{I_{eff}^2}{I_1^2} = 1 + \sum_{p=2}^{\infty} \frac{I_p^2}{I_1^2}$$

$$\boxed{I_1 = \frac{I_{eff}}{\sqrt{1 + \sum_{p=2}^{\infty} \frac{I_p^2}{I_1^2}}}}$$

On détermine ensuite la valeur des harmoniques de courant en ampères et,

on a
$$F_p = \frac{P}{S} = \frac{P_1}{S} \quad \text{car} \quad P = P_1$$

d'où
$$\boxed{\cos \varphi_1 = \frac{S F_p}{\sqrt{3} U_1 I_1}} \quad (\text{pour un récepteur triphasé})$$

La valeur de $\cos \varphi_1$ est importante car elle est utilisée pour le calcul de la compensation d'énergie réactive. Il ne faut surtout pas utiliser le facteur de puissance, car seule la composante fondamentale peut être compensée. La puissance réactive des harmoniques ne sera compensée que par les filtres, s'ils existent.

La puissance réactive qui peut être compensée par des condensateurs est donc :

$$\boxed{Q_1 = \sqrt{3} U_1 I_1 \sin \varphi_1} \quad (\text{pour un récepteur triphasé})$$

Remarque : la relation entre le facteur de puissance et le facteur de déformation est :

$$F_p = F_d \cos \varphi_1 .$$

Si on compense totalement la composante fondamentale ($\cos \varphi_1 = 1$), le facteur de

puissance est égal au facteur de déformation $\left(F_d = \frac{I_1}{I_{eff}} \right)$.

On ne peut donc pas obtenir un facteur de puissance égal à 1 en présence d'harmoniques.

□ exemple

Considérons un redresseur hexaphasé de 500 kVA de tension simple nominale $V_1 = 230 V$ dont le facteur de puissance est 0,80.

Son spectre de courants harmoniques est celui du tableau 8-1.

On détermine alors :

$$I_{eff} = \frac{500 \times 10^3}{3 \times 230} = 721,7 A$$

$$I_1 = \frac{721,7}{\sqrt{1 + (0,189)^2 + (0,11)^2 + (0,059)^2 + (0,048)^2 + (0,034)^2 + (0,03)^2 + (0,023)^2 + (0,021)^2 + (0,018)^2 + (0,016)^2}}$$

$$I_1 = 702,3 A$$

On en déduit les valeurs de chaque courant harmonique (voir tableau 8-11)

I_5	I_7	I_{11}	I_{13}	I_{17}	I_{19}	I_{23}	I_{25}	I_{29}	I_{31}
132,7 A	77,3 A	41,4 A	33,7 A	23,9 A	21,1 A	16,2 A	14,7 A	12,6 A	11,2 A

Tableau 8-11 : valeur des courants harmoniques

$$\cos \varphi_1 = \frac{S F_p}{3 V_1 I_1} = \frac{500 \times 10^3 \times 0,8}{3 \times 230 \times 702,3} = 0,822$$

$$Q_1 = 3 V_1 I_1 \sin \varphi_1 = 3 \times 230 \times 702,3 \times 0,569 = 277 k \text{ var}$$

$$F_d = \frac{I_1}{I_{eff}} = 0,973$$

En compensant totalement la puissance réactive du fondamental, on obtiendrait donc un facteur de puissance égal à 0,973.

8.1.5. Caractéristiques des circuits bouchon

Les réseaux industriels comportent très souvent des condensateurs de compensation d'énergie réactive. Or, l'impédance du réseau amont aux condensateurs peut en général être considérée comme une réactance pure, notamment pour les fréquences des harmoniques. En effet, les transformateurs ou le distributeur ont un rapport $\frac{R}{X}$ faible.

Ainsi, les batteries de condensateurs et l'inductance du réseau amont forment un circuit résonnant parallèle qui risque d'amplifier l'effet des harmoniques, surtout s'il existe des courants harmoniques dont la fréquence est proche de la résonance.

Considérons un réseau industriel comportant des charges non linéaires et des condensateurs connectés sur le jeu de barres principal d'un transformateur (voir fig. 8-20).

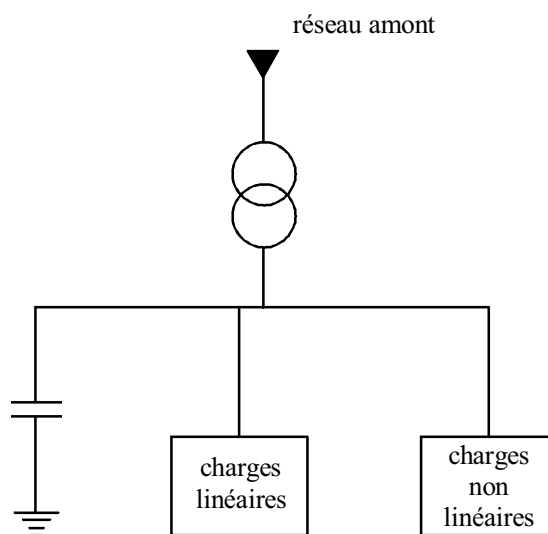
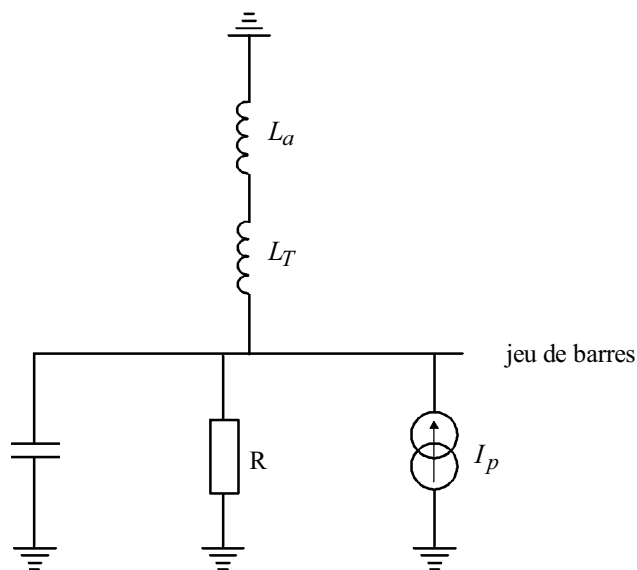


Figure 8-20 : schéma d'un réseau comportant des charges non linéaires et des condensateurs

En négligeant la puissance réactive des charges linéaires, le modèle harmonique de ce réseau est celui de la figure 8-21.



- L_a : inductance du réseau amont ramenée au niveau de tension du jeu de barres
 L_T : inductance du transformateur ramenée au niveau de tension du jeu de barres
 R : résistance correspondant à la puissance active des charges linéaires.

Figure 8-21 : modèle harmonique du réseau

On a les relations suivantes :

$$L_a \omega_0 = \frac{U_n^2}{S_{cc,a}}$$

$$L_T \omega_0 = \frac{U_n^2}{U_{cc} S_T}$$

$$R = \frac{U_n^2}{P}$$

$$Q = C \omega_0 U_n^2$$

avec :

- U_n : tension composée nominale du jeu de barres
 $S_{cc,a}$: puissance de court-circuit du réseau amont
 S_T : puissance nominale du transformateur
 U_{cc} : tension de court-circuit de transformateur
 P : puissance active des charges linéaires
 Q : puissance réactive des condensateurs de compensation
 ω_0 : pulsation du réseau, $\omega_0 = 2\pi \times 50$ à 50 Hz.

Posons $L_{cc} = L_a + L_T$, L_{cc} est l'inductance de court-circuit vue du jeu de barres.

$S_{cc} = \frac{U_n^2}{L_{cc} \omega_0}$ est la puissance de court-circuit vue du jeu de barres.

On obtient le schéma électrique simplifié de la figure 8-22 :

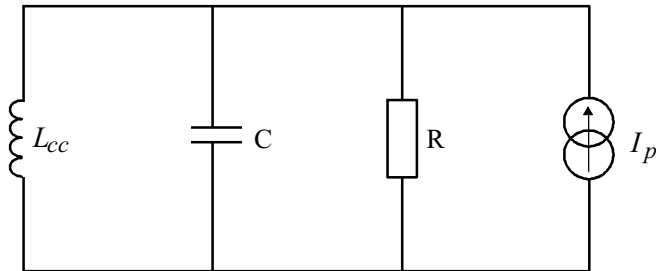


Figure 8-22 : schéma simplifié

■ **détermination de Z_{eq} , l'impédance équivalente au circuit R, L_{cc}, C parallèle**

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{R} + j C \omega + \frac{1}{j L_{cc} \omega} = \frac{1}{R} + j \left(C \omega - \frac{1}{L_{cc} \omega} \right)$$

Soit ω_r la pulsation de résonance,

$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{L_{cc} C}}$$

Lorsque ω est petit ($\omega \ll \omega_r$), $Z_{eq} \cong L_{cc} \omega$.

Lorsque $\omega = \omega_r$, $Z_{eq} \cong R$.

Lorsque ω est grand ($\omega \gg \omega_r$), $Z_{eq} \cong \frac{1}{C \omega}$.

La figure 8-23 illustre les variations de Z_{eq} en fonction de ω .

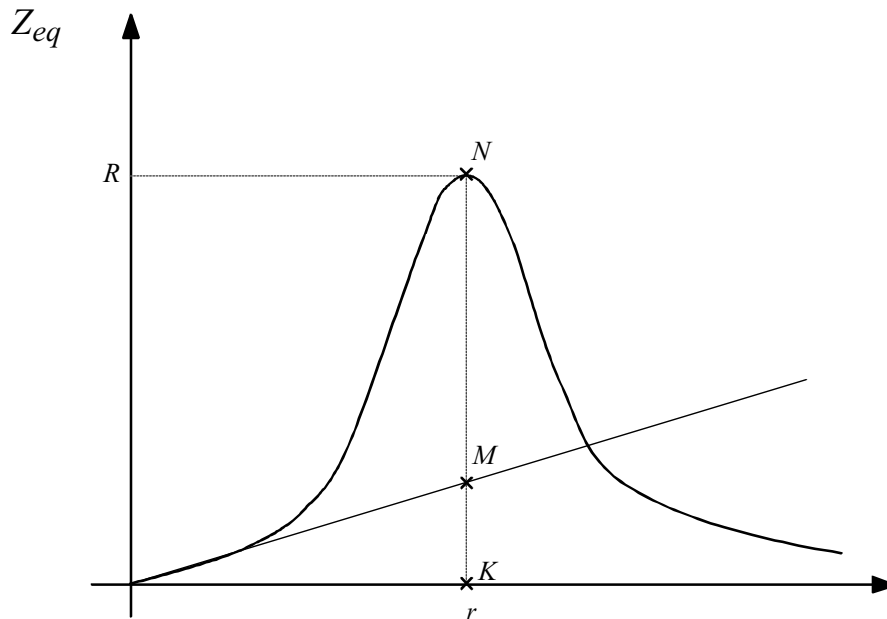


Figure 8-23 : variation de Z_{eq} en fonction de la pulsation ω

■ définition du facteur d'amplification F_A

F_A est le rapport entre l'impédance du réseau avec condensateurs et sans condensateurs, à la pulsation de résonance.

$$F_A = \frac{KN}{KM} \quad (\text{voir fig. 8-22})$$

soit
$$F_A = \frac{R}{L_{cc} \omega_r}$$

d'où

$$F_A = R \sqrt{\frac{C}{L_{cc}}}$$

or
$$Q = C \omega_0 U_n^2 \quad \text{et} \quad L_{cc} \omega_0 = \frac{U_n^2}{S_{cc}}$$

d'où

$$F_A = \frac{\sqrt{Q S_{cc}}}{P}$$

■ définition du rang de la résonance p_r

Le rang de la résonance p_r est le rapport entre la pulsation de résonance et la pulsation du réseau :

$$p_r = \frac{\omega_r}{\omega_0}$$

or
$$\omega_r = \frac{1}{\sqrt{L_{cc} C}}$$

d'où
$$p_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

■ détermination du comportement du réseau en présence d'un courant harmonique dont le rang est égal à p_r

Pour
$$\omega = \omega_r, Z_{eq} = R$$

d'où
$$V_r = R I_r$$

$$V_r = F_A L_{cc} \omega_r I_r$$

V_r : tension harmonique de rang r apparaissant sur le jeu de barres.

La tension harmonique V_r sur le jeu de barres est donc multipliée par F_A par rapport au cas où il n'y a pas de condensateurs ($V_r = L_{cc} \omega_r I_r$).

Soit $I_{C,r}$ le courant harmonique de rang r circulant dans les condensateurs,

$$I_{C,r} = C \omega_r V_r = C \frac{1}{\sqrt{L_{cc} C}} R I_r$$

$$I_{C,r} = F_A I_r$$

Soit $I_{L,r}$ le courant harmonique de rang r circulant dans le réseau amont,

$$I_{L,r} = \frac{V_r}{L_{cc} \omega_r} = \frac{\sqrt{L_{cc} C}}{L_{cc}} R I_r$$

$$I_{L,r} = F_A I_r$$

Les courants et la tension à la résonance sont donc ceux indiqués sur la figure 8-24.

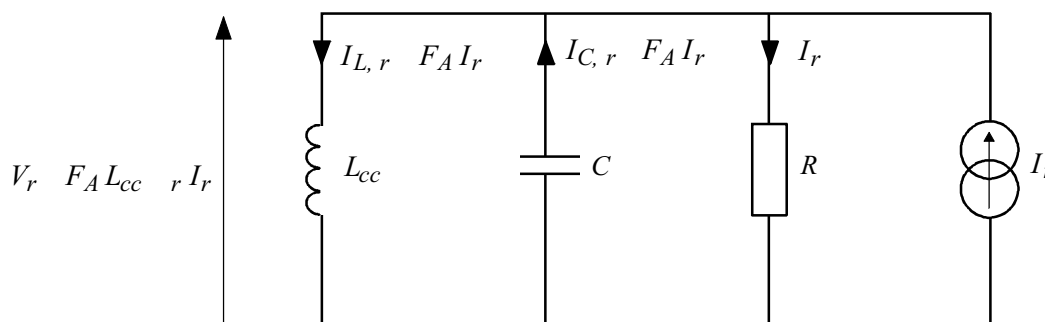


Figure 8-24 : courants et tension apparaissant à la résonance

Nous allons voir dans les paragraphes suivants que F_A peut être très élevé dans les réseaux industriels (en général de 2 à 5 et pouvant aller jusqu'à 20).

On voit donc apparaître dans les condensateurs et le réseau amont un courant harmonique amplifié d'un facteur F_A .

La tension harmonique créée sur le jeu de barres est amplifiée d'un facteur F_A par rapport au cas où il n'y aurait pas de condensateurs. Ceux-ci risquent donc de provoquer de gros problèmes lorsqu'il existe des charges non linéaires importantes sur le réseau.

■ exemple

On considère un transformateur de puissance $S_T = 1250 \text{ kVA}$, $U_{cc} = 5,5\%$ de tensions 20 kV / 400 V alimentant :

- jour et nuit un pont redresseur hexaphasé (pont de Graëtz) de puissance $S_G = 500 \text{ kVA}$ et de facteur de puissance $F_{p,G} = 0,8$.
- une charge linéaire de puissance $S_{lj} = 600 \text{ kVA}$ en période de jour et $S_{ln} = 100 \text{ kVA}$ en période de nuit, dont le facteur de puissance est $F_{p,\ell} = 0,9$.

La puissance de court-circuit du réseau amont au transformateur est $S_a = 130 \text{ MVA}$.

On désire compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale en période de jour afin d'obtenir $\text{tg } \varphi_1 = 0,4$, avec $\text{tg } \varphi_1 = \frac{P_1}{Q_1}$.

P_1 : puissance active de la composante fondamentale

Q_1 : puissance réactive de la composante fondamentale.

□ détermination de la puissance réactive des condensateurs qu'il faut installer

En utilisant l'hypothèse constructeur (voir § 8.1.5), on détermine les grandeurs de la composante fondamentale pour le pont redresseur :

$$P_{1,G} = P_G = F_{p,G} \times S_G = 0,8 \times 500 = 400 \text{ kW}$$

D'après l'exemple du paragraphe 8.1.5, $Q_{1,G} = 277 \text{ k var}$.

La charge linéaire en période de jour est $S_{\ell j} = 600 \text{ kVA}$ avec $F_{p,\ell} = 0,9$.

Pour une charge linéaire on déduit facilement les puissances active et réactive :

$$P_{\ell j} = S_{\ell j} F_{p,\ell} = 540 \text{ kW}$$

$$Q_{\ell j} = \sqrt{S_{\ell j}^2 - P_{\ell j}^2} = 262 \text{ k var}$$

On peut ainsi déterminer le $\text{tg } \varphi_1$ de l'installation :

$$\text{tg } \varphi_1 = \frac{Q_{1,G} + Q_{\ell j}}{P_{1,G} + P_{\ell j}} = \frac{277 + 262}{400 + 540} = 0,57$$

Pour compenser l'énergie réactive de la composante fondamentale, il faut donc une batterie de condensateurs de puissance :

$$Q = (P_{1,G} + P_{\ell j}) (\text{tg } \varphi_1 - 0,4) = 940 \times 0,17 = 159,8 \text{ k var}$$

On décide donc d'installer une batterie de condensateurs de puissance normalisée $Q_C = 160 \text{ k var}$.

□ **détermination des tensions harmoniques et du taux de distorsion en l'absence de condensateurs**

Calculons l'impédance équivalente du transformateur et du réseau amont.

On fait l'approximation que le transformateur et le réseau amont sont des réactances pures (voir § 4.2.1.4 - Guide des protections).

$$X_a = \frac{U_n^2}{S_a} \quad \text{et} \quad X_T = \frac{U_n^2}{S_T} \times U_{cc}$$

d'où
$$X_{cc} = U_n^2 \left(\frac{U_{cc}}{S_T} + \frac{1}{S_a} \right) = (400)^2 \left(\frac{0,055}{1250 \times 10^3} + \frac{1}{130 \times 10^6} \right) = 8,27 \text{ m}\Omega$$

X_a, X_T : sont respectivement les réactances du réseau amont et du transformateur

X_{cc} : est la réactance équivalente du transformateur et du réseau amont (impédance de court-circuit).

On peut ainsi déterminer les harmoniques de tension (voir tableau 8-12) et le taux de distorsion.

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
I_p (%)	18,9	11,0	5,9	4,8	3,4	3	2,3	2,1	1,8	1,6
I_p (A)	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
$V_p = pX_{cc} I_p$ (V)	5,49	4,47	3,77	3,62	3,36	3,32	3,08	3,04	3,02	2,87
$\frac{V_p}{V_1}$ (%)	2,39	1,95	1,64	1,58	1,46	1,44	1,34	1,32	1,31	1,25

Tableau 8-12 : tensions harmoniques en l'absence de condensateurs

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 5,07 \%$$

Il est acceptable pour le fonctionnement du pont redresseur et le reste de l'installation électrique (voir § 8.2).

□ **détermination des tensions harmoniques et du taux de distorsion, en période de jour lorsque la batterie de condensateurs est en service**

Calculons le rang de la résonance :

$$p_r = \sqrt{\frac{S_{cc}}{Q}}$$

avec $S_{cc} = \frac{U_n^2}{X_{cc}} = 19,35 \text{ MVA}$

$$Q = 160 \text{ kVAR}$$

d'où

$$p_r = 11,00$$

Le rang de la résonance est égal à un rang d'harmonique de courant du pont redresseur dont la valeur est élevée.

Calculons le facteur d'amplification :

$$F_A = \frac{\sqrt{Q S_{cc}}}{P}$$

P est la puissance active des charges linéaires, on a donc $P = P_{\ell j} = 540 \text{ kW}$

d'où

$$F_A = 3,26$$

Calculons l'impédance équivalente Z_{eq} :

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{R_{\ell j}} + j \left(p C \omega_0 - \frac{1}{p L_{cc} \omega_0} \right)$$

$$|Z_{eq}| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R_{\ell j}^2} + \left(p C \omega_0 - \frac{1}{p L_{cc} \omega_0} \right)^2}}$$

avec $R_{\ell j} = \frac{U_n^2}{P_{\ell j}} = 296,3 \text{ m}\Omega$

$$C \omega_0 = \frac{Q}{U_n^2} = 1,00$$

$$L_{cc} \omega_0 = X_{cc} = 8,27 \text{ m}\Omega$$

La figure 8-25 représente la courbe du spectre d'impédance $Z_{eq}(\omega)$.

On peut ainsi déterminer les harmoniques de tension (voir tableau 8-13)

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
$ Z_{eq} (m\Omega)$	51,3	92,5	296,3	199,7	95,7	76,5	55,4	48,9	39,9	36,6
$V_p = Z_{eq} I_p (V)$	6,81	7,15	12,27	6,73	2,29	1,61	0,90	0,72	0,50	0,41
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	2,96	3,11	5,33	2,93	0,99	0,70	0,39	0,31	0,22	0,18
$I_{C,p} (A)$	34,1	50,1	135	87,5	38,9	30,6	20,7	18,0	14,5	12,7

Tableau 8-13 : tensions harmoniques en période de jour avec les condensateurs

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 7,5\%$$

La valeur des courants harmoniques dans la batterie de condensateurs est :

$$I_{C,p} = pC\omega_0 V_p \text{ (voir tableau 8-14).}$$

Le courant efficace dans la batterie de condensateurs est donc :

$$I_{C,eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_{C,p}^2}$$

$I_{C,1}$ est la composante fondamentale de courant dans les condensateurs, c'est-à-dire le courant nominal, on a donc $I_{C,1} = I_{C,n} = C\omega_0 V_n = 230 A$.

d'où $I_{C,eff} = 293,0 A$

et

$$\frac{I_{C,eff}}{I_{C,n}} = 1,27$$

On calcule ensuite $V_{eff} = 230,64$.

On voit que malgré des harmoniques de courant de valeur élevée, la valeur efficace de la tension reste quasiment identique à la valeur nominale. Cela justifie l'hypothèse constructeur :

$$U_{eff} = U_1 .$$

La valeur du courant efficace dans la batterie de condensateurs est proche de la valeur limite $1,3 I_{C,n}$, il y a donc un risque de surchauffe des condensateurs.

Le taux de distorsion en tension est à la limite de l'acceptable, certains récepteurs risquent d'être perturbés (voir § 8.2). Le pont redresseur doit pouvoir fonctionner normalement (voir § 8.2).

□ détermination des tensions harmoniques et du taux de distorsion en période de nuit lorsque la batterie de condensateurs est en service

Calculons le facteur d'amplification :

$$F_A = \frac{\sqrt{Q S_{cc}}}{P}$$

P est la puissance active des charges linéaires en période de nuit, on a donc $P = P_{\ell n} = S_{\ell n} \times 0,9 = 90 \text{ kW}$

d'où
$$F_A = \frac{\sqrt{160 \times 19\,350}}{90}$$

$F_A = 19,6$

$$Z_{eq} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R_{\ell n}^2} + \left(pC\omega_0 - \frac{1}{pL_{cc}\omega_0} \right)^2}}$$

avec
$$R_{\ell n} = \frac{U_n^2}{P_{\ell n}} = 1\,778 \text{ m}\Omega$$

$$C\omega_0 = \frac{Q}{U_n^2} = 1,00$$

$$L_{cc}\omega_0 = X_{cc} = 8,27 \text{ m}\Omega$$

La figure 8-25 représente la courbe du spectre d'impédance $Z_{eq}(\omega)$.

On peut ainsi déterminer les harmoniques de tension (voir tableau 8-14)

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
$ Z_{eq} (m\Omega)$	52,1	97,2	1778	267,3	101,1	79,1	56,3	49,6	40,3	36,9
$V_p = Z_{eq} I_p (V)$	6,91	7,51	73,61	9,01	2,41	1,67	0,91	0,73	0,51	0,41
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	3,01	3,27	32,0	3,92	1,05	0,73	0,40	0,32	0,22	0,18
$I_{C,p} (A)$	34,6	52,6	809,7	117,1	41,0	31,7	20,9	18,3	14,8	12,7

Tableau 8-14 : tensions harmoniques en période de nuit avec les condensateurs

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 32,6\%$$

Il n'est pas acceptable pour la majorité des récepteurs, ceux-ci ne fonctionneront donc pas correctement et risquent d'être détériorés (voir § 8.2). Le pont redresseur hexaphasé sera lui-même perturbé, le taux de distorsion étant largement supérieur au seuil admissible (voir § 8.2).

La valeur des courants harmoniques dans la batterie de condensateurs est :

$$I_{C,p} = pC\omega_0 V_p \text{ (voir tableau 8-15).}$$

Le courant efficace dans la batterie de condensateurs est donc :

$$I_{C,eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_{C,p}^2}$$

$I_{C,1}$ est la composante fondamentale de courant dans les condensateurs, c'est-à-dire le courant nominal, on a donc $I_{C,1} = I_{C,n} = C\omega_0 V_n = 230 A$.

d'où $I_{C,eff} = 854,4 A$

et

$$\frac{I_{C,eff}}{I_{C,n}} = 3,71$$

Le courant efficace dans la batterie de condensateurs est très supérieur à la valeur maximale admissible, la protection va donc déclencher la batterie.

On calcule ensuite la tension efficace : $V_{eff} = 242 V$.

Elle est 5 % supérieure à la tension nominale et donc admissible par les condensateurs.

□ conclusion

L'installation de condensateurs de compensation d'énergie réactive augmente le taux de distorsion en tension, surtout s'il existe des harmoniques de courant dont le rang est proche de la résonance. Lorsque la consommation des charges linéaires diminue, le taux de distorsion en tension augmente, les perturbations sont donc plus importantes.

En présence de charges non linéaires importantes, l'installation de condensateurs doit être accompagnée d'une étude d'harmoniques. Celle-ci permettra de déterminer les matériels à mettre en place afin de pallier ce problème (voir § 8.4).

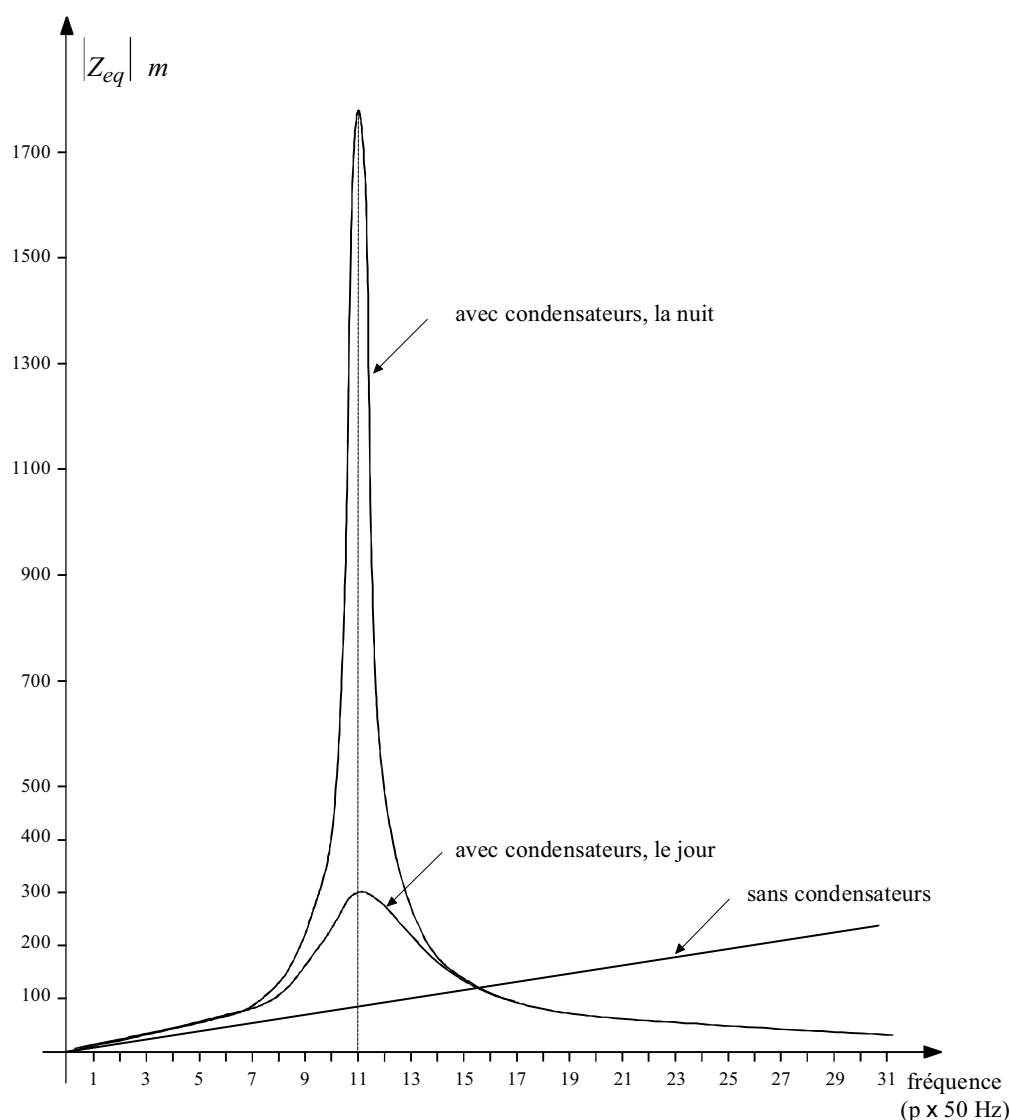


Figure 8-25 : allure des différents spectres d'impédance

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

8.2. Effets des harmoniques sur l'appareillage électrique et règles d'utilisation

L'effet des harmoniques sur l'appareillage électrique peut être un dysfonctionnement, un échauffement excessif ou des vibrations mécaniques pouvant entraîner sa destruction.

■ les condensateurs

Les condensateurs doivent être conformes à la norme CEI 871-1 en HTA et à la norme CEI 831-1 en BT, celles-ci imposent aux condensateurs :

- d'admettre en permanence 1,3 fois le courant nominal, ce qui correspond à un taux de

distorsion en courant $\tau_I = 83\%$. En effet,
$$\tau_I^2 = \frac{\sum_{p=2}^{\infty} I_p^2}{I_1^2} = \frac{-I_1^2 + \sum_{p=1}^{\infty} I_p^2}{I_1^2} = -1 + \frac{I_{eff}^2}{I_1^2}$$

I_1 : courant nominal de la batterie

d'où
$$\tau_I = \sqrt{(1,3)^2 - 1} = 0,83$$

- d'admettre 1,1 fois la tension nominale 12 h / jour en HTA et 8 h / jour en BT, ce qui autorise une tension d'utilisation 10 % supérieure à la tension nominale.

□ règle d'utilisation

Ces deux contraintes ne sont pas cumulables, il faut donc respecter la condition suivante :

$$3 I_{eff} V_{eff} \leq 1,3 Q_n$$

Q_n : puissance nominale de la batterie.

Lorsque cette condition n'est pas remplie on peut mettre en oeuvre les moyens nécessaires à la limitation des harmoniques (voir § 8.4) ou installer, si cela est suffisant, des condensateurs surisolés (classe H) qui admettent en permanence 1,5 fois le courant nominal, ce qui correspond à un taux de distorsion en courant $\tau_I = 112\%$.

□ **exemple**

Une batterie de condensateurs de gamme standard 200 k var, 400 V est alimentée par un jeu de barres dont les caractéristiques de tension sont les suivantes :

- la tension en période de jour est $V_{1j} = \frac{400 V}{\sqrt{3}}$
- la tension en période de nuit est $V_{1n} = \frac{420 V}{\sqrt{3}}$
- les tensions harmoniques mesurées le jour et la nuit sont identiques

$$\frac{V_5}{V_1} = 3\%, \quad \frac{V_7}{V_1} = 5\%, \quad \frac{V_{11}}{V_1} = 7\% \quad \text{et} \quad \frac{V_{13}}{V_1} = 4\% .$$

• **calcul de la valeur efficace du courant dans les condensateurs en période de jour**

Pour la composante fondamentale (à 50 Hz) :

$$I_1 = C \omega_0 V_{1j}$$

avec $V_{1j} = V_n$: tension nominal de la batterie de condensateurs
 $I_1 = I_n$: courant nominal de la batterie de condensateurs
 $\omega_0 = 2 \pi \times 50$: pulsation de la fréquence du réseau.

Pour les harmoniques :

$$I_p = p C \omega_0 V_p$$

d'où
$$\frac{I_p}{I_1} = p \frac{V_p}{V_{1j}}$$

$$I_p^2 = I_1^2 p^2 \left(\frac{V_p}{V_{1j}} \right)^2$$

$$I_{eff}^2 = I_1^2 + \sum_{p=2}^{\infty} I_1^2 p^2 \left(\frac{V_p}{V_{1j}} \right)^2 = I_1^2 \left(1 + (0,03)^2 \times 5^2 + (0,05)^2 \times 7^2 + (0,07)^2 \times 11^2 + (0,04)^2 \times 13^2 \right)$$

$$I_{eff} = 1,42 I_1$$

d'où

$$I_{eff} = 1,42 I_n$$

Les condensateurs vont chauffer excessivement et être détériorés prématurément.

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
 The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

- calcul de la valeur efficace du courant dans les condensateurs en période de nuit

Pour la composante fondamentale (à 50 Hz) :

$$I_1 = C \omega_0 V_{1t} = C \omega_0 V_n \left(\frac{V_{1t}}{V_n} \right) = C \omega_0 V_n \left(\frac{420}{400} \right)$$

d'où

$$I_1 = 1,05 I_n$$

Pour les harmoniques :

$$I_p = pC \omega_0 V_p$$

d'où

$$\frac{I_p}{I_1} = p \frac{V_p}{V_{1t}}$$

$$I_p^2 = I_1^2 p^2 \left(\frac{V_p}{V_{1t}} \right)^2$$

$$I_{eff}^2 = I_1^2 + \sum_{p=2}^{\infty} I_1^2 p^2 \left(\frac{V_p}{V_{1t}} \right)^2$$

$$I_{eff} = 1,42 I_1 = 1,42 \times 1,05 I_n$$

d'où

$$I_{eff} = 1,49 I_n$$

La valeur efficace du courant est plus élevée la nuit car la tension est plus forte, les condensateurs chaufferont d'autant plus.

■ les transformateurs

En présence de courants harmoniques, le transformateur subit des pertes supplémentaires et son circuit magnétique peut être perturbé. De plus, il a tendance à faire du bruit en raison des vibrations générées par les harmoniques.

□ pertes Joule

Elles sont proportionnelles au carré de la valeur efficace du courant : $\text{perte} = R I_{eff}^2$.

Les courants harmoniques augmentent donc les pertes Joule.

□ pertes fer

Elles sont constituées des pertes par courant de Foucault et des pertes par hystérésis de l'induction magnétique.

Les pertes par courant de Foucault sont proportionnelles au carré de la fréquence tandis que les pertes par hystérésis sont proportionnelles à la fréquence. Les harmoniques de courant de fréquence élevée vont donc provoquer des pertes fer importantes.

□ perturbation du circuit magnétique

Les courants harmoniques provoquent des flux supplémentaires proportionnels à l'impédance amont qui se superposent au flux fondamental.

Ces flux augmentent la valeur crête du flux. Le coude de saturation peut alors être atteint et ainsi provoquer une augmentation des pertes fer et du courant magnétisant. De plus, le transformateur peut devenir générateur d'harmoniques.

□ formule de déclassement des transformateurs et règles d'utilisation

Pour tenir compte des échauffements supplémentaires, le transformateur doit être déclassé. La formule de déclassement usuelle est :

$$k = \frac{1}{\sqrt{1 + 0,1 \sum_{p=2}^{\infty} \left(\frac{I_p}{I_1} \right)^2 p^{1,6}}}$$

p : rang de l'harmonique

I_1 : courant nominal du transformateur.

Un transformateur de puissance nominal S_n ne pourra alors alimenter qu'une charge de puissance $k \times S_n$.

Une autre solution consiste, après accord avec le constructeur, à construire un transformateur spécialement adapté à l'alimentation d'un générateur d'harmoniques.

□ exemple 1

On désire alimenter un pont redresseur hexaphasé de 800 kVA par un transformateur. D'après le tableau 8-1, le facteur de déclassement est :

$$\frac{1}{k^2} = 1 + 0,1 \times \left[(0,189)^2 \times 5^{1,6} + (0,11)^2 \times 7^{1,6} + (0,059)^2 \times 11^{1,6} + (0,048)^2 \times 13^{1,6} + (0,034)^2 \times 17^{1,6} \right. \\ \left. + (0,03)^2 \times 19^{1,6} + (0,023)^2 \times 23^{1,6} + (0,021)^2 \times 25^{1,6} + (0,018)^2 \times 29^{1,6} + (0,016)^2 \times 31^{1,6} \right]$$

d'où $k = 0,931$

Ce pont redresseur devra donc être alimenté par un transformateur de puissance au moins égale à 859 kVA.

□ exemple 2

On désire alimenter 250 kVA de charge de type alimentation à découpage par un transformateur.

D'après l'hypothèse forte du tableau 8-2, le facteur de déclassement est :

$$\frac{1}{k^2} = 1 + 0,1 \left[(1,3)^2 \times 3^{1,6} + (0,7)^2 \times 5^{1,6} + (0,5)^2 \times 7^{1,6} + (0,3)^2 \times 9^{1,6} + (0,1)^2 \times 11^{1,6} \right]$$

d'où $k = 0,532$

Il faudra donc installer un transformateur de puissance au moins égale à 470 kVA.

■ les moteurs

En présence de tensions harmoniques, les moteurs subissent des pertes supplémentaires et des couples pulsatoires.

□ pertes Joule

Elles sont proportionnelles au carré de la valeur efficace du courant : $\text{perte} = R I_{eff}^2$.

Les courants harmoniques générés par les tensions harmoniques de la source augmentent donc les pertes Joule.

□ pertes fer

Elles sont constituées des pertes par courant de Foucault et des pertes par hystérésis de l'induction magnétique.

Les pertes par courant de Foucault sont proportionnelles au carré de la fréquence tandis que les pertes par hystérésis sont proportionnelles à la fréquence. Les harmoniques de tension de fréquence élevée vont donc provoquer des pertes fer importantes.

□ couples pulsatoires moteurs ou résistants

Les tensions harmoniques créent des courants harmoniques. Ceux-ci créent des champs tournant à des vitesses différentes du 50 Hz qui provoquent des couples moteurs ou résistants à des fréquences différentes du 50 Hz. Il s'ensuit des vibrations pouvant entraîner des problèmes mécaniques et des bruits anormaux. Le rotor subit des pertes Joule supplémentaires et le rendement mécanique du moteur baisse.

□ règle d'utilisation

La norme CEI 34-1 impose aux moteurs à courant alternatif de pouvoir fonctionner sous une tension d'alimentation dont le facteur harmonique de tension (HVF) vérifie la relation suivante :

$$HVF \leq 2 \%$$

Le HVF est calculé à partir de la formule suivante :

$$HVF = \sqrt{\sum_{p=2}^{\infty} \left(\frac{V_p}{V_1} \right)^2} \frac{1}{p}$$

La norme précise qu'en général, il suffit de considérer les harmoniques de rang ≤ 13 .

□ exemple

En reprenant l'exemple du paragraphe 8.6.1 :

- **sans condensateurs**

En utilisant le tableau 8-12, on détermine $HVF = 1,62\%$ (alors que $\tau_V = 5,07\%$). Cette valeur est acceptable pour de moteurs respectant la norme CEI 34-1.

- **avec condensateurs en période de jour**

En utilisant le tableau 8-13, on détermine $HVF = 2,50\%$. Cette valeur supérieure est à celle autorisée par la norme. L'installation de moteurs devra donc faire l'objet de calculs spécifiques ou d'essais par le constructeur afin de vérifier la tenue thermique des moteurs ou éventuellement déclasser ceux-ci.

- **avec condensateurs en période de nuit**

En utilisant le tableau 8-14, on détermine $HVF = 9,89\%$. Cette valeur est très supérieure à la valeur définie par la norme CEI 34-1. La forte résonance sur l'harmonique 11 provoque donc des harmoniques de tension intolérables pour les moteurs.

■ les alternateurs

Lorsqu'un alternateur alimente des charges non linéaires, les courants harmoniques provoquent des pertes supplémentaires et des couples pulsatoires dans l'alternateur.

□ pertes fer

Elles sont constituées des pertes par courant de Foucault et des pertes par hystérésis de l'induction magnétique.

Les pertes par courant de Foucault sont proportionnelles au carré de la fréquence tandis que les pertes par hystérésis sont proportionnelles à la fréquence. Les harmoniques de courant de fréquence élevée vont donc provoquer des pertes fer importantes.

□ couples pulsatoires moteurs ou résistants

Les courants harmoniques créent des champs tournant à des vitesses différentes du 50 Hz qui provoquent des couples moteurs ou résistants à des fréquences différentes du 50 Hz. Il s'ensuit des vibrations pouvant entraîner des problèmes mécaniques et des bruits anormaux. Le rotor subit des pertes Joule supplémentaires et le rendement électrique de l'alternateur baisse.

□ règles d'utilisation

Lorsque l'alternateur alimente moins de 20 % de charges non linéaires, il n'y a en général pas de problème. De 20 à 30 %, certains constructeurs annoncent 10 % de déclassement. Au delà il faut consulter le constructeur avec le spectre de courants harmoniques afin qu'il fournisse un coefficient de déclassement. Par exemple, pour alimenter des ASI (Alimentation Sans Interruption), les constructeurs recommandent de choisir un alternateur dont la puissance est 1,5 à 1,9 fois celle des ASI.

■ échauffement du conducteur de neutre

Les courants harmoniques 3 et multiples de 3 sont en phase (voir § 8.1.5) et circulent dans le conducteur de neutre lorsque celui-ci existe et que le couplage du transformateur le permet (c'est le cas du transformateur triangle-étoile qui est le plus courant).

La valeur efficace du courant qui circule dans le conducteur de neutre est :

$$I_{neutre} = 3 \sqrt{\sum_{k=1}^{\infty} I_{\frac{2}{3}k}^2}$$

Elle peut être supérieure à la valeur du courant dans les phases, il faut alors surdimensionner le conducteur de neutre.

□ règle d'utilisation

La section du conducteur de neutre doit être suffisante pour le passage des courants harmoniques 3 et multiples de 3.

□ exemple 1

Considérons une charge d'éclairage dont le spectre de courant est celui du tableau 8-15.

I_1	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}	I_{13}	I_{15}
100 %	35 %	27 %	10 %	2,5 %	3,5 %	1,5 %	1,5 %

Tableau 8-15 : spectre de courants de la charge d'éclairage

On déduit :

$$I_{eff} = 1,10 I_1$$

$$I_{neutre} = 3 I_1 \sqrt{(0,35)^2 + (0,025)^2} = 1,05 I_1$$

La valeur du courant dans le neutre est à peu près égale à la valeur du courant dans une phase, on pourra prendre des sections de câble équivalentes.

□ exemple 2

Considérons des charges de type informatique dont le spectre est celui du tableau 8-16.

I_1	I_3	I_5	I_7	I_9	I_{11}
100 %	65 %	35 %	25 %	15 %	5 %

Tableau 8-16 : spectre de courants de charges de type informatique

On déduit :

$$I_{eff} = 1,28 I_1$$

$$I_{neutre} = 3 I_1 \sqrt{(0,65)^2 + (0,15)^2} = 2,00 I_1$$

et

$$\frac{I_{neutre}}{I_{eff}} = 1,56$$

La valeur du courant circulant dans le conducteur de neutre est très supérieure à la valeur du courant circulant dans une phase, il faudra donc choisir la protection (disjoncteur avec protection sur les 4 pôles) et la section du neutre en conséquence.

■ perturbations électromagnétiques en schéma TNC

Les courants harmoniques 3 et multiples de 3 circulent dans le conducteur de neutre. En schéma TNC, celui-ci est confondu avec le conducteur de protection.

Or, le conducteur de protection interconnecte toutes les masses, y compris les structures du bâtiment. Les courants harmoniques 3 et multiples de 3 vont donc circuler dans ces circuits et provoquer des variations de potentiel.

Ce phénomène peut provoquer des problèmes tels que :

- corrosion de pièces métalliques
- surintensité dans une liaison de télécommunication reliant les masses de deux récepteurs (par exemple, imprimante et micro-ordinateur)
- rayonnement électromagnétique perturbant les écrans des micro-ordinateurs.

En présence d'harmoniques 3 ou multiples de 3, il faut donc éviter le schéma TNC.

■ les onduleurs

Le niveau de perturbation des onduleurs dépend de la technique de création de la sinusoïde de tension, MLI ou non MLI.

□ onduleurs non MLI

Le courant de sortie des onduleurs non MLI est limité à sa valeur nominale, la valeur instantanée du courant est donc écrêtée à $\sqrt{2} I_n$.

Les constructeurs donnent un facteur de déclassement en fonction du facteur de crête $F_c = \frac{\hat{I}}{I_n}$.

Le facteur de déclassement est :

$$d = \frac{\sqrt{2}}{F_c}$$

□ onduleurs MLI

Le courant de sortie des onduleurs MLI de Merlin Gerin est limité à 2,35 fois la valeur efficace du courant nominal, la valeur instantanée du courant est donc écrêtée à $2,35 I_n$.

- si $\hat{I} \leq 2,35 I_n$ il n'y a pas de déclassement
- si $\hat{I} > 2,35 I_n$ le déclassement est donné par la formule suivante :

$$d = \frac{2,35 I_n}{\hat{I}}$$

d'où

$$d = \frac{2,35}{F_c}$$

□ exemple

Le tableau 8-17a donne le déclassement des onduleurs alimentant des charges de type informatique.

Type de charge	IBM 4381	IBM AS400	IBM PCXT	site IBM *
Facteur de crête	2,14	2,53	5,54	2,21
Déclassement pour non MLI	0,66	0,56	0,26	0,64
Déclassement pour MLI	/	0,93	0,42	/

Tableau 8-17a : déclassement des onduleurs alimentant des charges de type informatique

* Exemple de site IBM avec un grand nombre de terminaux.

■ les convertisseurs à semi-conducteurs

La norme CEI 146-1-1, § 2.5.4.1 donne les limites de fonctionnement sans perte de performance des convertisseurs. Elles sont données en fonction de la classe d'immunité de l'appareil (voir tableau 8-17b) :

- classe A : les limites sont valables pour les convertisseurs destinés à des réseaux très perturbés.
- classe B : les limites sont valables pour des convertisseurs prévus pour un réseau moyen.
- classe C : les limites sont valables pour des convertisseurs prévus pour un réseau faiblement perturbé.

Si la classe d'immunité n'est pas spécifiée, la classe B est supposée s'appliquer.

	Classe d'immunité		
	A	B	C
Harmoniques individuels pairs (%)	2	2	1
Harmoniques individuels impairs (%)	12,5	5	2,5
Taux global de distorsion (%)	25	10	5

Tableau 8-17b : limites de fonctionnement sans perte de performance des convertisseurs

□ cas particulier des alimentations sans interruption

La norme CEI 146-4, § 5.1 donne les limites de fonctionnement garanti des ASI :

- taux de distorsion en tension inférieur à 10 %
- composantes harmoniques de tension inférieures à la courbe de la figure 8-26.

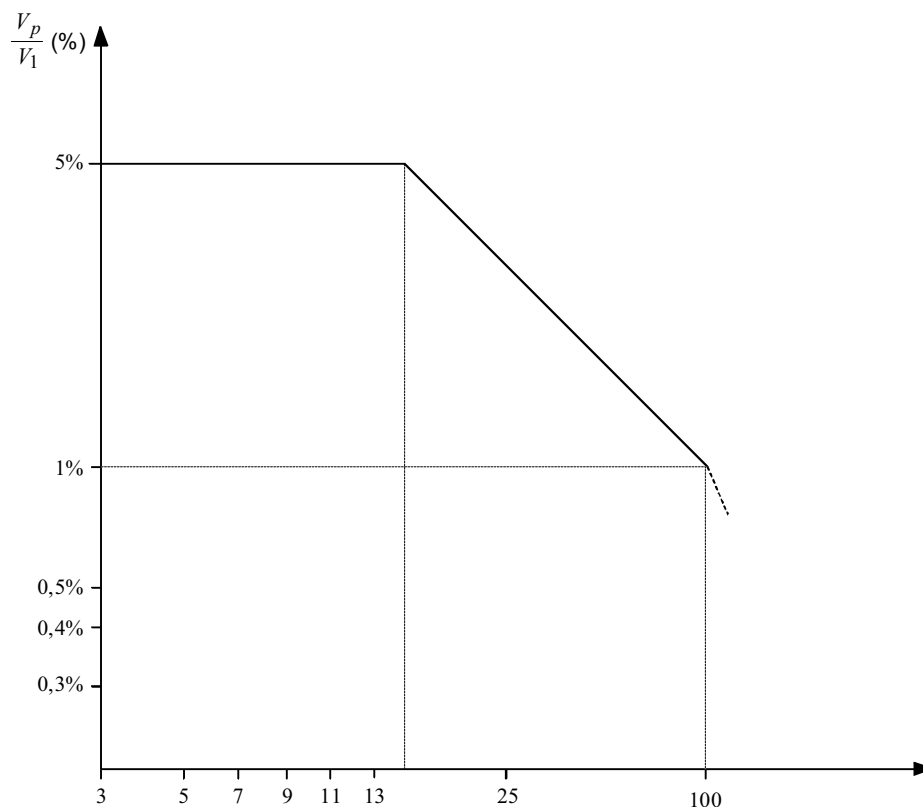


Figure 8-26 : composante harmonique maximale autorisée de la tension alternative d'entrée d'une ASI

■ les contrôleurs permanents d'isolement (CPI)

Ils établissent une tension continue ou basse fréquence entre le neutre et le conducteur de protection (ou une phase si le neutre n'est pas accessible) et mesurent le courant.

Les CPI à tension continue ne sont pas perturbés par les harmoniques puisqu'ils mesurent un courant continu bien filtré.

Par contre, les CPI d'ancienne génération (avant 1993) de type XM100 sont perturbés. En effet, ils injectent une tension à 10 Hz et filtrent le 50 Hz mais sont de nouveau passant à partir de l'harmonique 3 compris. Ainsi, les courants harmoniques 3 et multiples de 3 ou les courants harmoniques non équilibrés des charges monophasées qui circulent dans le neutre peuvent être visibles par le CPI et provoquer des alarmes intempestives.

Pour les installations avec des tores de mesure sur les départs pour localiser les défauts, les courants harmoniques circulant dans le neutre perturbent le système de localisation du défaut.

Il n'y a pas de valeur limite du taux de distorsion admissible par ces CPI car la perturbation dépend surtout des caractéristiques du réseau et des récepteurs.

Les CPI de la nouvelle génération (depuis 1993) fonctionnent avec une tension à 2,5 Hz et filtrent efficacement les fréquences supérieures à 4 Hz, ils sont ainsi immunisés aux harmoniques.

■ les disjoncteurs à déclencheur électronique

Les disjoncteurs d'ancienne génération (encore vendus aujourd'hui) sont sensibles à la valeur crête du courant à la fois pour la détection thermique et magnétique.

Un taux de distorsion en courant important peut signifier des valeurs crêtes élevées (voir facteur de crête du matériel informatique tableau 8-18) qui risquent de déclencher intempestivement les disjoncteurs. Il faut alors augmenter le seuil de détection thermique lorsque c'est possible sinon filtrer les harmoniques.

Les disjoncteurs de la nouvelle génération des compacts et masterpacts n'ont pas ce problème car ils échantillonnent le courant et calculent la valeur efficace.

■ les charges informatiques

Le seuil recommandé pour assurer un bon fonctionnement est :

$$\sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} \left(\frac{V_p}{V_1}\right)^2} < 5\%$$

■ les régulateurs voltmétriques

La mesure de tension peut être faussée par l'existence d'harmoniques de tension et provoquer un dysfonctionnement du régulateur. Le seuil recommandé est :

$$\frac{1}{p} \frac{V_p}{V_1} < 1,5 \text{ à } 2 \% \quad \text{pour } p \text{ impair.}$$

■ les compteurs d'énergie à induction

Les erreurs de mesure de la puissance active à 50 Hz dues aux harmoniques sont faibles par rapport à d'autres sources d'erreurs comme par exemple l'influence de la température ambiante.

Par contre, le compteur à induction mesure mal la puissance active des harmoniques, mais celle-ci est négligeable.

■ les appareils de mesure

Les appareils mesurant une valeur crête fournissent une valeur erronée.

Par contre, les appareils qui échantillonnent et calculent la valeur efficace fournissent une valeur juste.

■ les signaux de télécommande centralisée (par courant porteur)

Pour la fréquence de télécommande par courant porteur à 175 Hz la norme CENELEC donne des niveaux de tension admissibles par les relais de détection :

$$\frac{V_3}{V_1} \leq 7 \% \quad \frac{V_4}{V_1} \leq 1,5 \% \quad \frac{V_5}{V_1} \leq 8 \%$$

La perturbation des relais peut provoquer des modifications intempestives de la tarification (heure creuse, heure pleine par exemple).

De plus, lorsque des clients installent des inductances anti-harmoniques ou des filtres il peut y avoir des résonances annulant l'impédance à 175 Hz. La tension à 175 Hz injectée par le distributeur est alors fortement réduite, devenant ainsi invisible pour les relais de détection (voir § 8.4.2).

La condition qui doit être remplie pour assurer le fonctionnement des relais de détection à 175 Hz est :

$$V_{relais} \geq 1,5 \% V_n \quad \text{ou} \quad \frac{V_{relais}}{V_{3,5}} \geq 0,65 \quad (\text{voir } \S 8.4.2).$$

V_n : tension simple nominale

$V_{3,5}$: tension d'émission à 175 Hz

V_{relais} : tension à 175 Hz au niveau du relais de détection.

8.3. Normes et réglementations

L'électricité est aujourd'hui considérée comme un produit (voir contrats émeraude de EDF), ainsi la responsabilité du distributeur est engagée en cas de dommages causés par un excès d'harmoniques. Aussi, afin de garantir un niveau de qualité de l'énergie convenable à l'ensemble des utilisateurs, les distributeurs sont amenés à fixer ou à faire fixer par les comités de normalisation, des limites concernant les perturbations engendrés par les utilisateurs et les matériels.

8.3.1. Définitions

La définition des termes principaux utilisés par les normes est indispensable à la compréhension de celles-ci. Les termes à prendre en compte et leurs définitions reposent sur le chapitre 161 du vocabulaire électrotechnique international (VEI), ils sont repris dans la norme CEI 1000-1-1.

■ perturbation électromagnétique

Phénomène électromagnétique susceptible de créer des troubles de fonctionnement d'un dispositif, d'un appareil ou d'un système. Ces phénomènes sont les harmoniques, les fluctuations de tension, les creux de tension, les coupures brèves, les déséquilibres de tension, les variations de fréquence de l'alimentation, les composantes continues et la transmission de signaux sur le réseau par courant porteur.

■ environnement électromagnétique

Ensemble des phénomènes électromagnétiques existant à un endroit donné.

■ compatibilité électromagnétique

Aptitude d'un appareil ou d'un système à fonctionner dans son environnement électromagnétique de façon satisfaisante et sans produire lui-même des perturbations électromagnétiques intolérables pour tout ce qui se trouve dans cet environnement.

Les deux aspects fondamentaux de cette définition sont :

- "fonctionner de façon satisfaisante", signifiant que l'appareil "tolère les autres", autrement dit que cet appareil n'est pas susceptible aux perturbations survenant dans son environnement.
- "sans produire de perturbations intolérables", signifiant que cet appareil "ne nuit pas aux autres", autrement dit que l'émission produite par cet appareil ne se traduit pas par une perturbation des autres appareils.

Concernant les perturbations harmoniques, c'est l'aptitude d'un appareil à supporter les tensions harmoniques de l'alimentation et à ne pas fournir de courants harmoniques trop importants.

■ niveau de compatibilité électromagnétique

Niveau maximal spécifié des perturbations électromagnétiques auxquelles on peut s'attendre que soit soumis un appareil dans un environnement donné.

Concernant les harmoniques, c'est le niveau des tensions harmoniques (ou taux de distorsion) susceptible d'exister dans un réseau électrique.

■ limite d'émission

Valeur maximale admise du niveau d'émission d'une perturbation électromagnétique. Concernant les perturbations harmoniques, ce sont les valeurs maximales des courants harmoniques (ou taux individuels) qu'un appareil ou une installation sont autorisés à générer.

■ niveau d'immunité

Niveau normalisé d'une perturbation supportée par un appareil. Concernant les perturbations harmoniques, ce sont les valeurs maximales des taux individuels de tensions harmoniques qu'un appareil peut supporter.

■ niveau de susceptibilité

Niveau de perturbation électromagnétique à partir duquel il y a dysfonctionnement d'un appareil.

Concernant les perturbations harmoniques, ce sont les valeurs des taux individuels d'harmoniques de tension qui provoquent le dysfonctionnement d'un appareil.

La figure 8-27 permet de visualiser les positions des différentes définitions en fonction du niveau de perturbation.

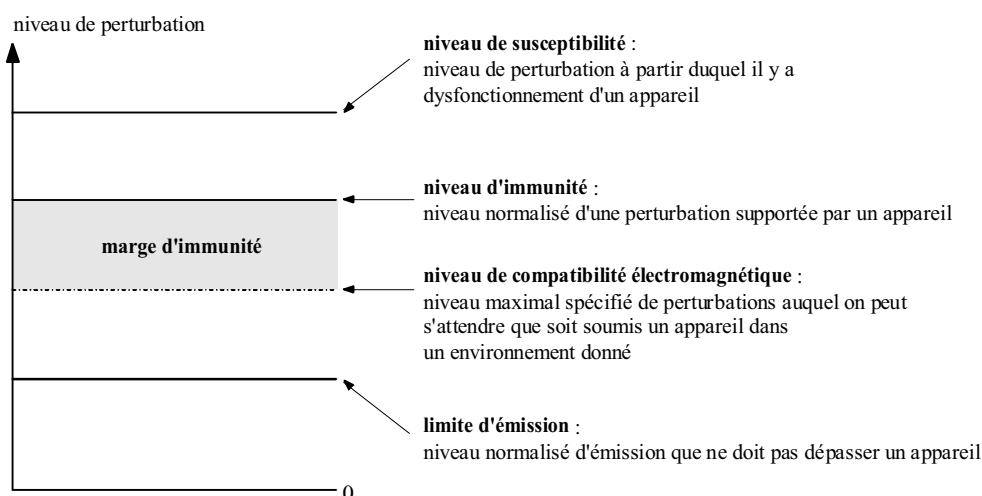


Figure 8-27 : position des différentes définitions en fonction du niveau de perturbation

8.3.2. Normes en vigueur

Les émissions de courants harmoniques créent des perturbations de l'alimentation (tensions harmoniques).

Les normes doivent donc limiter les émissions de courants harmoniques des appareils et des utilisateurs afin de maintenir un niveau de compatibilité électromagnétique (tensions harmoniques) convenable.

Le distributeur doit quant à lui fournir une alimentation avec une impédance de court-circuit suffisamment faible afin de ne pas générer des tensions harmoniques trop importantes.

Il faut donc déterminer un compromis entre l'amélioration du niveau d'émission et d'immunité des récepteurs et l'amélioration du réseau du distributeur.

8.3.2.1. Niveaux de compatibilité

■ sur les réseaux publics

La norme CEI 1000-2-2 définit les niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques et inter-harmoniques sur les réseaux publics **basse tension**.

Pour les inter-harmoniques le niveau de compatibilité est 0,2% par inter-harmonique individuel.

Pour les tensions harmoniques les valeurs sont indiquées dans le tableau 8-18.

Harmoniques impairs non multiples de 3		Harmoniques impairs multiples de 3		Harmoniques pairs	
Rang harmonique <i>p</i>	Tension harmonique %	Rang harmonique <i>p</i>	Tension harmonique %	Rang harmonique <i>p</i>	Tension harmonique %
5	6	3	5	2	2
7	5	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3	21	0,2	8	0,5
17	2	> 21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			> 12	0,2
25	1,5				
> 25	$0,2 + \frac{12,5}{p}$				

Tableau 8-18 : niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux publics basse tension
(CEI 1000-2-2 - tableau 1)

Les niveaux retenus par cette norme concernant la basse tension sont les mêmes que ceux publiés par les revues de la CIGRE (n°123 de mars 1989). Il est probable que les niveaux pour la moyenne et haute tension qui seront retenus par les normes correspondront également à ceux publiés par les revues de la CIGRE (voir tableau 8-19).

En France, le nouveau contrat Emeraude (tarif vert) de EDF donne des valeurs à titre indicatif. Ces valeurs sont identiques à celles indiquées par les revues de la CIGRE, à l'exception de celles indiquées par (*) dans le tableau 8-19.

EDF prendra des engagements sur les taux d'harmoniques d'ici 1998 ; les taux devraient être assez proches de ceux mentionnés dans le tableau 8-19.

Harmoniques impairs non multiples de 3			Harmoniques impairs multiples de 3			Harmoniques pairs		
Rang harmonique p	Tension harmonique %		Rang harmonique p	Tension harmonique %		Rang harmonique p	Tension harmonique %	
	MT	HT		MT	HT		MT	HT
5	6	2	3	5	2	2	2	1,5
7	5	2	9	1,5	1	4	1	1
11	3,5	1,5	15	0,3/0,5*	0,3/0,5*	6	0,5	0,5
13	3	1,5	21	0,2/0,5*	0,2/0,5*	8	0,5	0,2/0,5*
17	2	1	> 21	0,2/∞ *	0,2/∞ *	10	0,5	0,2/0,5*
19	1,5	1				12	0,2/0,5*	0,2/0,5*
23	1,5	0,7				14	0,2/0,5*	0,2/0,5*
25	1,5	0,7				16	0,2/0,5*	0,2/0,5*
> 25	$0,2 + \frac{12,5}{p}$ ∞ *	$0,1 + \frac{12,5}{p}$ ∞ *				18	0,2/0,5*	0,2/0,5*
						20	0,2/0,5*	0,2/0,5*
						22	0,2/0,5*	0,2/0,5*
						24	0,2/0,5*	0,2/0,5*
						> 24	0,2/∞ *	0,2/∞ *
Taux global de distorsion								
8 % dans les réseaux MT				3 % dans les réseaux HT				

* : indique les valeurs spécifiques du contrat Emeraude de EDF

∞ : indique qu'aucune valeur n'est spécifiée

Tableau 8-19 : niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux publics moyenne et haute tension (extrait du n°123 de mars 1989 de Electra et contrat Emeraude de EDF)

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

■ sur les réseaux industriels

La norme CEI 1000-2-4 définit les niveaux de compatibilité pour les tensions harmoniques et inter-harmoniques sur les réseaux industriels (voir tableaux 8-20 et 8-21).

Elle s'applique aux réseaux basse et moyenne tension.

Les niveaux de compatibilité sont donnés pour différentes classes d'environnement :

Classe 1 :

Cette classe s'applique aux réseaux protégés, elle a des niveaux de compatibilité plus bas que ceux des réseaux publics. Elle se rapporte à l'utilisation d'appareils très sensibles aux perturbations du réseau de puissance, par exemple instrumentation de laboratoires technologiques, certains équipements d'automatisation et de protection, certains ordinateurs, etc...

Elle contient normalement des équipements qui nécessitent d'être alimentés par une alimentation sans interruption. Elle s'applique seulement aux réseaux **basse tension**.

Classe 2 :

Elle s'applique au point de livraison du distributeur et au réseau interne.

Les niveaux de compatibilité sont identiques à ceux des réseaux publics.

Classe 3 :

Elle s'applique seulement au réseau interne. Les niveaux de compatibilité sont supérieurs à ceux de la classe 2.

Harmoniques impairs non multiples de 3				Harmoniques impairs multiples de 3				Harmoniques pairs			
Rang harmonique p	Tension harmonique %			Rang harmonique p	Tension harmonique %			Rang harmonique p	Tension harmonique %		
	classe 1	classe 2	classe 3		classe 1	classe 2	classe 3		classe 1	classe 2	classe 3
5	3	6	8	3	3	5	6	2	2	2	3
7	3	5	7	9	1,5	1,5	2;5	4	1	1	1,5
11	3	3,5	5	15	0,3	0,3	2	6	0,5	0,5	1
13	3	3	4,5	21	0,2	0,2	1,75	8	0,5	0,5	1
17	2	2	4	> 21	0,2	0,2	1	10	0,5	0,5	1
19	1,5	1,5	4					> 10	0,2	0,2	1
23	1,5	1,5	3,5								
25	1,5	1,5	3,5								
> 25		$2 + \frac{12,5}{p}$	$5 \sqrt{\frac{11}{p}}$								
Taux global de distorsion											
5 % pour classe 1			8 % pour classe 2			10 % pour classe 3					

Tableau 8-20 : niveau de compatibilité pour les tensions harmoniques sur les réseaux industriels

Ordre p	Classe 1 U_p (%)	Classe 2 U_p (%)	Classe 3 U_p (%)
< 11	0,2	0,2	2,5
11 à 13 inclus	0,2	0,2	2,25
13 à 17 inclus	0,2	0,2	2
17 à 19 inclus	0,2	0,2	2
19 à 23 inclus	0,2	0,2	1,75
23 à 25 inclus	0,2	0,2	1,5
> 25	0,2	0,2	1

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Tableau 8-21 : niveau de compatibilité pour les tensions inter-harmoniques sur les réseaux industriels

8.3.2.2. Les niveaux d'émission

Il faut limiter les émissions de courants harmoniques des appareils et des utilisateurs afin que les niveaux de perturbations harmoniques n'atteignent pas les niveaux de compatibilité définis précédemment (voir tableaux 8-18, 8-19, 8-20 et 8-21).

■ limites d'émission des appareils basse tension consommant moins de 16 A par phase

Il serait très difficile de contrôler les émissions de courants harmoniques de chaque client basse tension. Aussi, les comités de normalisation ont créé la norme CEI 1000-3-4 qui définit les limites d'émission des courants harmoniques pour les appareils basse tension consommant moins de 16 A par phase et qui sont destinés à être raccordés à des réseaux publics de distribution basse tension. Le tableau 8-22 définit les limites d'émission pour les appareils de classe A, c'est-à-dire autres que outils portatifs, appareils d'éclairage et appareils ayant un courant d'entrée à "forme d'onde spéciale" dont la puissance active est inférieure à 600 W (pour ces types d'appareils voir CEI 1000-3-2, § 7).

Ces limites ne sont pas applicables aux matériels à usage professionnel de puissance supérieure à 1 kW.

Rang harmonique p	Courant harmonique maximal autorisé (A)
Harmoniques impairs	
3	2,30
5	1,14
7	0,77
9	0,40
11	0,33
13	0,21
$15 \leq p \leq 39$	$0,15 \times \frac{15}{p}$
Harmoniques pairs	
2	1,08
4	0,43
6	0,30
$8 \leq p \leq 40$	$0,23 \times \frac{8}{p}$

tableau 8-22 : limites d'émission de courants harmoniques des appareils basse tension de courant par phase inférieur à 16 A et de classe A

■ limites d'émission des utilisateurs industriels

Fixer des limites de tension harmoniques créées par un industriel pénaliseraient ceux qui sont raccordés à un réseau de faible puissance de court-circuit (fortement impédant).

Une solution équitable consiste à autoriser des puissances perturbatrices proportionnelles à la puissance souscrite pour chaque classe de tension BT, MT, et HT.

Il n'existe pas de norme internationale définissant les limites d'émission des industriels.

■ cas de la France

En France, le nouveau contrat Emeraude (tarif vert) de EDF donne les tolérances suivantes à **titre indicatif** pour les réseaux HTA et HTB. Actuellement, les niveaux indiqués ne sont pas obligatoires. Cependant, il est recommandé aux clients de s'y conformer, car des valeurs sans doute proches deviendront obligatoires d'ici 1998.

Le client cherchera à limiter chacun des courants harmoniques injectés sur le réseau EDF. Les limites sont déterminées au prorata de la puissance souscrite ($S_{\text{souscrite}}$) de chaque client.

A chaque harmonique de rang p est associé un coefficient de limitation k_p . Le client devra limiter ses harmoniques à la valeur :

$$I_p = k_p \frac{S_{\text{souscrite}}}{\sqrt{3} \times U_C}$$

où U_C est la valeur de la tension contractuelle.

Le tableau 8-23 donne la valeur de k_p en fonction du rang p de l'harmonique :

Rangs impairs	k_p (%)	Rangs pairs	k_p (%)
3	4	2	2
5 et 7	5	4	1
9	2	> 4	0,5
11 et 13	3		
> 13	2		

Tableau 8-23 : limites d'émission de courants harmoniques d'un industriel alimenté en HTA ou HTB

Les limites du tableau 8-23 ne s'appliquent pas en HTA si la puissance souscrite est inférieure à 100 kVA.

8.3.2.3. Les niveaux d'immunité des matériels

Il n'existe pas de norme officielle actuellement.

Une norme est en projet, elle définira les niveaux de tension harmoniques que les matériels basse tension devront supporter en fonction de leur classe.

Les niveaux prévus sont ceux indiqués dans le tableau 8-24.

p	Classe 1	Classe 2
2	3	4
3	8	8
4	1,5	2
5	9	10
6	0,8	2
7	8	9
8	0,8	2
9	2,5	4
10	0,8	2
11	6	7
12	0,4	1,5
13	5	6
Taux global de distorsion	12 %	16 %

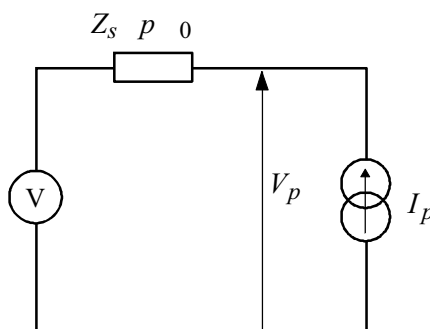
tableau 8-24 : niveau d'immunité aux harmoniques des matériels basse tension (norme en projet)

8.4. Les moyens de se prémunir contre les perturbations harmoniques

Ils sont très variés, leur choix dépendra de la nature des problèmes rencontrés et du niveau de performance attendu.

8.4.1. Installer des sources de faible impédance de sortie

Les courants harmoniques créent des tensions harmoniques perturbatrices proportionnelles à l'impédance de sortie de la source. Diminuer celle-ci réduit donc la valeur des tensions harmoniques (voir fig. 8-28).



$$V_p = Z_s (p \omega_0) I_p$$

$\omega_0 = 2 \pi \times 50$: pulsation de la fréquence du réseau.

Figure 8-28 : tension harmonique en fonction de l'impédance de sortie

Cette solution est surtout valable en l'absence de condensateurs. En effet, dans le cas contraire, la diminution de l'impédance de source peut déplacer la fréquence de résonance entre cette impédance et les condensateurs vers une valeur proche d'un harmonique de courant d'amplitude élevée.

■ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 8.1.6, et remplaçons le transformateur 1250 kVA , $U_{cc} = 5,5\%$ par un transformateur de puissance $S_{T1} = 2500 \text{ kVA}$, $U_{cc1} = 7\%$.

$$\text{On a alors } X_{cc1} = U_n^2 \left(\frac{U_{cc1}}{S_{T1}} + \frac{1}{S_a} \right) = (400)^2 \left(\frac{0,07}{2500 \times 10^3} + \frac{1}{130 \times 10^6} \right) = 5,71 \text{ m}\Omega .$$

□ détermination des tensions harmoniques en l'absence de condensateurs

Les résultats sont indiqués dans le tableau 8-25.

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
I_p (%)	18,9	11,0	5,9	4,8	3,4	3	2,3	2,1	1,8	1,6
I_p (A)	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
$V_p = p X_{cc1} I_p$ (V)	3,79	3,09	2,60	2,50	2,32	2,29	2,13	2,10	2,09	1,98
$\frac{V_p}{V_1}$ (%)	1,65	1,34	1,13	1,09	1,01	1,00	0,93	0,91	0,91	0,86

Tableau 8-25 : tensions harmoniques en l'absence de condensateurs

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_{V1} = 3,50 \%$$

Le taux de distorsion est réduit proportionnellement au rapport des impédances de court-circuit : $\tau_{V1} = \frac{X_{cc1}}{X_{cc}} \tau_V$ ($X_{cc} = 8,27 \text{ m}\Omega$ et $\tau_V = 5,07 \%$) .

Nota : dans la pratique, les valeurs des courants harmoniques sont influencées par l'impédance de court-circuit. Elles sont augmentées par une faible impédance de court-circuit (voir § 8.1.5). Le gain sur le taux de distorsion ne sera alors pas celui escompté, mais légèrement moins favorable.

□ détermination des tensions harmoniques en présence des condensateurs en période de jour

Lorsque les condensateurs sont en service, le rang de résonance est

$$p_{r1} = \sqrt{\frac{S_{cc1}}{Q}} = \sqrt{\frac{U_n^2}{Q X_{cc1}}} = 13,23 .$$

p_{r1} est très proche de l'harmonique 13, le courant harmonique de rang 13 provoque donc une forte tension harmonique, le taux de distorsion en tension sera donc élevé.

Calculons l'impédance équivalente du réseau :

$$Z_{eq} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R_{\ell,j}^2} + \left(pC\omega_0 - \frac{1}{pX_{cc1}} \right)^2}}$$

On détermine alors les tensions harmoniques (voir tableau 8-26).

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
Z_{eq}	33,1	54,5	167,6	293,4	133,3	96,6	63,5	54,6	43,1	39,1
$V_p = Z_{eq} \times I_p (A)$	4,39	4,22	6,94	9,89	3,19	2,04	1,03	0,80	0,54	0,44
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	1,91	1,83	3,02	4,30	1,39	0,89	0,45	0,35	0,24	0,19
$I_{C,p} (A)$	21,96	29,52	76,32	128,56	54,17	38,74	23,66	20,07	15,74	13,58

Tableau 8-26 : tensions harmoniques en présence des condensateurs en période de jour

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 6,14 \%$$

La diminution de l'impédance de source l'a faiblement réduit (7,5 % avec le transformateur 1 250 kVA).

La valeur efficace du courant dans les batteries de condensateurs est :

$$I_{C, eff} = 287,1 A$$

d'où
$$\frac{I_{C, eff}}{I_{C, n}} = \frac{287,1}{230} = 1,25$$

La valeur efficace du courant dans les condensateurs est proche de la valeur limite $1,3 I_{C, n}$, il y a donc un risque de surchauffe des condensateurs.

□ détermination des tensions harmoniques en présence des condensateurs en période de nuit

Calculons l'impédance équivalente du réseau :

$$Z_{eq} = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R_{\ell, n}^2} + \left(pC\omega_0 - \frac{1}{pX_{cc1}} \right)^2}}$$

On détermine alors les tensions harmoniques (voir tableau 8-27).

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
Z_{eq}	33,3	55,5	201,9	1362,4	148,8	102,1	65,0	55,5	43,5	39,4
$V_p = Z_{eq} \times I_p (A)$	4,42	4,29	8,36	45,91	3,56	2,15	1,05	0,82	0,55	0,44
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	1,92	1,86	3,63	19,96	1,55	0,94	0,46	0,36	0,24	0,19
$I_{C, p} (A)$	22,09	30,02	91,94	596,86	60,45	40,91	24,20	20,41	15,91	13,69

Tableau 8-27 : tensions harmoniques en présence des condensateurs en période de nuit

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 20,6 \%$$

La diminution de l'impédance de source l'a réduit (32,6 % avec le transformateur 1 250 kVA) mais pas suffisamment pour être acceptable.

La valeur efficace du courant dans les batteries de condensateurs est :

$$I_{C, eff} = 652,5 A$$

d'où
$$\frac{I_{C, eff}}{I_{C, n}} = 2,84$$

Le courant dans les batteries de condensateurs est très supérieur à la valeur maximale admissible, la protection des batteries va donc mettre hors service celles-ci.

□ conclusion de l'exemple

Dans cet exemple, en présence des condensateurs, la diminution de l'impédance de source n'est pas une action suffisante pour éliminer les problèmes des harmoniques. On voit que l'augmentation de la puissance du transformateur est une action coûteuse ne réduisant pas suffisamment le taux de distorsion car la résonance est déplacée vers un autre harmonique de courant existant. La solution de l'inductance anti-harmonique expliquée dans le paragraphe suivant pallie cet inconvénient en déplaçant la résonance vers une fréquence dépourvue d'harmonique de courant.

8.4.2. Installation d'une inductance anti-harmonique

Cela consiste à installer une inductance L en série avec la batterie de condensateurs (voir fig. 8-29) afin de décaler la fréquence d'accord du circuit bouchon vers une valeur inférieure à l'harmonique de courant de plus faible rang.

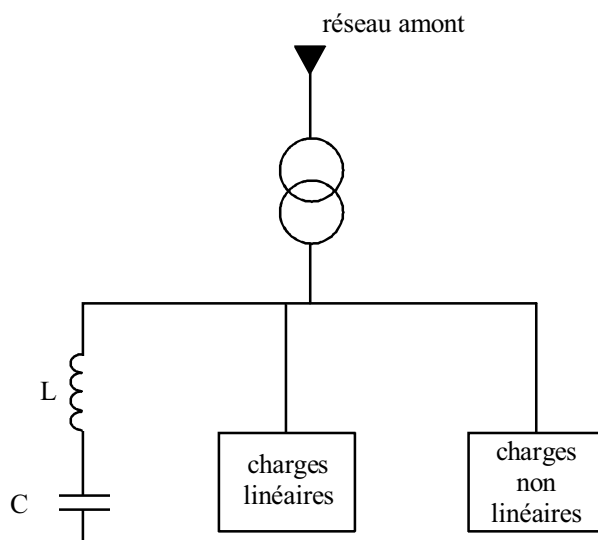
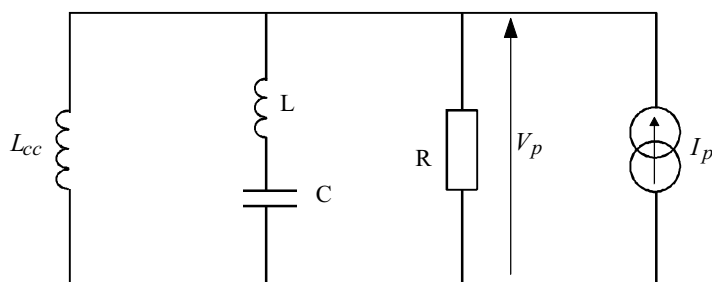


Figure 8-29 : installation d'une inductance anti-harmonique en série avec la batterie de condensateurs

Le modèle harmonique du réseau est celui de la figure 8-30 :



R : résistance correspondant à la puissance active des charges linéaires

L_{cc} : inductance de court-circuit au niveau du jeu de barres

(impédances du réseau + impédance du transformateur).

Figure 8-30 : modèle harmonique du réseau avec inductance anti-harmonique

Il existe une résonance série entre l'inductance anti-harmonique et la batterie de condensateurs. L'impédance équivalente à la branche L, C est donc presque nulle à la résonance (réduite à la résistance de la bobine d'inductance). Cette résonance série est appelée fréquence de résonance f_r .

La fréquence d'accord du circuit bouchon composé de l'inductance de court-circuit en parallèle avec la branche L, C est la fréquence d'anti-résonance f_{ar} . A cette fréquence, l'impédance équivalente du réseau est R .

L'impédance équivalente du réseau vue de la source de courants harmoniques a ainsi l'allure de la figure 8-31.

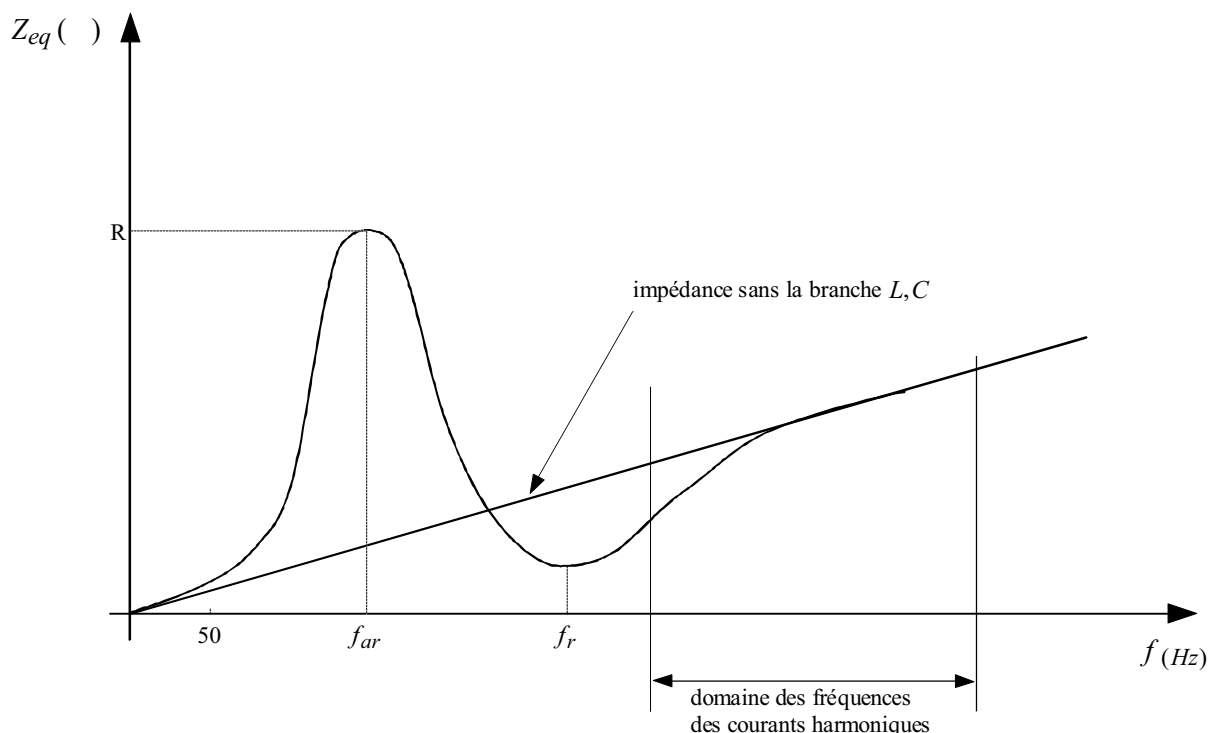


Figure 8-31 : impédance équivalente du réseau en présence d'une inductance anti-harmonique

Dans le domaine des fréquences des courants harmoniques, l'impédance équivalente est proche (inférieure ou égale) de l'impédance de court-circuit. Le taux de distorsion en tension est donc proche de celui obtenu sans la branche L, C . Ainsi, l'installation de condensateurs avec inductances anti-harmoniques ne provoque pas d'augmentation du taux de distorsion.

De plus, dans le domaine des fréquences des courants harmoniques, l'impédance de la branche L, C est importante par rapport à l'impédance de court-circuit. Il en résulte que les courants harmoniques passent par l'impédance de court-circuit et non pas par les condensateurs. Ceux-ci sont alors protégés des harmoniques de courant et n'ont donc pas besoin d'être surdimensionnés.

■ calcul des différentes valeurs

La fréquence de résonance est :

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

□ détermination de la fréquence d'anti-résonance f_{ar}

Elle est obtenue lorsque l'impédance équivalente à L_{cc} en parallèle à L, C tend vers l'infini :

$$\frac{jL_{cc}\omega\left(jL\omega + \frac{1}{jC\omega}\right)}{jL_{cc}\omega + jL\omega + \frac{1}{jC\omega}} \rightarrow \infty$$

$$\Rightarrow (L_{cc} + L)\omega - \frac{1}{C\omega} = 0$$

d'où

$$f_{ar} = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L + L_{cc})C}}$$

□ détermination de l'impédance équivalente du réseau

$$\frac{1}{Z_{eq}} = \frac{1}{jL_{cc}\omega} + \frac{1}{jL\omega + \frac{1}{jC\omega}} + \frac{1}{R} = -j\left(\frac{1}{L_{cc}\omega} + \frac{1}{L\omega - \frac{1}{C\omega}}\right) + \frac{1}{R}$$

$$|Z_{eq}| = \frac{1}{\sqrt{R^2 + \left(\frac{1}{L_{cc}\omega} + \frac{1}{L\omega - \frac{1}{C\omega}}\right)^2}}$$

□ détermination de la puissance réactive de compensation à 50 Hz de la branche L, C

C'est la puissance réellement compensée par les condensateurs en présence de l'inductance L en série.

on a
$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

d'où $LC\omega_r^2 = 1$ avec $\omega_r = 2\pi f_r$

$$LC\omega_0^2 \left(\frac{\omega_r}{\omega_0}\right)^2 = 1$$

$$LC\omega_0^2 = \frac{1}{p_r^2}$$

$p_r = \frac{\omega_r}{\omega_0}$: rang de la résonance

L'impédance à 50 Hz de la branche L, C est donc :

$$Z(\omega_0) = jL\omega_0 + \frac{1}{jC\omega_0} = j\left(\frac{LC\omega_0^2 - 1}{C\omega_0}\right)$$

$$|Z(\omega_0)| = \frac{1 - \frac{1}{p_r^2}}{C\omega_0}$$

La puissance réactive de compensation à 50 Hz est donc :

$$Q(\omega_0) = \frac{U_n^2}{|Z(\omega_0)|} = \frac{1}{1 - \frac{1}{p_r^2}} C\omega_0 U_n^2$$

$$Q(\omega_0) = \frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} C\omega_0 U_n^2$$

$$Q(\omega_0) = \left(\frac{p_r^2}{p_r^2 - 1}\right) Q_n$$

U_n : tension composée nominale

Q_n : puissance réactive nominale des condensateurs lorsqu'ils sont seuls

La puissance réactive de compensation est plus élevée que lorsque les condensateurs sont seuls. Le tableau 8-28 donne les valeurs des puissances de compensation à 50 Hz par rapport à la puissance nominale des condensateurs pour les rangs de résonance usuels.

p_r	2,7	3,8	4,3	4,8
$\frac{Q}{Q_n}$	1,16	1,07	1,06	1,05

Tableau 8-28 : puissance de compensation par rapport à la puissance nominale des condensateurs

□ détermination de la tension et de la puissance fondamentales aux bornes des condensateurs

- la tension fondamentale aux bornes des condensateurs est :

$$V_C = \frac{\frac{1}{jC\omega_0}}{\frac{1}{jC\omega_0} + jL\omega_0} V_n = \frac{1}{1 - LC\omega_0^2} V_n = \frac{1}{1 - \frac{1}{p_r^2}} V_n$$

$$V_C = \frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} V_n$$

La tension aux bornes des condensateurs est plus élevée que la tension nominale, et d'autant plus que le rang de la résonance est faible.

Il faut donc choisir des condensateurs avec une tenue en tension qui en tienne compte.

- la puissance réactive fondamentale des condensateurs est :

$$Q_C = 3C\omega_0 V_C^2 = \left(\frac{p_r^2}{p_r^2 - 1}\right)^2 3C\omega_0 V_n^2 = \left(\frac{p_r^2}{p_r^2 - 1}\right)^2 Q_n$$

Q_n : puissance réactive nominale des condensateurs lorsqu'ils sont seuls

La puissance réactive fondamentale est plus élevée que lorsque les condensateurs sont seuls, il faut donc dimensionner les condensateurs en conséquence.

Le tableau 8-29 donne les tensions et les puissances aux bornes des condensateurs pour les rangs de résonance usuels.

p_r	2,7	3,8	4,3	4,8
$\frac{V_C}{V_n}$	1,16	1,07	1,06	1,05
$\frac{Q_C}{Q_n}$	1,34	1,15	1,12	1,09

Tableau 8-29 : tensions et puissances aux bornes des condensateurs en fonction du rang de la résonance

□ détermination de la valeur efficace du courant circulant dans les condensateurs et dans les inductances anti-harmoniques

La valeur du courant harmonique de rang p circulant dans les condensateurs est :

$$I_{C,p} = \frac{V_p}{jL\omega + \frac{1}{jC\omega}} = \frac{jC\omega}{1 - LC\omega^2} V_p$$

V_p : tension harmonique de rang p

or
$$V_p = |Z_{eq}| I_p$$

d'où
$$I_{C,p} = \frac{jC\omega}{1 - LC\omega^2} |Z_{eq}| I_p$$

$$I_{C,eff} = \sqrt{\sum_{p=1}^{\infty} I_{C,p}^2}$$

$I_{C,1}$: courant dans les condensateurs à la tension d'alimentation à 50 Hz

■ détermination pratique de l'inductance anti-harmonique

L'inductance anti-harmonique est choisie de façon à obtenir une fréquence de résonance inférieure à la fréquence du courant harmonique de plus faible rang (au moins 10 %).

□ en basse tension

La fréquence de résonance généralement choisie est 190 Hz, elle correspond au rang 3,8. Des condensateurs avec des inductances anti-harmoniques en série accordées à 190 Hz sont disponibles en standard chez les constructeurs.

Lorsqu'il existe des courants harmoniques 3 qui peuvent circuler, l'accord au rang 3,8 n'est pas valable car la fréquence d'anti-résonance peut se situer proche de l'harmonique 3, provoquant ainsi une distorsion en tension importante. Dans ce cas, il faut utiliser des condensateurs avec des inductances anti-harmoniques accordées à 135 Hz, correspondant au rang 2,7 (elles sont disponibles chez les constructeurs).

La résonance sur l'harmonique 3 est un cas rare, car elle est possible seulement si les courants harmoniques 3 peuvent circuler dans les condensateurs. Ceux-ci étant branchés sans neutre distribué, leur impédance homopolaire (impédance vue par les harmoniques 3) est donc infinie. La circulation d'harmoniques 3 n'est alors possible que s'il existe des charges déséquilibrées. Ce cas existe, par exemple, pour des charges d'éclairage qui fournissent d'importants harmoniques 3 de courant.

□ en moyenne tension

La fréquence de résonance est choisie entre 215 Hz et 240 Hz, correspondant aux rangs 4,3 à 4,8. La valeur la plus couramment utilisée est 4,3.

Cette valeur peut perturber la télécommande centralisée à 175 Hz (voir ci-après). Si c'est le cas, il faut augmenter la fréquence de résonance et se rapprocher du rang 4,8. Par contre, la résonance en rang 4,8 possède l'inconvénient d'être proche de l'harmonique 5. Les courants harmoniques 5 circulent, dans ce cas, dans la branche L, C qui est faiblement impédante. On risque alors d'être obligé de surdimensionner les condensateurs et l'inductance anti-harmonique. Il faudra donc faire un compromis.

■ perturbation de la télécommande centralisée

La télécommande centralisée est une injection de tension à 175 Hz (188 Hz dans le futur) générée au niveau des postes sources d'EDF qui permet d'envoyer des messages codés pour passer d'un poste tarifaire à un autre ou commander l'éclairage public.

Le schéma équivalent du réseau jusqu'au poste source est celui de la figure 8-32.

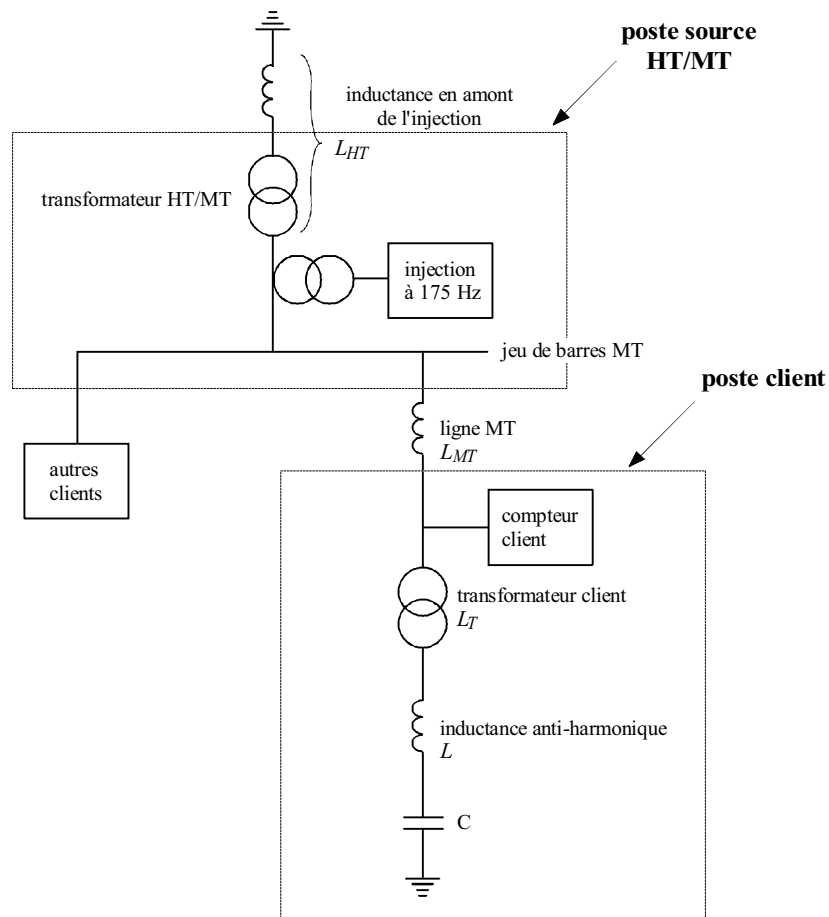
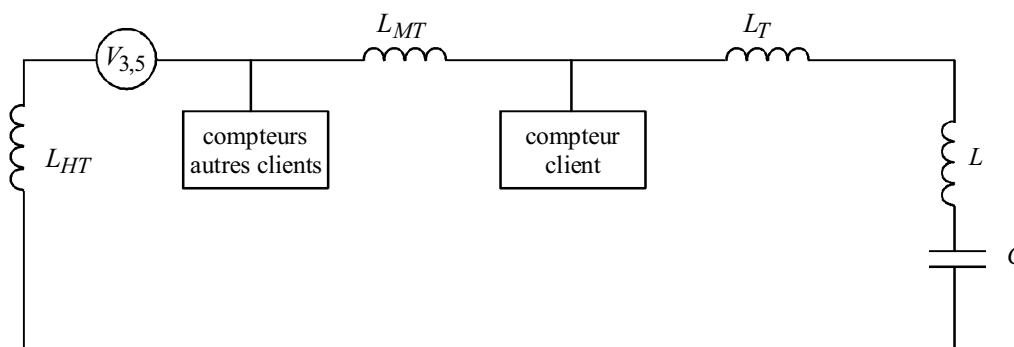


Figure 8-32 : schéma équivalent du réseau jusqu'au poste source

L'injection de tension à 175 Hz est en série, le schéma électrique du réseau à 175 Hz est donc celui de la figure 8-33.



L_{HT} : inductance équivalente du réseau en amont de l'injection à 175 Hz (inductance transformateur HT/MT + inductance réseau HT)

$V_{3,5}$: tension harmonique à 175 Hz, soit un rang 3,5.

Figure 8-33 : schéma équivalent pour l'injection de tension à 175 Hz

La tension d'émission à 175 Hz représente 2,3 % de la tension simple et le relais de détection fonctionne à partir de 1,5 % de la tension simple.

A l'emplacement du compteur, l'atténuation de la tension ne devra donc pas être inférieure à :

$$\frac{1,5}{2,3} = 0,65$$

□ problème concernant le compteur client

La tension à 175 Hz vue par le relais de détection du compteur client est :

$$V_{cl} = \frac{j(L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}}{j(L_{HT} + L_{MT} + L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}} \times V_{3,5}$$

avec $\omega_{3,5} = 2\pi f_{3,5} = 2\pi \times 175 = 2\pi \times 3,5 \times 50$

La tension V_{cl} est nulle lorsque L_T est telle que :

$$f_{3,5} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L_T + L)C}}$$

or
$$\frac{1}{2\pi \sqrt{(L_T + L)C}} < f_r \quad \text{car} \quad f_r = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

ainsi, si f_r est supérieur à 175 Hz, il existe une inductance de transformateur L_T telle que

$$f_{3,5} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L_T + L)C}} .$$

Suivant la valeur de l'inductance du transformateur, la tension à 175 Hz vue par le compteur client peut donc être nulle. Le comptage tarifaire ne pourra alors plus fonctionner.

La condition qui doit être remplie est : $\frac{V_{cl}}{V_{3,5}} \geq 0,65$.

Par contre, si f_r est inférieur à 175 Hz, l'accord ne peut pas être réalisé et le compteur client n'est pas perturbé.

□ problème concernant les compteurs des autres clients

La tension à 175 Hz vue par les relais de détection des compteurs des autres clients est :

$$V_{acl} = \frac{j(L_{MT} + L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}}{j(L_{HT} + L_{MT} + L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}} \times V_{3,5}$$

La tension V_{acl} est nulle lorsque $L_{MT} + L_T$ est telle que :

$$f_{3,5} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L_{MT} + L_T + L)C}}$$

or
$$\frac{1}{2\pi \sqrt{(L_{MT} + L_T + L)C}} < f_r \quad \text{car} \quad f_r = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

ainsi, si f_r est supérieur à 175 Hz, il existe une inductance $L_{MT} + L_T$ telle que

$$f_{3,5} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L_{MT} + L_T + L)C}} .$$

Suivant la valeur de $L_{MT} + L_T$, la tension à 175 Hz vue par les compteurs des autres clients peut donc être nulle. Le comptage tarifaire ne pourra alors plus fonctionner.

La condition qui doit être remplie est : $\frac{V_{acl}}{V_{3,5}} \geq 0,65$.

Par contre, si f_r est inférieur à 175 Hz, l'accord ne peut pas être réalisé et les compteurs des autres clients ne sont pas perturbés.

□ problème concernant l'amplification de la tension à 175 Hz

Le rapport $\frac{V_{acl}}{V_{3,5}} = \frac{j(L_{MT} + L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}}{j(L_{HT} + L_{MT} + L_T + L)\omega_{3,5} + \frac{1}{jC\omega_{3,5}}}$

peut être supérieur à 1 car le dénominateur peut être nul. Il y a alors amplification de la tension à 175 Hz. La combinaison de cette tension avec la tension 50 Hz du réseau provoque des tensions perturbatrices à 25 Hz. Celle-ci entraîne un papillotement de l'éclairage pendant la période de fonctionnement de la télécommande centralisée. Dans certaines installations, il faudra alors installer des circuits bouchon à 175 Hz afin d'éviter ce papillotement.

□ conclusion

Les fréquences de résonance de la branche L, C supérieures à 175 Hz risquent de perturber la télécommande centralisée.

En basse tension, la fréquence 135 Hz est parfois utilisée. Mais la plupart des installations ont des inductances anti-harmoniques accordées à 190 Hz et le passage d'EDF à 188 Hz pour sa télécommande centralisée risque d'être incompatible avec certaines installations.

En moyenne tension, la solution généralement utilisée est de remonter la fréquence de résonance vers le rang 4,8. Mais, dans ce cas, on risque d'être obligés de surdimensionner les condensateurs et l'inductance anti-harmonique car les courants harmoniques 5 vont circuler dans ces deux éléments.

De plus, il peut exister des lieux dans le réseau électrique du distributeur pour lesquels la tension à 175 Hz est amplifiée, provoquant un papillotement de l'éclairage.

■ exemple

Reprenons l'exemple du paragraphe 8.1.6 et déterminons l'inductance anti-harmonique permettant d'obtenir une résonance à 190 Hz.

On a $Q = C \omega_0 U_n^2$ avec $Q = 160 \text{ k var}$

$$C = \frac{160 \times 10^3}{2\pi \times 50 \times (400^2)} = 3,18 \text{ mF}$$

$$190 = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}} \Rightarrow L = \frac{1}{(2\pi \times 190)^2 C}$$

$$L = 0,221 \text{ mH}$$

$$f_{ar} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L + L_{cc}) C}}$$

or $L_{cc} \omega_0 = 8,27 \text{ m}\Omega \Rightarrow L_{cc} = 26,3 \mu\text{H}$

d'où $f_{ar} = 179,5 \text{ Hz}$

□ détermination des grandeurs harmoniques du réseau en période de jour

$$|Z_{eq}| = \frac{1}{\sqrt{\frac{1}{R_{\ell j}^2} + \left(\frac{1}{p L_{cc} \omega_0} + \frac{1}{(p L \omega_0 - \frac{1}{p C \omega_0})} \right)^2}}$$

$$I_{C,p} = \frac{p C \omega_0}{(1 - p^2 L \omega_0 C \omega_0)} |Z_{eq}| I_p$$

avec $R_{\ell j} = 296,3 \text{ m}\Omega$, $C \omega_0 = 1$, $L_{cc} \omega_0 = 8,27 \text{ m}\Omega$, $L \omega_0 = 69,43 \text{ m}\Omega$

Les résultats des calculs sont indiqués dans le tableau 8-30.

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
Z_{eq}	32,1	48,9	77,4	90,6	115,1	126,4	147,1	156,5	173,4	181,0
$V_p = Z_{ep} \times I_p (A)$	4,26	3,78	3,20	3,05	2,75	2,67	2,38	2,30	2,19	2,03
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	1,85	1,64	1,39	1,33	1,20	1,16	1,04	1,00	0,95	0,88
$I_{C,p} (A)$	28,94	11,01	4,76	3,70	2,45	2,11	1,53	1,36	1,10	0,96

Tableau 8-30 : grandeurs harmoniques en présence d'inductances anti-harmoniques en période de jour

On en déduit le taux de distorsion en tension :

$$\tau_V = 4,04 \%$$

Il est un peu plus bas que le taux de distorsion sans condensateurs (5,07 %).

On trouve $I_{C,eff} = 232,2 A$ qui est à peu près égal au courant nominal de la batterie (230 A).

détermination des grandeurs harmoniques du réseau en période de nuit

$$R_{\ell n} = 1778 m\Omega$$

Les résultats des calculs sont indiqués dans le tableau 8-31.

Rang de l'harmonique	5	7	11	13	17	19	23	25	29	31
$I_p (A)$	132,7	77,3	41,4	33,7	23,9	21,1	16,2	14,7	12,6	11,2
Z_{eq}	32,3	49,5	80,1	95,0	124,6	139,4	168,7	183,3	212,4	226,8
$V_p = Z_{eq} \times I_p (A)$	4,28	3,83	3,31	3,20	2,98	2,94	2,73	2,69	2,68	2,54
$\frac{V_p}{V_1} (\%)$	1,86	1,66	1,44	1,39	1,29	1,28	1,19	1,17	1,16	1,10
$I_{C,p} (A)$	29,10	11,15	4,93	3,88	2,66	2,32	1,76	1,59	1,35	1,20

Tableau 8-31 : grandeurs harmoniques en présence d'inductances anti-harmoniques en période de nuit

On en déduit le taux de distorsion en tension : $\tau_V = 4,35\%$

Il est un peu plus bas que le taux de distorsion sans condensateurs (5,07 %).

On trouve $I_{C,eff} = 232,2 A$ qui est à peu près égal au courant nominal de la batterie (230 A).

□ détermination de la perturbation de la télécommande centralisée à 175 Hz

L'impédance du transformateur client est :

$$L_T \omega_0 = \frac{U_n^2 \times U_{cc}}{S_T} = \frac{(400)^2 \times 0,055}{1250 \times 10^3} = 7,04 m\Omega$$

La puissance de court-circuit du réseau amont en transformateur est $S_a = 130 MVA$ (voir § 8.1.6), on a alors :

$$L_a \omega_0 = \frac{U_n^2}{S_a} = \frac{(400)^2}{130 \times 10^6} = 1,23 m\Omega$$

or, $L_a \omega_0 = L_{MT} \omega_0 + L_{HT} \omega_0$

Prenons l'hypothèse suivante :

$$L_{MT} \omega_0 = 0,5 m\Omega \quad \text{et} \quad L_{HT} \omega_0 = 0,73 m\Omega$$

• atténuation au niveau du compteur client

$$\frac{V_{cl}}{V_{3,5}} = \frac{3,5(L_T \omega_0 + L\omega_0) - \frac{1}{3,5 C \omega_0}}{3,5(L_{HT} \omega_0 + L_{MT} \omega_0 + L_T \omega_0 + L\omega_0) - \frac{1}{3,5 C \omega_0}} = 1,31$$

• atténuation au niveau des compteurs des autres clients

$$\frac{V_{cl}}{V_{3,5}} = \frac{3,5(L_{MT} \omega_0 + L_T \omega_0 + L\omega_0) - \frac{1}{3,5 C \omega_0}}{3,5(L_{HT} \omega_0 + L_{MT} \omega_0 + L_T \omega_0 + L\omega_0) - \frac{1}{3,5 C \omega_0}} = 1,19$$

La tension de la télécommande centralisée n'est pas atténuée, elle est même amplifiée au niveau des compteurs, ceux-ci fonctionnent donc normalement.

Par contre, pour une impédance de transformateur $L_T \omega_0 = 12,2 \text{ m}\Omega$ (à peu près l'impédance d'un transformateur 500 kVA), la tension à 175 Hz au niveau du compteur client serait nulle.

De même, elle serait nulle au niveau des compteurs des autres clients pour $L_T \omega_0 = 11,7 \text{ m}\Omega$.

□ conclusion de l'exemple

L'installation d'inductances anti-harmoniques a permis d'éliminer les problèmes dus aux harmoniques en présence de condensateurs. Le taux de distorsion en tension est même un peu plus faible que dans le cas où il n'y a pas de condensateurs.

La télécommande centralisée à 175 Hz n'est pas perturbée.

8.4.3. Installation de shunts résonnants

Un shunt résonnant est constitué d'une branche L, C dont la fréquence d'accord est égale à la fréquence du courant harmonique (ou tension harmonique) que l'on veut éliminer (voir fig. 8-34).

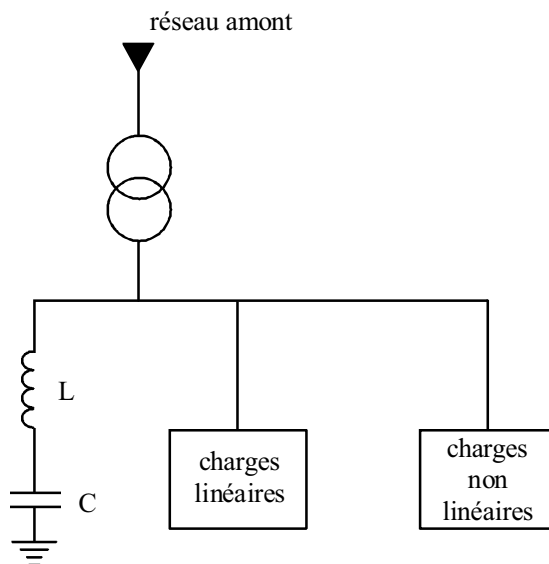


Figure 8-34 : Installation d'un shunt résonnant L, C

Le schéma électrique du réseau est identique au schéma avec inductance anti-harmonique. Le principe du shunt résonnant diffère de l'inductance anti-harmonique par les caractéristiques suivantes :

- son accord est réalisé à une fréquence où une tension harmonique forte existe.
- les courants harmoniques à la fréquence de résonance passent donc dans le shunt et non dans le réseau amont. Les condensateurs et l'inductance doivent donc être dimensionnés en conséquence.
- une tension harmonique pré-existante sur le réseau de distribution, dont la fréquence est égale à la résonance, est annulée au niveau du jeu de barres où est installé le shunt résonnant. Par contre, elle provoque un courant harmonique dans le shunt pouvant être important. Les condensateurs et l'inductance doivent donc être dimensionnés en conséquence.
- on installe autant de shunts résonnants que d'harmoniques devant être annulés afin d'obtenir le taux de distorsion en tension désiré.

Les fréquences de résonance typiques sont 250, 350, 550 et 650 Hz, soit les rangs 5, 7, 11 et 13.

Comme dans le cas de l'inductance anti-harmonique, il existe une fréquence d'anti-résonance en raison du circuit bouchon composé de l'inductance de court-circuit en parallèle avec le shunt. Elle est située à proximité de la fréquence de résonance avec une valeur plus faible.

Il existe des contraintes importantes pour définir les caractéristiques du shunt résonnant car l'anti-résonance ne doit pas se situer :

- à proximité d'un rang pour lequel il existe un courant harmonique de valeur élevée
- à proximité de la fréquence de la télécommande centralisée pour ne pas la perturber. Le problème est de même nature que l'inductance anti-harmonique (voir § 8.1.4).

Les condensateurs des shunts résonnants réalisent simultanément la compensation d'énergie réactive du fondamental.

Lorsque plusieurs shunts résonnants sont installés, l'impédance équivalente du réseau a l'allure de la figure 8-35. A la mise en service de la batterie de shunts, il faut enclencher les shunts du rang le plus bas vers le plus élevé. Cela permet d'éviter d'éventuelles anti-résonances à l'enclenchement. En effet, si on enclenche le rang 13 avant le rang 11, il y a risque d'anti-résonance sur le rang 11.

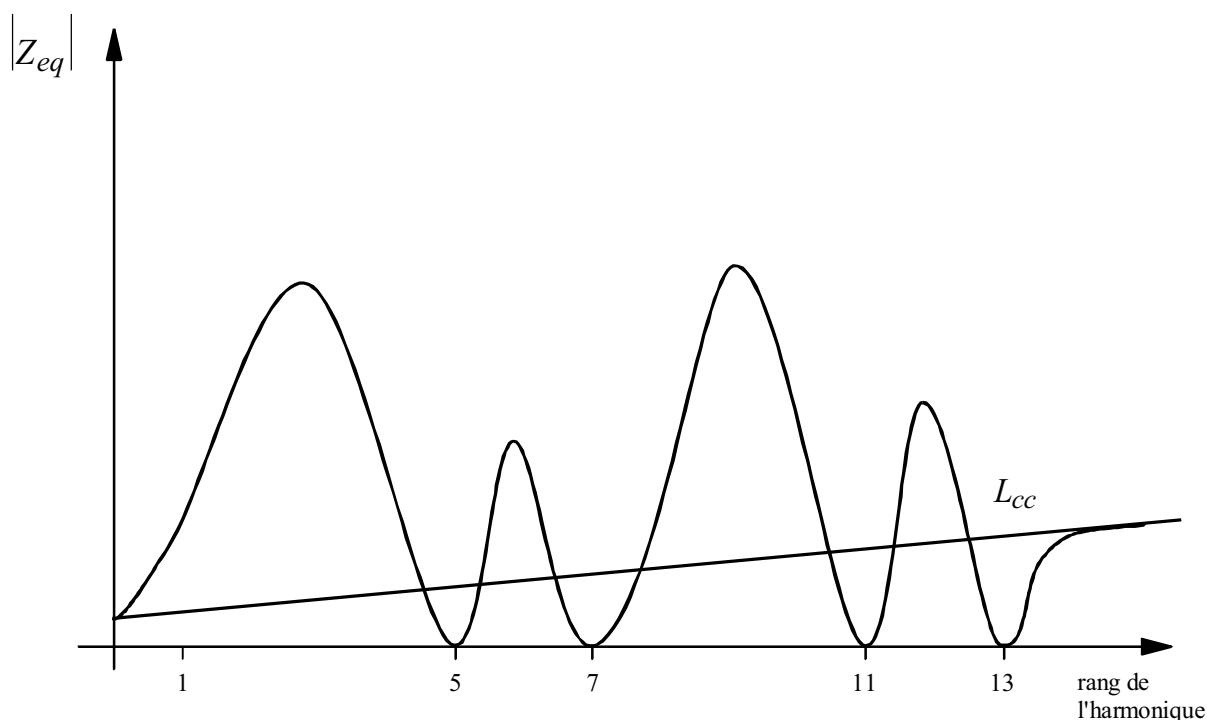


Figure 8-35 : Spectre d'impédance du réseau lorsque plusieurs shunts résonnants sont installés

■ principales caractéristiques du shunt résonant

Considérons un shunt résonnant accordé au rang p_r composé d'une inductance L_r et d'une capacité C_r . On a $f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_r C_r}}$ et $p_r = \frac{f_r}{f_0}$.

f_r : fréquence de résonance

f_0 : fréquence du réseau

□ détermination de la puissance réactive de compensation à 50 Hz du shunt résonant

Le calcul est identique au cas de l'inductance anti-harmonique (voir § 8.4.2), on trouve :

$$Q_{sh}(\omega_0) = \frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} C \omega_0 U_n^2$$

$$Q_{sh}(\omega_0) = \left(\frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} \right) Q_n$$

U_n : tension composée nominale

Q_n : puissance réactive nominale des condensateurs lorsqu'ils sont seuls

La puissance réactive de compensation est plus élevée que lorsque les condensateurs sont seuls. Le tableau 8-32 donne les valeurs des puissances de compensation à 50 Hz par rapport à la puissance nominale des condensateurs pour les rangs de résonance usuels.

p_r	5	7	11	13
$\frac{Q}{Q_n}$	1,04	1,02	1,008	1,006

Tableau 8-32 : puissance de compensation par rapport à la puissance nominale des condensateurs

Les rangs de résonance des shunts étant assez élevés, la puissance de compensation du shunt est à peu près égale à la puissance nominale des condensateurs.

Pour compenser le réseau, si l'on installe 2 shunts résonnants aux rangs 5 et 7, on s'arrangera pour que $Q_5(\omega_0) + Q_7(\omega_0)$ soit égal à la puissance réactive à compenser.

□ détermination de la fréquence d'anti-résonance du shunt

L'influence des autres shunts résonnants, lorsqu'ils existent, est généralement négligeable. La formule de la fréquence d'anti-résonance est alors identique au cas de l'inductance anti-harmonique.

$$f_{ar} = \frac{1}{2\pi \sqrt{(L_{cc} + L_r) C_r}}$$

□ facteur de qualité et bande passante du shunt

L'inductance du shunt possède par nature une résistance r_b (résistance de la bobine). On définit alors le facteur de qualité :

$$q = \frac{L_r \omega_r}{r_b} = \frac{1}{r_b C_r \omega_r}$$

or $L_r C_r \omega_r^2 = 1$

d'où

$$q = \frac{1}{r_b} \sqrt{\frac{L_r}{C_r}}$$

r_b est l'impédance du shunt à la résonance (voir fig. 8-36). La tension harmonique V_r créée par le courant harmonique I_r est donc $V_r = r_b I_r$.

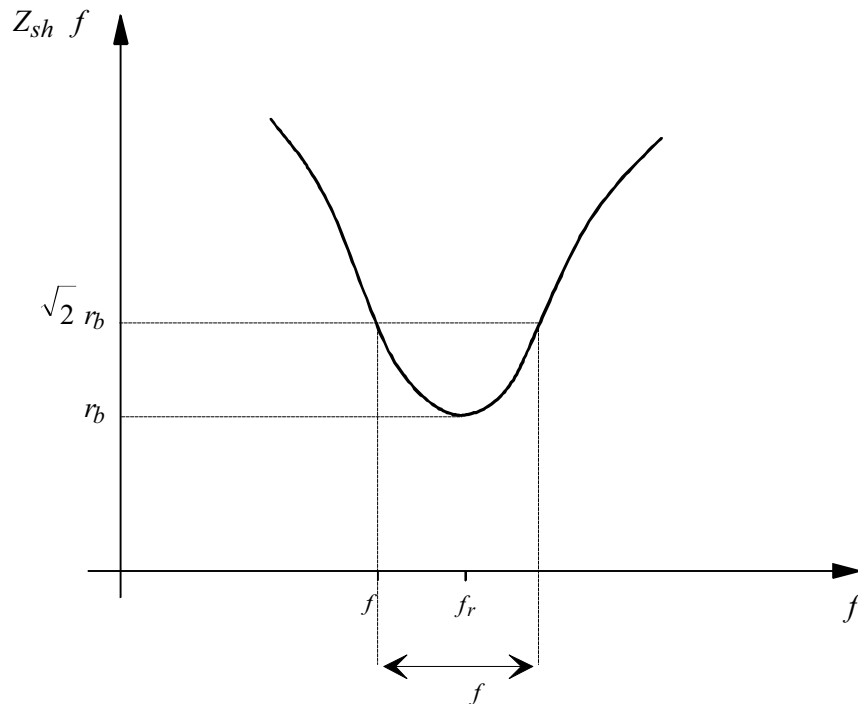
Afin d'obtenir un filtrage performant des harmoniques de courant I_r , r_b doit être faible, ce qui implique un facteur de qualité important.

La bande passante du shunt est :

$$BP = \frac{2(f_r - f)}{f_r} = \frac{\Delta f}{f_r} \quad (\text{voir fig. 8-36})$$

Après quelques calculs, on peut montrer que

$$BP = \frac{1}{q}$$



$$\frac{\Delta f}{f_r} = \frac{1}{q}$$

Figure 8-36 : Bande passante du shunt

Lorsque q est très élevé, la bande passante est étroite, l'accord est alors difficile à obtenir. En effet, les valeurs des inductances et capacités sont données avec une tolérance de fabrication de l'ordre de $\pm 10 \%$. De plus, la valeur des capacités varie en fonction de la température.

Pour pallier ces inconvénients, il faut prendre les dispositions suivantes :

- installer des inductances avec des prises de réglage
- choisir un facteur de qualité pas trop important
 - | $q \cong 75$ pour les inductances dans l'air
 - | $q > 75$ pour les inductances à noyau de fer

■ courant efficace circulant dans le shunt résonnant

Dans le shunt résonnant les courants qui circulent sont :

- le courant à la fréquence fondamentale

$$I_{1,sh} = \frac{V_1}{|Z_r(\omega_0)|} = \frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} C_r \omega_0 V_1$$

- le courant harmonique de rang p_r généré par les charges non linéaires : I_r .
(Les courants harmoniques des autres rangs ne circulent pas dans le shunt car son impédance est très élevée par rapport au réseau pour ces rangs).
- le courant harmonique dû à la tension harmonique V_r de rang p_r , pré-existante sur le réseau

$$I_{r,rés} = \frac{V_r}{\sqrt{r_b^2 + (L_{cc} \omega_r)^2}}$$

$L_{cc} \omega_r$: impédance du réseau amont à la fréquence de résonance du shunt

r_b : impédance du shunt à sa fréquence de résonance

Dans le pire des cas, en considérant que tous ces harmoniques de courant sont en phase, on a :

$$I_{eff} = \sqrt{I_{1,sh}^2 + I_r^2 + I_{r,rés}^2}$$

La valeur de I_{eff} dimensionne la tenue thermique de l'inductance et des condensateurs.

8.4.4. Installation de filtres amortis

■ le filtre amorti d'ordre 2

Pour filtrer les courants harmoniques d'un four à arc, le shunt résonnant doit être amorti.

En effet, le four à arc possédant un spectre continu de courants harmoniques (voir fig. 8-7), une partie de ce spectre a une fréquence proche de l'anti-résonance, provoquant ainsi des tensions harmoniques élevées.

Il faut donc non seulement réduire l'impédance du réseau aux rangs d'harmoniques de valeur élevée mais aussi diminuer les anti-résonances.

La solution est d'installer un filtre amorti d'ordre 2 constitué d'un shunt résonnant auquel est ajoutée une résistance d'amortissement R_a aux bornes de l'inductance (voir fig. 8-37).

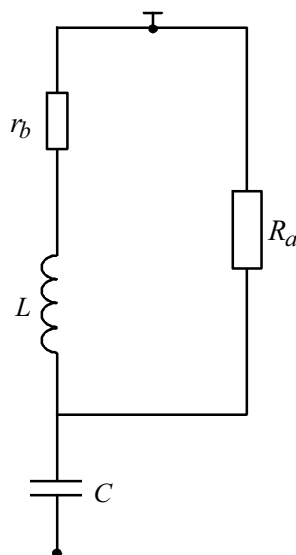


Figure 8-37 : filtre amorti d'ordre 2

Le filtre amorti d'ordre 2 possède les propriétés suivantes :

- il amortit l'anti-résonance
- il réduit les tensions harmoniques de fréquences égales ou supérieures à son accord, d'où l'appellation de "filtre amorti passe-haut"
- il amortit le régime transitoire à la mise sous tension du filtre.

Après quelques calculs, on montre que la fréquence de résonance est :

$$f_r = \frac{1 + q Q_f}{2 \pi q \sqrt{LC(Q_f^2 - 1)}}$$

avec $q = \frac{1}{r_b} \sqrt{\frac{L}{C}}$: facteur de qualité de la bobine

$Q_f = R_a \sqrt{\frac{C}{L}}$: facteur de qualité du filtre.

La figure 8-38 permet de comparer l'impédance du réseau en présence d'un filtre amorti d'ordre 2 et en présence d'un shunt résonnant.

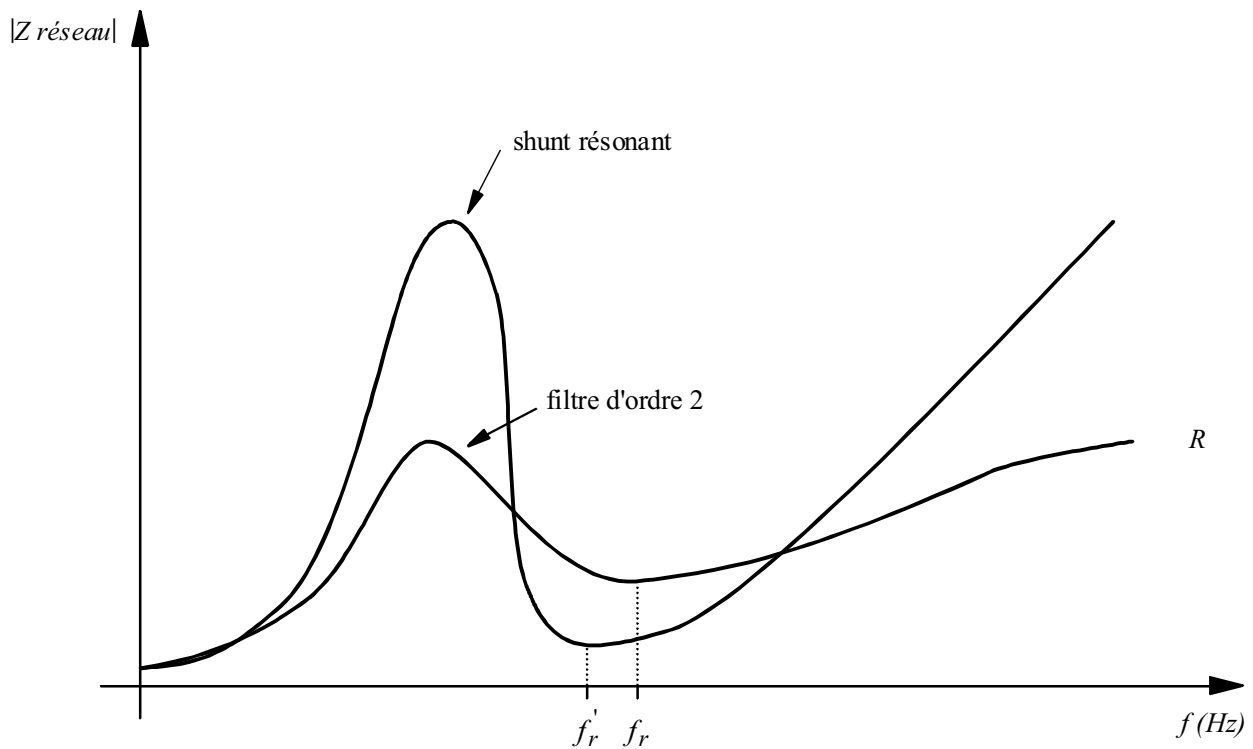


Figure 8-38 : spectre d'impédance d'un réseau comportant un filtre d'ordre 2 ou un shunt résonnant

On peut remarquer les points suivants :

- la fréquence de résonance f_r du filtre est légèrement plus grande (quelques pour-cents) que la fréquence de résonance du shunt équivalent $\left(f_r' = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \right)$
- pour les fréquences inférieures à f_r , la résistance d'amortissement R_a réduit l'impédance du réseau à l'anti-résonance, et donc les éventuelles tensions harmoniques
- à la fréquence f_r , l'impédance du réseau est plus élevée que dans le cas du shunt, la performance de filtrage est donc moins bonne
- pour les fréquences supérieures à f_r , l'impédance du réseau est plus faible que dans le cas du shunt, les éventuelles tensions harmoniques de rang élevé sont donc réduites. Cela permet de diminuer le nombre de shunts à installer.

Cependant, la présence de batterie de condensateurs dans le réseau du distributeur peut créer des anti-résonances affectant les performances du filtre, il faudra en tenir compte dans l'étude.

La puissance réactive de compensation à 50 Hz du filtre amorti d'ordre 2 est proche de celle du shunt résonnant de même capacité et même inductance, soit en pratique :

$$Q(\omega_0) = \frac{p_r^2}{p_r^2 - 1} C \omega_0 U_n^2$$

U_n : tension composée nominale

$p_r = \frac{f_r}{f_0}$: rang de la fréquence de résonance du filtre.

Le facteur de qualité du filtre Q_f est généralement compris entre 2 et 10.

Le filtre amorti d'ordre 2 peut être utilisé seul, en batterie de deux filtres ou associé à un shunt résonnant, dans ce cas le shunt est placé sur la fréquence la plus basse du spectre.

Le problème du filtre amorti d'ordre 2 est que la puissance thermique dissipée dans la résistance R_a est très importante pour le courant fondamental. Les filtres amorti d'ordre 3 et amorti de type C indiqués ci-après permettent de pallier cet inconvénient.

■ **le filtre amorti d'ordre 3** (voir fig. 8-39)

De conception plus complexe que le filtre d'ordre 2, le filtre d'ordre 3 est utilisé plutôt pour des fortes puissances.

Il est obtenu à partir du filtre d'ordre 2 par adjonction d'une batterie complémentaire C_2 en série avec la résistance R_a . Cette disposition permet la réduction des pertes thermiques dues au courant fondamental. Le choix de C_2 permet également d'améliorer le comportement du filtre en dessous de la fréquence d'accord, ce qui est favorable à la réduction de l'anti-résonance. Cependant, la complexité du filtre d'ordre 3 et l'aspect économique qui en découle, rendent le filtre d'ordre 2 souvent préférentiel dans le domaine industriel.

Le filtre d'ordre 3 doit être placé sur les premières fréquences du spectre.

C_2 est dimensionné de façon à ce que la branche R_a, C_2 ait une impédance élevée pour le fondamental, soit :

$$\frac{1}{C_2 \omega_0} \gg R_a$$

ω_0 : pulsation du fondamental

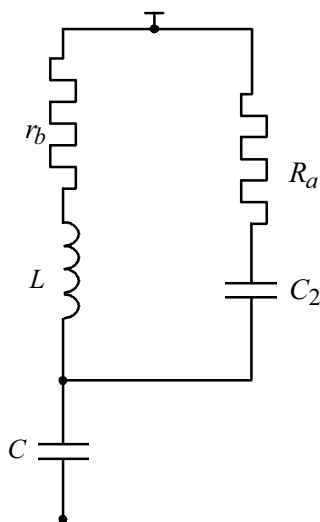


Figure 8-39 : filtre amorti d'ordre 3

■ le filtre amorti de type C (voir fig. 8-40)

Dans ce filtre, la batterie auxiliaire C_2 est en série avec l'inductance. Ce filtre a sensiblement les mêmes propriétés que le filtre d'ordre 3.

La branche L, C_2 est accordée sur le fondamental ($LC_2 \omega_0^2 = 1$). Ainsi, elle représente une impédance faible par rapport à R_a pour le courant fondamental ($r_b \ll R_a$). R_a est donc traversée par un courant fondamental de faible valeur, sa puissance de dissipation thermique est donc faible.

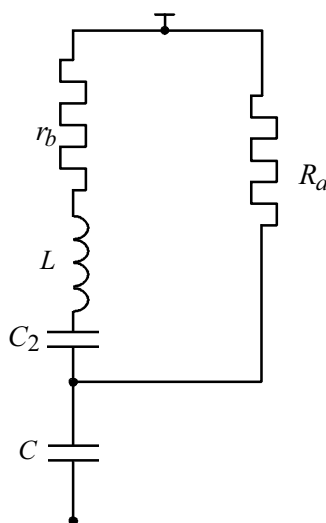


Figure 8-40 : filtre amorti de type C

■ le filtre double amorti (voir fig. 8-41)

Composé de deux shunts résonnants reliés par une résistance R , ce filtre amortit surtout l'anti-résonance située entre les deux accords.

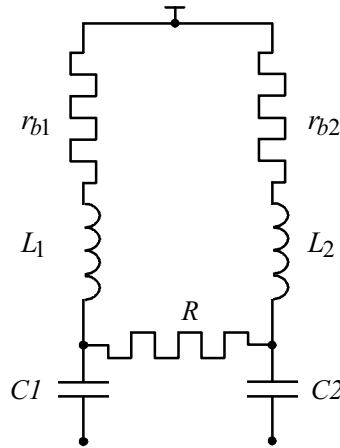


Figure 8-41 : filtre double amorti

■ le shunt résonnant à faible facteur de qualité de l'inductance

Ce filtre se comporte comme un filtre amorti à large bande, il est d'un usage spécifique : il ne peut convenir que pour de très petites unités ne devant pas assurer de compensation de la puissance réactive, car l'inductance ayant une très forte résistance (souvent du fait de l'adjonction d'une résistance série) entraîne des pertes prohibitives dans le domaine industriel.

8.4.5. Installation de filtres actifs

La figure 8-42 donne les schémas théoriques de filtres actifs série et parallèle. Il s'agit de systèmes électroniques de puissance installés en série ou en parallèle avec la charge perturbante (non linéaire) et visant à fournir soit les tensions harmoniques V_p , soit les courants harmoniques I_p nécessaires au fonctionnement de la charge. Le courant I_{50Hz} et la tension source restent alors sinusoidaux.

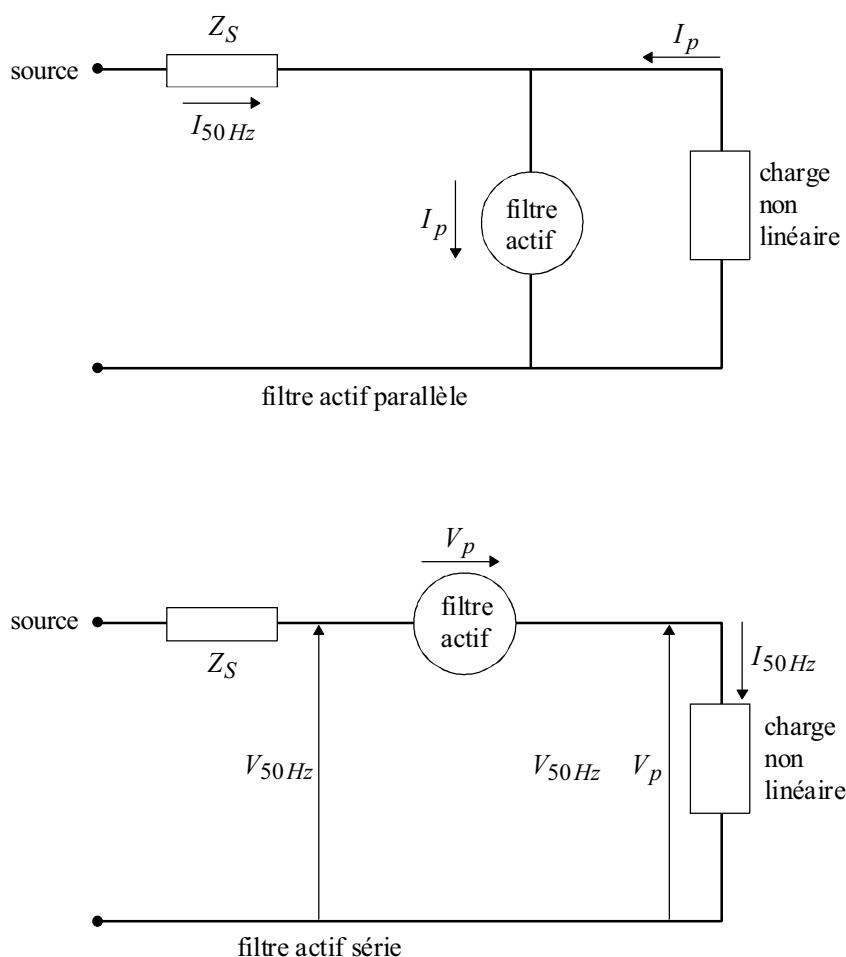


Figure 8-42 : principe du filtre actif

La figure 8-43 montre le courant absorbé par une charge non linéaire. Il s'agit, dans ce cas, du courant d'alimentation d'un pont redresseur à thyristors. Il contient une composante à 50 Hz et des harmoniques de courants de valeur importante.

Pour s'affranchir des problèmes d'harmoniques, l'idée consiste à faire fournir par le filtre actif parallèle un courant qui, additionné au courant absorbé par la charge, donne un courant sinusoïdal. Un filtre actif parallèle devra donc fournir la différence entre le courant absorbé par la charge et le courant sinusoïdal de la source.

Ce courant différentiel contient la totalité des courants harmoniques produits par la charge. La source ne fournit alors que le courant fondamental (voir fig. 8-43).

La figure 8-44 montre le spectre de tensions harmoniques à la sortie d'une alimentation sans interruption alimentant des charges non linéaires sans et avec filtre actif.

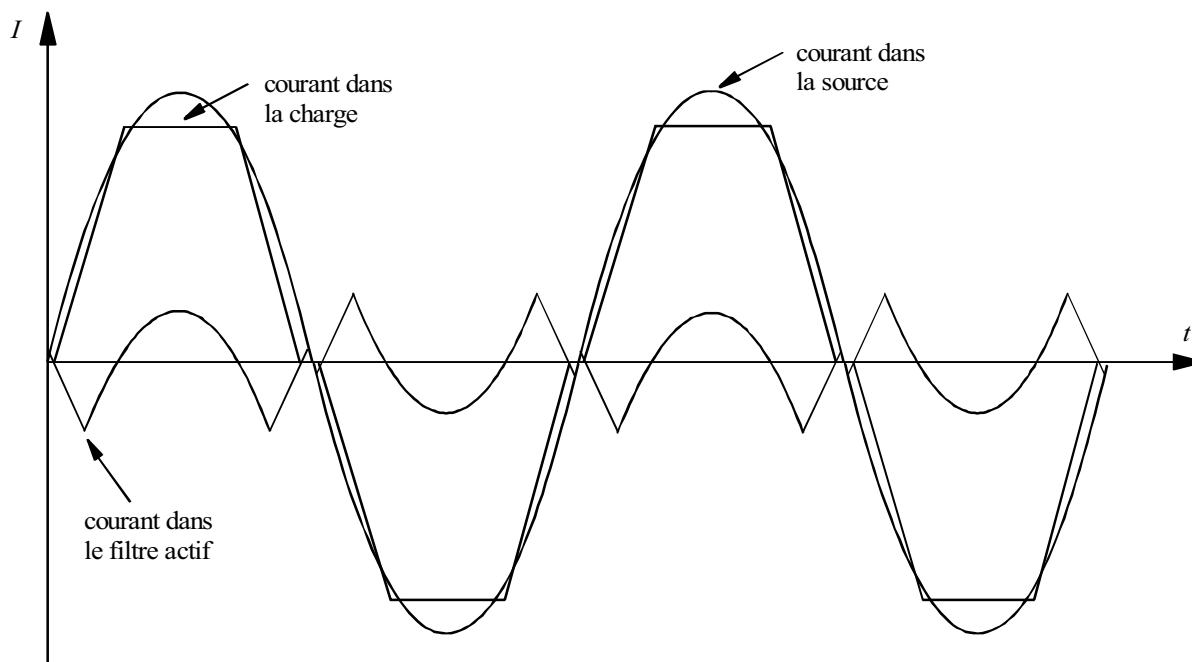


Figure 8-43 : formes des courants d'une charge non linéaire avec filtre actif

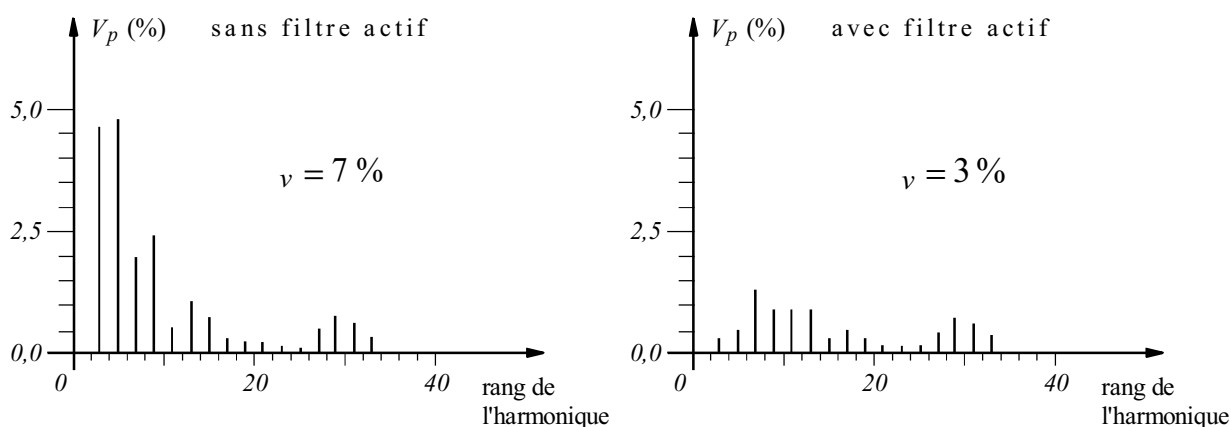


Figure 8-44 : spectre de tensions harmoniques à la sortie d'une ASI avec et sans filtre actif

Un filtre actif est constitué d'organes de commutation statiques rapides qui commutent une charge capacitive ou inductive permettant d'absorber un courant de même signe ou de signe opposé au courant fondamental suivant les besoins. Il peut également être associé avec un filtre classique LC .

La réalisation des filtres actifs a été rendue possible par l'évolution des composants d'électronique de puissance, en particulier les GTO (à extinction commandée) et les transistors de puissance qui permettent une extinction du courant à la demande et la fourniture d'un courant correspondant à la déformation du signal.

Cette solution est encore coûteuse et limitée en puissance, mais c'est une solution d'avenir, car elle est indépendante des caractéristiques du réseau et ne modifie pas son impédance comme les filtres passifs.

8.4.6. Confinement des harmoniques

■ utilisation d'un redresseur à deux ponts (ou pont redresseur dodécaphasé)

Le principe consiste à utiliser un transformateur à deux secondaires délivrant des tensions décalées de 30° entre elles, chacun de ces secondaires alimentant un pont redresseur hexaphasé (voir fig. 8-45).

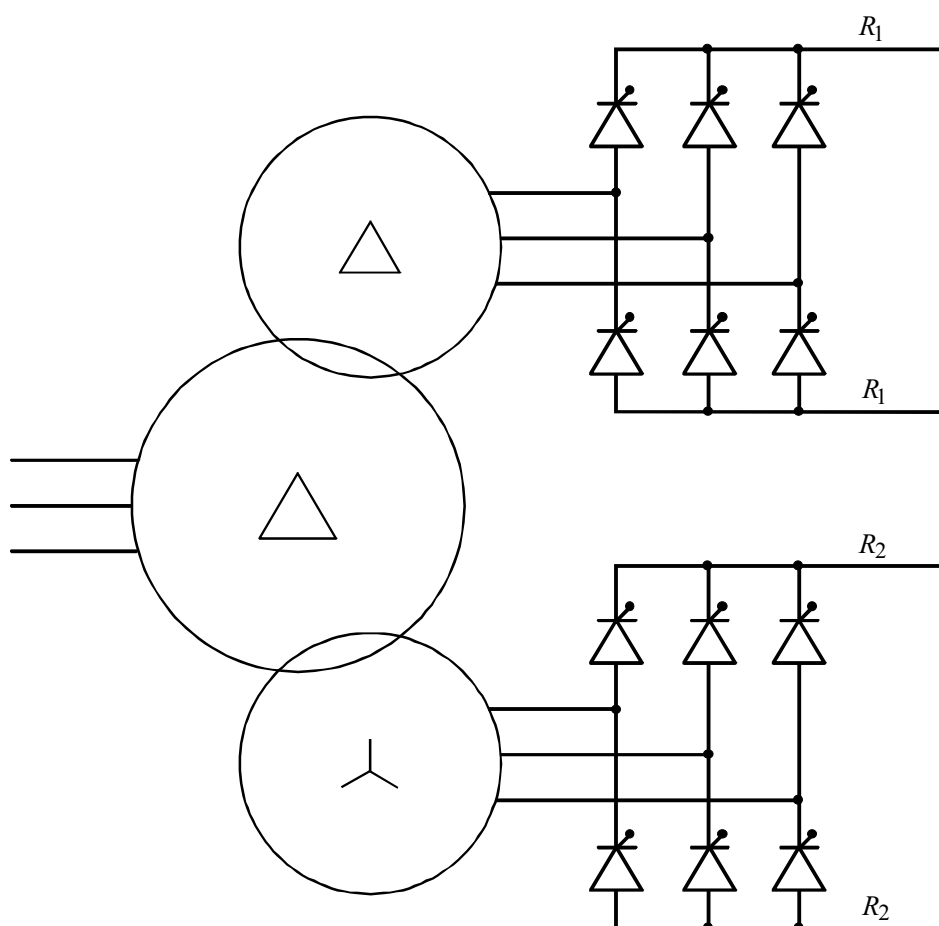


Figure 8-45 : schéma de principe d'un redresseur à deux ponts décalés

Les redresseurs doivent fournir des courants continus identiques afin que les courants alternatifs qu'ils prélèvent sur les secondaires des transformateurs aient les mêmes valeurs.

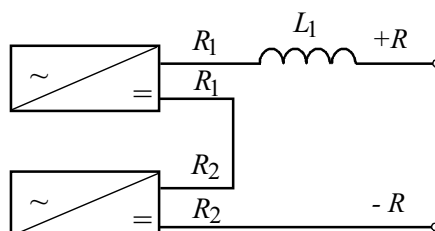
Dans ces conditions, les courants harmoniques des deux secondaires s'ajoutent vectoriellement au primaire.

Après quelques calculs, on montre que les harmoniques de rang $6k \pm 1$ avec k impair sont éliminés.

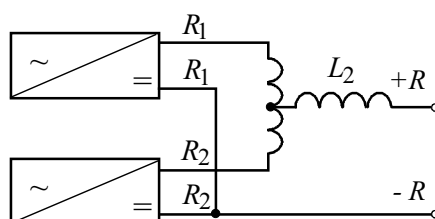
C'est le cas en particulier pour les harmoniques 5 et 7 dont les amplitudes théoriques sont les plus importantes. Les harmoniques 11 et 13 sont conservés tandis que les harmoniques 17 et 19 sont éliminés. Les harmoniques restants sont donc de rang $12k \pm 1$ avec k entier naturel.

Les deux redresseurs peuvent être connectés en série ou en parallèle (voir fig. 8-46).

a)



b)



L_1, L_2 : inductances de filtrage du continu

λ : inductance de découplage à point milieu.

Figure 8-46 : montage en série (a) ou en parallèle (b) des deux redresseurs

Dans le cas de la mise en parallèle, les tensions instantanées délivrées par chacun des deux redresseurs n'étant pas égales (puisqu'elles sont décalées de 30 degrés), il est nécessaire de rajouter une inductance à point milieu pour conserver un débit continu pour chaque redresseur. En l'absence de cette inductance, la conduction serait assurée à chaque instant par celui des redresseurs délivrant la tension la plus élevée.

□ valeur des taux individuels d'harmoniques de courant

Avec l'hypothèse d'une impédance amont au redresseur nulle et d'un courant continu parfaitement lissé, la valeur efficace de chaque harmonique de courant est de la forme :

$$I_p = \frac{I_1}{p}$$

avec $p = 12k \pm 1$: rang de l'harmonique
 I_1 : valeur du courant fondamental.

□ valeur du taux de distorsion en tension

Le taux de distorsion de la tension dépend de l'impédance de source.

Pour une impédance de source très faible (somme des impédances amont aux redresseurs) le rapport entre les taux de distorsion obtenus avec le montage à deux redresseurs et celui à un seul redresseur est :

$$\frac{1}{\sqrt{2}} = 0,7$$

Pour une impédance de source plus élevée, le gain est plus important car les harmoniques de rangs élevés diminuent rapidement lorsque l'impédance de source augmente. Il reste toutefois modeste et en pratique un rapport de 0,5 à l'avantage du double pont, est à retenir.

Par exemple, pour un angle de retard α de 30 degrés, le rapport entre les deux taux de distorsion est :

- 0,66 pour une impédance de source de 8 %
- 0,55 pour une impédance de source de 16 %.

Pour $\alpha = 0$, les rapports sont respectivement 0,53 et 0,37.

■ redresseur à plus de deux ponts

L'idée de base est ici d'augmenter le nombre de secondaires du transformateur avec des déphasages relatifs dépendant du nombre de secondaires retenus dans le but d'éliminer d'autres harmoniques de courant (voir fig. 8-47).

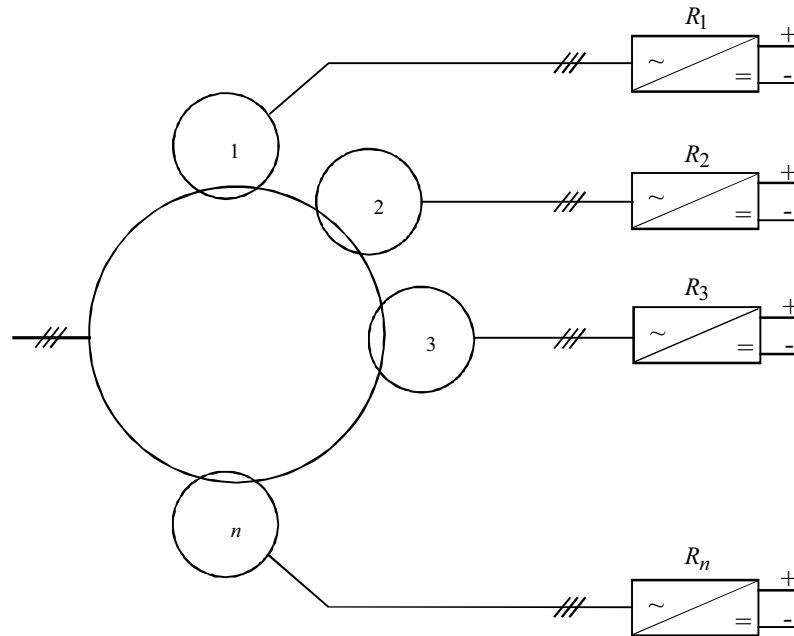


Figure 8-47 : exemple de n redresseurs

□ montage avec 3 redresseurs

Pour ce type de montage, les déphasages doivent être tels que :

- $\alpha_1 = 0$ degré
- $\alpha_2 = 20$ degrés
- $\alpha_3 = 40$ degrés.

Dans ce cas les seuls harmoniques restants sont de rang $6k \pm 1$ avec k multiple de 3, soit $18k \pm 1$.

Les premiers harmoniques de courant sont donc les harmoniques 17 et 19 et les suivants 35 et 37.

□ montage avec 4 redresseurs

Dans ce cas, les déphasages sont les suivants :

- $\alpha_1 = 0$ degré
- $\alpha_2 = 15$ degrés
- $\alpha_3 = 30$ degrés
- $\alpha_4 = 45$ degrés.

Les seuls harmoniques restants sont alors de rang $24k \pm 1$.

Les premiers harmoniques sont donc les harmoniques 23 et 25 et les suivants 47 et 49.

Ces montages sont intéressants dans la mesure où ils permettent d'obtenir des taux de distorsion en courant et en tension relativement faibles.

Ils ont l'inconvénient d'être complexes et coûteux et, en conséquence, leur utilisation est réservée aux équipements de forte puissance.

A titre d'exemple, l'électrolyse de l'aluminium, qui utilise le courant continu avec des puissances de plusieurs MW, fait appel à des montages qui ont jusqu'à 72 phases !

□ cas particulier du montage appelé "phase shifting"

Lorsque plusieurs ASI sont utilisées en parallèle, celles-ci se répartissent le courant de charge, et les courants prélevés par chacun de leur redresseur ont des amplitudes identiques.

Il est alors possible d'alimenter les redresseurs par l'intermédiaire d'autotransformateurs créant les déphasages voulus en fonction du nombre des redresseurs au lieu d'utiliser des montages avec des transformateurs (voir fig. 8-48).

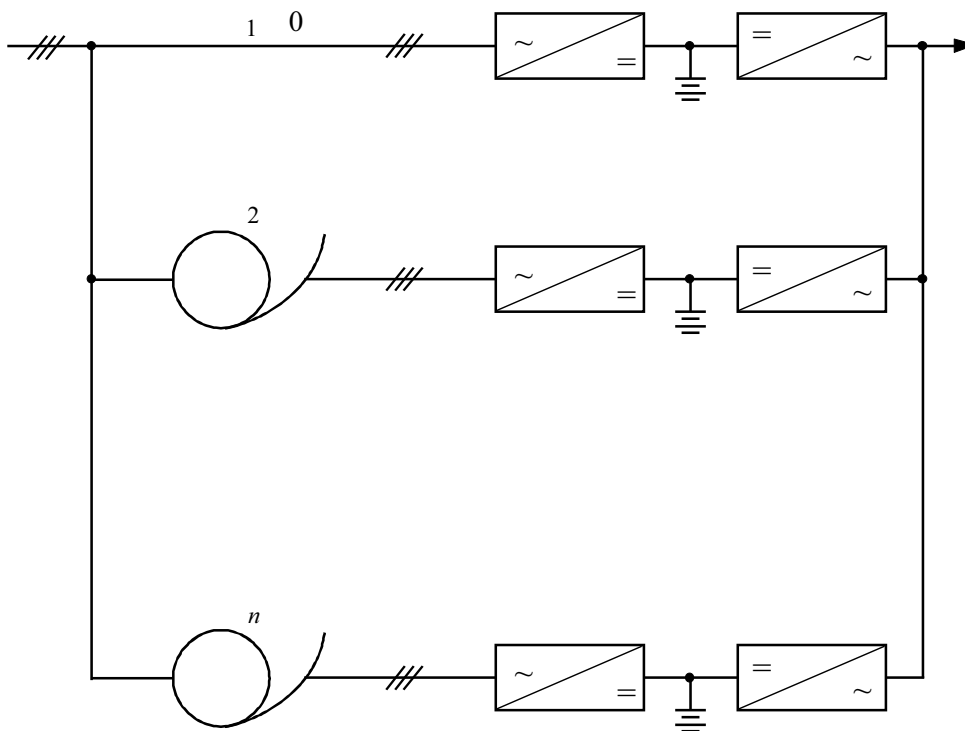


Figure 8-48 : principe du montage "phase shifting"

L'inconvénient principal de cet artifice est que lorsqu'une des ASI est arrêtée momentanément, le taux d'harmoniques augmente.

Le tableau 8-33 indique le contenu harmonique des montages principaux avec tous les redresseurs en service et avec un redresseur arrêté.

montage utilisé	nombre de redresseurs en service	rang de l'harmonique							
		5	7	11	13	17	19	23	25
2 redresseurs	2	0	0	1	1	0	0	1	1
	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3 redresseurs	3	0	0	0	0	1	1	0	0
	2	1/2	1/2	1/2	1/2	1	1	1/2	1/2
4 redresseurs	4	0	0	0	0	0	0	1	1
	3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1/3	1	1

0 ; 1/3 ; 1/2 ; 1 : facteur multiplicatif sur la valeur du taux individuel d'harmonique par rapport au simple pont

Tableau 8-33 : évolution des harmoniques de courant pour les principaux montages

9. Stabilité dynamique des réseaux industriels

9. STABILITE DYNAMIQUE DES RESEAUX INDUSTRIELS

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence équilibre entre la production et la consommation. En effet, dans un réseau électrique les seules énergies stockées sont l'énergie cinétique des machines tournantes et l'énergie des condensateurs ; leurs capacités de stockage sont de quelques secondes.

Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes.

Normalement, face à une variation de puissance, le système électrique, après quelques oscillations, retrouve un état stable.

Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour déterminer les moyens à mettre en oeuvre afin d'éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique.

Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou des groupes générateurs et des moteurs.

Ce paragraphe permet de comprendre pourquoi l'instabilité peut apparaître, quelles en sont les causes les plus fréquentes et quels sont les effets induits. Il indique quelles sont les précautions à prendre. Il montre comment se déroule une étude et en donne un exemple.

■ la stabilité des réseaux

Elle est caractérisée par les variations de puissances actives et réactives transitées dans le réseau et se mesure par les variations dans le temps des tensions , des courants et des fréquences associées à ces puissances.

Plusieurs définitions caractérisent la stabilité des réseaux :

□ la stabilité en régime statique

Le réseau a un comportement stable ; cela signifie que lorsqu'il est soumis à de petites perturbations, il revient à son point de fonctionnement initial avec d'éventuelles oscillations amorties jusqu'au retour à l'équilibre.

□ la stabilité en régime transitoire

Lorsque l'on passe d'un état stable statique à un autre, suite à une perturbation durable voulue ou non, ce changement d'équilibre s'accompagne d'un régime variable oscillatoire amorti considéré comme acceptable vis-à-vis des intervalles de tension, de fréquence et de durée prédéfinis ($\Delta U, \Delta f$, durée \rightarrow inférieurs à une valeur max).

□ l'instabilité en régime transitoire

Elle est observée lorsque, suite à une perturbation importante, le régime oscillatoire est divergent . Il induit une perte d'alimentation.

□ la stabilité en régime dynamique

Le réseau est apte à éviter tout régime oscillatoire divergent et à revenir à un état stable acceptable. Ceci inclut l'intervention éventuelle des protections et des automatismes.

Les études de stabilité dynamique consistent à :

- envisager les principaux scénarios critiques tels que court-circuit, perte des groupes de production, perte de l'alimentation du distributeur, variation de charge importante, ...
- prédire le comportement du réseau face à ces perturbations
- préconiser les moyens à mettre en oeuvre tels que types de protection et réglages, délestages - relestages, configurations interdites, ... qui permettent d'éviter l'instabilité

Ces études permettent donc de comprendre le comportement du réseau et de déterminer les moyens de minimiser les risques de perte d'alimentation.

9.1. Comportement d'un réseau électrique industriel

Le comportement d'un réseau électrique lors de phénomènes transitoires dépend du comportement de chacun de ses éléments. Ceux-ci, partant d'un état stable, vont influencer sur le comportement transitoire de l'ensemble. Ils vont se trouver, en fin de perturbation, soit dans le même état stable qu'avant la perturbation, soit dans un autre état stable, soit dans un état instable, ce qui en général entraîne la perte d'un ou plusieurs éléments par l'activation des protections. Il importe donc de connaître le comportement de chacun d'eux pour pouvoir déterminer le comportement de l'ensemble du réseau électrique.

■ les charges passives

Ce sont des consommateurs tels que l'éclairage, le chauffage, les condensateurs, ... dont les lois de variation électrique sont :

$$P = \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 \cdot P_n \quad (\text{chauffage, éclairage, ...})$$

$$Q = \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 \cdot Q_n \quad (\text{condensateurs})$$

■ les ensembles électronique de puissance

Ce type de récepteur est en quantité de plus en plus importante dans les réseaux industriels (voir § 3.4.7).

Ils ont en général une forte sensibilité aux variations de tension. Par exemple, un moteur à vitesse variable peut être mis hors service par protection pour une variation de tension de l'ordre de - 15 %.

■ les transformateurs et les liaisons

Les transformateurs et les câbles qui assurent le transit de l'énergie électrique entre les sources et les charges, sont caractérisés par leurs impédances. Celles-ci créent des chutes de tension et des pertes Joule qui dépendent du courant qui les traverse.

Les valeurs de ces impédances sont déterminantes en régime transitoire :

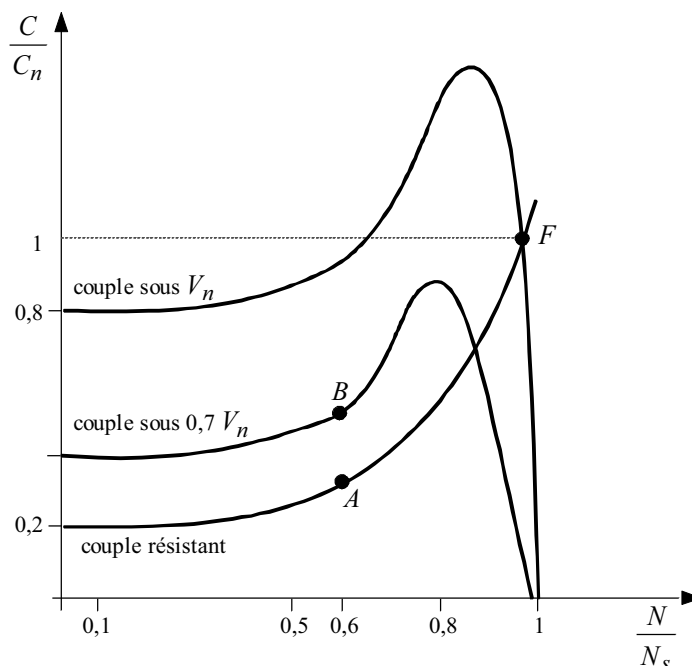
- les forts courants d'appel provoquent des baisses de tension qui peuvent être critiques
- des réactances importantes entre les sources peuvent induire des oscillations de grande durée.

■ les machines asynchrones

En raison de leur comportement et de leur présence majoritaire dans les réseaux industriels (jusqu'à 80% de la puissance consommée dans certaines installations), les moteurs asynchrones ont un rôle prépondérant dans les phénomènes de stabilité.

□ influence des creux de tension

La figure 9-1 représente les courbes de couple en fonction de la vitesse d'un moteur asynchrone à double cage (voir §3.3.1) alimentant une pompe.



$\frac{N}{N_s}$: vitesse par rapport à la vitesse de synchronisme du moteur

$\frac{C}{C_n}$: couple par rapport au couple nominal du moteur

Figure 9-1 : courbes de couple en fonction de la vitesse d'un moteur asynchrone à double cage alimentant une pompe

Le point de fonctionnement (F) se trouve à l'intersection des courbes de couple moteur et de couple résistant. Le couple moteur est proportionnel au carré de la tension (voir § 3.3.1 et fig. 3-15).

La stabilité du moteur dépend des positions relatives des courbes de couple moteur et de couple résistant. Si le moteur subit une coupure ou un fort creux de tension pendant quelques instants, il va ralentir et se retrouver à une vitesse réduite, par exemple 60% de la vitesse de synchronisme. La réduction de la vitesse est d'autant plus importante que l'inertie est faible. Pourra-t-il réaccélérer et retrouver son état stable d'origine? Cela dépend de la valeur de la tension à son rétablissement.

Supposons que, du fait des appels de courant dans le réseau, la tension soit égale à $0,7 V_n$ à cet instant. Le couple moteur est à peine supérieur au couple résistant (point *B* par rapport au point *A*, voir fig. 9-1). Le moteur va "ramper" (accélérer très lentement), et être déconnecté du réseau par action des protections contre le démarrage trop long, le blocage du rotor ou à minimum de tension (voir § 7.9 et 7.12 du *Guide des protections*).

La figure 3-14 montre que dès qu'un moteur ralentit un peu, il absorbe un fort courant. Cette dernière cause des chutes de tensions qui rendent d'autant plus difficile la réaccélération. Si l'ensemble des moteurs d'une installation industrielle ralentit (par exemple suite à un fort creux de tension dans le réseau de distribution publique), le courant absorbé par l'ensemble des moteurs à la réaccélération crée des chutes de tension qui peuvent rendre impossible la réaccélération. La solution est souvent l'utilisation d'un automate de délestage rapide et retestage progressif des charges. La stabilité peut donc être améliorée en minimisant les appels de courant et donc les chutes de tension.

En résumé, les moteurs asynchrones sont des acteurs importants dans le cadre de la stabilité dynamique ; ils peuvent rencontrer des difficultés de fonctionnement suite à un passage brusque à une tension réduite.

□ influence des manques de tension

L'absence de la tension d'alimentation ne supprime pas immédiatement la tension aux bornes du moteur. En effet, le flux emmagasiné dans le rotor ne peut s'éteindre instantanément. Le champ tournant créé par le rotor induit alors dans le stator une tension "rémanente" dont l'amplitude décroît exponentiellement (constante de temps égale à quelques dixièmes de seconde). La fréquence de cette tension décroît avec la vitesse de rotation. Si, au moment de la réapparition de la tension du réseau, cette dernière se trouve en opposition de phase avec une tension rémanente dont l'amplitude a peu décliné, il se produit alors une surintensité élevée pouvant atteindre deux fois la pointe de démarrage du moteur, soit 12 à 15 fois son intensité nominale.

Les conséquences peuvent être importantes pour le moteur :

- échauffements supplémentaires et efforts électrodynamiques dans les bobinages pouvant engendrer des ruptures d'isolation
- à-coups de couple pouvant conduire à des contraintes mécaniques inacceptables (en particulier sur les accouplements).

Le moyen de se prémunir contre ce risque est d'installer une protection à minimum de tension rémanente qui interdit la réalimentation si la tension rémanente est supérieure à un seuil réglé généralement à une valeur proche de 20% de V_n (voir § 7.13. du *Guide des protections*).

■ les machines synchrones

Elles jouent un rôle prédominant dans les phénomènes de stabilité des réseaux.

Le paragraphe 4.2 explicite le fonctionnement des machines synchrones et leur stabilité statique.

Rappelons les équations principales qui régissent leur fonctionnement :

$$E = V + X_d I$$

$$P = \frac{3EV}{X_d} \sin \delta$$

E : force électromotrice (f.e.m.) interne ; sa valeur varie proportionnellement au courant continu qui traverse le rotor (hors saturation)

V : tension aux bornes de la machine

X_d : réactance synchrone

I : courant circulant aux bornes de la machine

P : puissance active de la machine

δ : angle interne égal à l'angle de phase de E par rapport à V ou angle mécanique entre l'axe du rotor E et la référence synchrone constituée par la tension V aux bornes de la machine

Et rappelons la règle fondamentale de la stabilité statique d'un alternateur, c'est-à-dire son aptitude à répondre à une variation lente de la charge: le fonctionnement n'est stable que si l'angle interne δ reste inférieur à 90° .

□ stabilité dynamique des machines synchrones couplées à un réseau de puissance infinie

Les problèmes de stabilité dynamique résultent du passage de la machine d'un état stable à un autre. Considérons le cas d'une machine couplée au réseau de distribution publique qui subit un à-coup de puissance mécanique fournie par la turbine, celle-ci passe brusquement d'une puissance fournie P_1 à une puissance fournie P_2 (voir fig. 9-2).

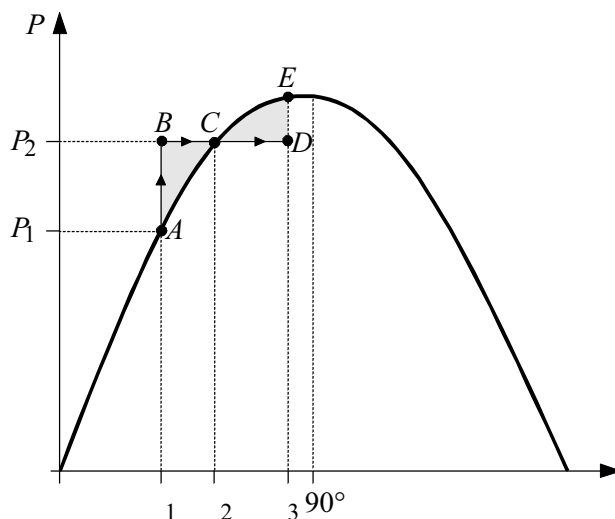


Figure 9-2 : déplacement du point de fonctionnement de l'alternateur suite à une augmentation de la puissance mécanique

L'augmentation lente de la puissance de P_1 à P_2 ferait passer lentement du point A au point C en restant sur la courbe. Mais l'application brusque de cet échelon de puissance n'amène pas directement au point C . Il est en effet impossible, compte tenu des inerties mécaniques, de passer d'un angle interne δ_1 à un angle δ_2 brusquement. Ainsi, la machine passe instantanément du point A au point B ; ensuite l'angle δ augmente de δ_1 à δ_2 . Mais en arrivant au point C la stabilisation n'est pas immédiate, l'inertie mécanique de la machine amène son fonctionnement jusqu'au point D . De celui-ci, la décélération jusqu'au point C finit par se stabiliser, après éventuellement quelques oscillations.

Les calculs effectués à partir des énergies mécanique et électrique de la machine montrent que la position du point E est définie par la loi des aires; les aires ABC et CDE sont égales. En effet, on peut montrer que l'aire ABC est proportionnelle à l'énergie mécanique emmagasinée lorsque la machine passe du point B au point C et l'aire CDE lorsqu'elle passe du point D au point C .

En conséquence, l'angle interne maximal δ_{\max} peut être supérieur à 90° de façon transitoire. La limite de stabilité dynamique est donc plus élevée que la limite de stabilité statique.

Toutefois, il peut arriver que la différence entre P_1 et P_2 soit tellement importante qu'il n'y ait pas de point D qui permette de satisfaire la loi des aires (voir fig. 9-3). L'alternateur accélère du point B au point C , puis jusqu'au point X . A ce point, il continue à accélérer en restant sur la courbe et la puissance transmise au réseau diminue pour devenir négative (marche en moteur). L'angle δ croît continuellement et il y a perte de synchronisme par survitesse.

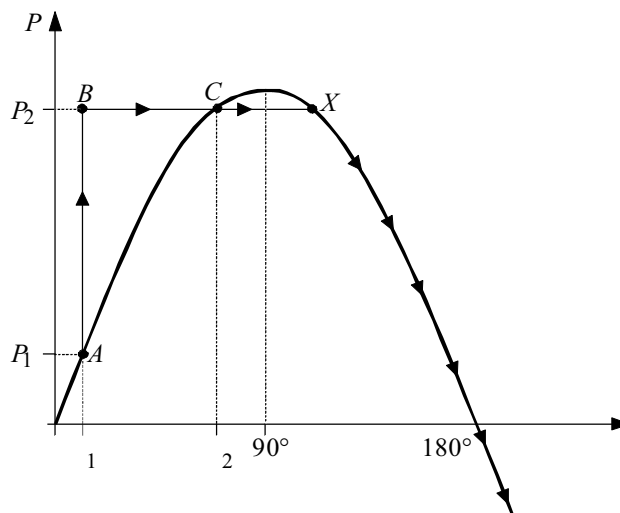


Figure 9-3 : instabilité suite à une augmentation brutale de la puissance mécanique

Par des raisonnements similaires, on en déduit deux remarques importantes :

- les risques de perte de stabilité dynamique sont liés à des changements d'états importants et brusques du réseau, de la puissance mécanique ou du courant d'excitation fournie aux alternateurs
- les risques de perte de stabilité dynamique sont d'autant plus importants que la puissance fournie par la machine synchrone est proche de la limite de stabilité statique.

La notion de stabilité statique est évaluée par l'expression du couple synchronisant :

$$C_s = \frac{\partial C_{er}}{\partial \delta} = \frac{P}{\omega} \frac{3EV}{X_d} \cos \delta \quad (\text{voir } \S 4.2.1.1 - \text{Stabilité statique})$$

C_{er} : couple électromagnétique résistant

En effet, lorsque δ est faible, $\cos \delta$ est élevé, ainsi que $\frac{\partial C_{er}}{\partial \delta}$; dans ce cas, une faible variation de δ provoque une forte variation du couple, donc un retour énergique à l'état d'équilibre. Réciproquement, lorsque δ est proche de $\frac{\pi}{2}$, une variation de δ provoque une faible variation du couple, donc un retour peu énergique à l'état d'équilibre. Ainsi, une forte valeur de C_s (δ faible) favorise la stabilité et donc le maintien du synchronisme. Au contraire, une faible valeur de C_s (δ proche de $\frac{\pi}{2}$) rend la machine instable lors d'une variation de δ , ce qui provoque une perte de synchronisme.

Dans la pratique, les alternateurs industriels sont généralement constitués de façon à ce que l'angle interne soit à peu près égal à 70° pour la puissance active nominale et une puissance réactive nulle, afin de garder une marge de stabilité en cas de perturbation transitoire. Cependant, si l'alternateur absorbe de la puissance réactive, δ se rapproche de 90° et le risque d'instabilité est plus important lors d'une perturbation.

De plus, les régulateurs de vitesse et de tension des alternateurs jouent un rôle capital pour améliorer la stabilité du réseau lors des perturbations.

■ les régulations

Elles ont pour but de permettre un fonctionnement correct lors des variations de la charge ou de la puissance entraînante :

- stabilité de la tension et de la fréquence pour un réseau îloté
- stabilité des puissances active et réactive des alternateurs lorsqu'ils sont couplés à un réseau de distribution publique.

Prenons le cas simple d'un alternateur, unique source de tension d'un réseau îloté, que l'on munit d'un régulateur de vitesse.

La fréquence du réseau, proportionnelle à la vitesse de rotation de l'alternateur, est fixée par la régulation primaire de la vitesse de l'entraînement mécanique ; la puissance mécanique s'adapte à la puissance à fournir afin de maintenir la fréquence requise. La régulation automatique ainsi réalisée est définie par son statisme qui exprime la variation de la fréquence par rapport à la puissance (voir fig.9-4).

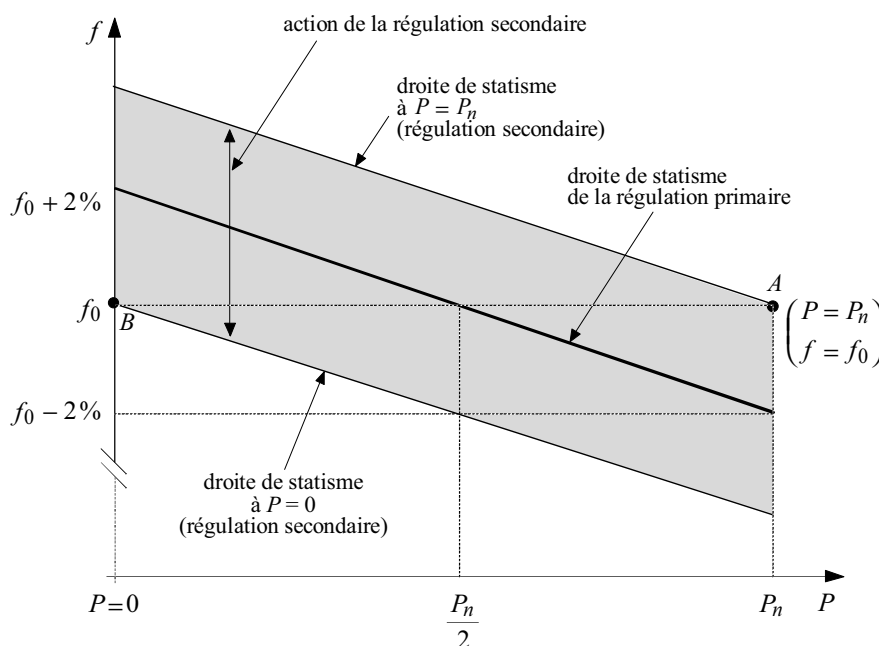


Figure 9-4 : droite de statisme d'un alternateur (régulation primaire) et action de la régulation secondaire

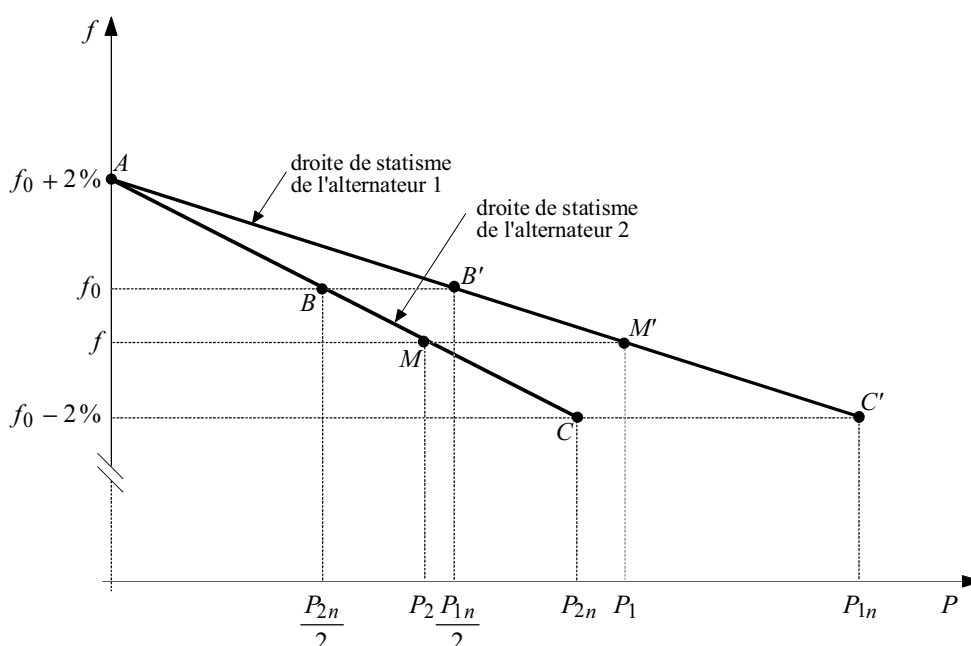
Toute augmentation de la puissance active fournie provoque une baisse de fréquence, et inversement. Ainsi, par exemple, un statisme de 4 % garantit une fréquence variant de 49 à 51 Hz ($50 \text{ Hz} \times 4 \% = 2 \text{ Hz}$) lorsque la puissance fournie varie de 0 à P_n .

Pour s'affranchir de cette variation, il est possible d'introduire une compensation qui déplace la droite de statisme parallèlement à elle-même en fonction de la vitesse grâce à une régulation secondaire (voir fig. 9-4). Ainsi, la fréquence est maintenue à f_0 quelle que soit la puissance fournie. Par exemple, les points $A(P = P_n)$ et $B(P = 0)$ de la figure 9-4.

En régime dynamique, les constantes de temps du système (machine + régulateurs) sont de quelques centaines de ms à quelques secondes. Un régulateur de type PID permet de pallier partiellement les conséquences inévitables de cette relative lenteur.

Lorsque deux alternateurs sont couplés, le point de fonctionnement de l'ensemble dépend de leur statisme et de leur puissance respectifs (voir fig. 9-5).

Toute variation de puissance s'accompagne d'une variation de fréquence et la répartition de puissance entre les alternateurs est au prorata de leur statisme respectif. On peut ainsi imaginer de multiples configurations d'exploitation.

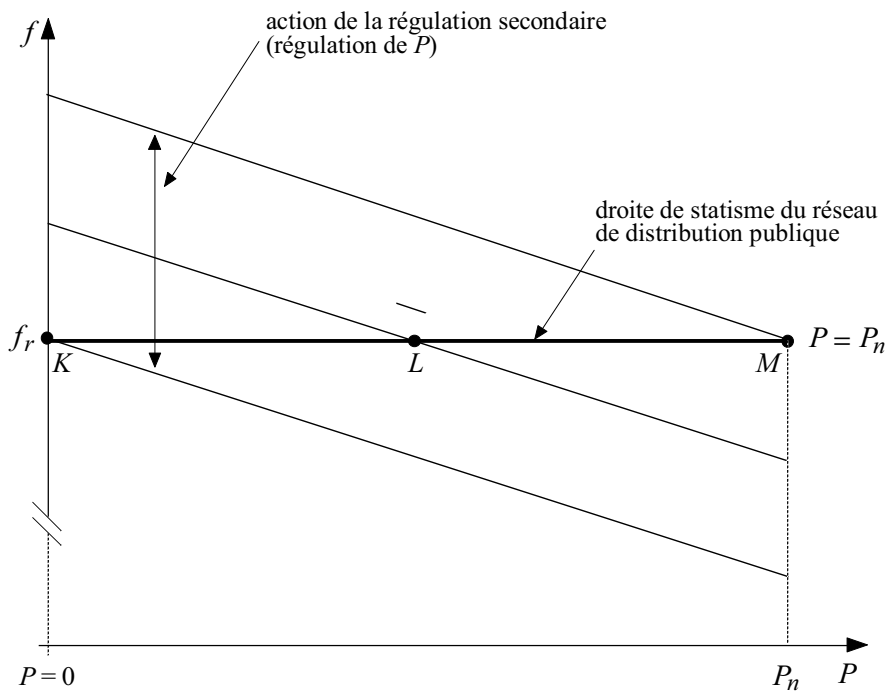


Les points caractéristiques sont :

$$\begin{aligned}
 A &\rightarrow (f_0 + 2\%, P_1 = 0, P_2 = 0) & M, M' &\rightarrow (f, P_1, P_2) \\
 B, B' &\rightarrow \left(f_0, \frac{P_{1n}}{2}, \frac{P_{2n}}{2} \right) & C, C' &\rightarrow (f_0 - 2\%, P_{1n}, P_{2n})
 \end{aligned}$$

Figure 9-5 : points de fonctionnement de deux alternateurs couplés en fonction de leur droite de statisme

Le cas du couplage d'un alternateur à un réseau de distribution publique est une extension du cas précédent pour lequel le réseau a un statisme quasiment nul. La fréquence est imposée à l'alternateur et sa régulation est alors effectuée par la régulation secondaire qui agit sur la puissance en fonction d'une consigne (voir fig. 9-6).



f_r : fréquence du réseau de distribution publique

Les points caractéristiques sont :

$$K \rightarrow (f_r, P = 0) \qquad L \rightarrow \left(f_r, \frac{P_n}{2} \right)$$

$$M \rightarrow (f_r, P_n)$$

Figure 9-6 : régulation de puissance d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique

En résumé, l'action du régulateur de la machine d'entraînement de l'alternateur permet d'agir sur la fréquence du réseau (fonctionnement îloté) ou sur la puissance active fournie (fonctionnement couplé).

En effectuant le même raisonnement avec le régulateur du courant d'excitation de l'alternateur, on obtient les résultats suivants :

- lorsque l'alternateur est seul (fonctionnement îloté), le régulateur agit sur l'amplitude de la tension
- lorsque l'alternateur est couplé au réseau de distribution publique, le régulateur agit sur la puissance réactive de l'alternateur.

■ le réseau de distribution publique

Les caractéristiques de la fréquence et de l'amplitude de la tension dans les conditions normales d'exploitation sont garanties contractuellement par le distributeur (voir EN 50 160 tableau 4-1 et contrat Emeraude de EDF).

Le fournisseur d'énergie donne au point de livraison la puissance de court circuit de la source (généralement trois valeurs : haute, basse et moyenne, qui dépendent de la configuration de son réseau, voir § 4.1).

Les défauts du réseau de distribution publique se répercutent chez le client ; leurs caractéristiques et leurs fréquences d'apparition dépendent des particularités du réseau (aérien ou souterrain, régime de neutre, environnement sévère...). Le plan de protection du distributeur donne des temps typiques d'interruption de l'alimentation.

■ le système de protection et de contrôle-commande

Lors d'un phénomène transitoire, les protections agissent lorsqu'une ou plusieurs grandeurs électriques dépassent leurs seuils prédéfinis pendant une durée supérieure à leurs temporisations (voir *Guide des protections*).

Les automatismes de délestage-relestage ou de transfert de source agissent pour la sauvegarde de l'alimentation des récepteurs prioritaires ou pour favoriser le retour à un état stable du réseau.

Les protections et les automatismes ont donc une influence importante sur la stabilité des réseaux.

9.2. Etude de stabilité dynamique des réseaux industriels

Ce paragraphe a pour but de fournir des indications générales sur les objectifs des études et sur leur contenu, et de donner des informations sur les causes, les effets et les remèdes des instabilités dynamiques.

Une étude réalisée par le “ Service Electrotechnique et Réseaux ” de Schneider est présentée à titre d'exemple.

9.2.1. Objectifs des études

Les études de stabilité dynamique consistent à déterminer les variations dans le temps des grandeurs électriques en différents points d'un réseau et les évolutions des paramètres mécaniques des machines tournantes, suite à des perturbations brutales.

Ces études ont pour but de rechercher :

- les conditions de fonctionnement du réseau permettant d'assurer une bonne continuité d'alimentation des récepteurs
- la puissance maximale que l'on peut secourir lors d'une perturbation
- les valeurs optimales de réglage des protections qui favorisent la stabilité et évitent les déclenchements intempestifs lors de perturbations non critiques
- les programmes de délestage-relestage lors d'une perturbation qui permettent d'assurer la continuité d'alimentation des récepteurs prioritaires (voir § 12.2.3.3.)
- les meilleurs réglages des régulateurs des machines.

Chaque étude est un cas particulier lié :

- aux types de sources
- aux types de récepteurs
- à l'architecture du réseau
- au mode d'exploitation du réseau
- aux causes d'instabilités prises en compte.

Il existe divers motifs d'études de stabilité dynamique :

- étude préventive à la conception du réseau
- rajout de générateurs et/ou de récepteurs de grosse puissance sur un réseau existant
- étude curative suite à un incident.

Lorsque l'étude est effectuée avant la réalisation de l'installation, on peut agir sur les différents facteurs déterminant la stabilité. Ainsi, en comprenant bien le comportement du réseau en régime transitoire, on peut optimiser son fonctionnement par rapport aux contraintes prédéfinies.

Les études peuvent être globales ou limitées à un problème précis. Par exemple, dans le cas d'un alternateur couplé au réseau de distribution publique, il est intéressant de déterminer la puissance maximale que peut fournir le distributeur en fonctionnement normal, pour qu'en cas de découplage, l'alternateur alimente correctement les récepteurs prioritaires.

9.2.2. Causes d'instabilité

■ les phénomènes électriques

Les phénomènes perturbateurs qui affectent la stabilité d'un réseau sont ceux qui provoquent des variations de puissance active et/ou réactive.

□ perturbations des sources

- creux et chutes de tension
- coupures brèves ou longues
- variation de fréquence (réseau îloté).

□ variation de la charge du réseau

Par exemple :

- à charge nominale, les alternateurs ont un faible couple synchronisant car la valeur de l'angle interne δ se rapproche de 90°
- à vide un réseau peut devenir capacitif, les alternateurs absorbent alors de la puissance réactive, ce qui tend à rapprocher de 90° la valeur de l'angle interne δ .

□ défauts électriques

Le plus contraignant est le court circuit triphasé car pendant la présence du défaut :

- la puissance fournie aux récepteurs est nulle puisque $U = 0$
- l'accélération des alternateurs est maximale.

■ architecture et mode d'exploitation du réseau

De nombreux paramètres influencent la stabilité :

- le mode de couplage des machines entre elles et au réseau de distribution publique
- l'emplacement et la puissance des jeux de barres prioritaires et non prioritaires
- le point de fonctionnement des alternateurs qui détermine le couple synchronisant C_s
- le mode de régulation des machines synchrones ; les régulations sont effectuées sur la vitesse ou la puissance active, sur la tension ou la puissance réactive
- les impédances des liaisons (par exemple, des transformateurs en parallèle)
- les types de protection et leurs réglages, la logique de couplage-découplage, les programmes de délestage-relestage
- les caractéristiques relatives des courbes de couple des moteurs et de couple résistant des machines entraînées (voir fig. 3-17 et tableau 3-3)
- l'inertie des machines tournantes.

■ le fonctionnement du processus industriel

Dans le fonctionnement des turboalternateurs à contre pression, une partie de la vapeur est utilisée pour le processus industriel, le reste est utilisé pour produire de l'énergie électrique. Ainsi, les variations de besoin de vapeur du processus industriel provoquent des variations de puissance mécanique fournie par la turbine. Ces variations peuvent entraîner des régimes de fonctionnement instables du réseau électrique par les fluctuations de puissance et les oscillations qui en résultent.

Les charges fluctuantes, telles que four à arc, machine à souder, chaudière électrique, torches à plasma... provoquent des variations de puissance qui peuvent rendre instable le réseau.

9.2.3. Les effets de l'instabilité

■ sur les machines tournantes

Pendant les périodes transitoires, les échanges de puissance entre machines et entre machines et réseau donnent des à-coups de couple; les contraintes mécaniques résultantes peuvent provoquer des dommages mécaniques (rupture d'arbres).

Les alternateurs, sollicités au delà de leurs capacités, ont des baisses de fréquence et de tension. Leurs régulations de tension et de vitesse peuvent entrer en résonance avec une perturbation et amplifier les effets d'instabilité.

Les moteurs ralentissent car ils subissent des oscillations de fréquence et des chutes de tension. Au moment de l'élimination de la perturbation, le courant absorbé et les chutes de tension induites sont importants, leur réaccélération est alors difficile. Certains moteurs rampent ou même calent avec des échauffements anormaux, et le réseau a moins de facilité à retrouver un fonctionnement stable sauf si un délestage rapide des grosses charges est effectué.

■ sur le réseau

La circulation de courants de valeur très élevée provoque des échauffements néfastes des matériels (transformateurs, câbles...).

Les chutes de tension provoquent des dysfonctionnements de certains appareils sensibles (contacteurs, électronique...).

La mise hors service d'un ou plusieurs générateurs détruit l'équilibre consommation-production et peut provoquer l'écroulement total du réseau.

9.2.4. Maîtrise de l'instabilité

Différentes dispositions permettent d'éviter de franchir la limite de stabilité. Elles sont situées au niveau des générateurs, du réseau et des récepteurs et ont pour but, soit d'éviter l'instabilité soit de la combattre efficacement à son début.

■ au niveau des générateurs

L'utilisation de groupes de production à très grande inertie mécanique réduit l'influence des variations de charge. Mais cette solution est de plus en plus difficile à réaliser car les inerties mécaniques évoluent vers une diminution.

Le choix des régulateurs et leurs réglages déterminent les temps de réponse des machines, ils doivent être réglés en fonction des perturbations envisagées.

Le choix du point de fonctionnement des alternateurs est important ; un faible angle interne donc un couple synchronisant élevé favorise la stabilité. Pour satisfaire cette contrainte, l'alternateur doit :

- fournir de la puissance réactive ; il est donc préférable de mettre hors service les condensateurs de compensation lorsque les alternateurs sont îlotés
- avoir une marge de réserve sur la puissance mécanique et le courant d'excitation.

La mise en place de protections contre les retours de puissance active sur les alternateurs (voir § 7.19 du *Guide des protections*) permet d'éviter un fonctionnement en moteur lors d'une avarie sur la machine d'entraînement. On favorise ainsi la stabilité du réseau et la non destruction de la machine d'entraînement.

■ au niveau du réseau

La réduction des impédances des liaisons favorise le retour à un état stable après un incident. La redondance des sources et la possibilité de délester les récepteurs non prioritaires minimise la durée et la profondeur des creux de tension après l'élimination de la cause de la perturbation.

Les délestages-relestages par échelon de puissance évitent les grosses perturbations. L'élimination rapide et sélective d'un court-circuit limite ses conséquences sur le réseau. Le plan de protection doit être réalisé en envisageant les divers scénarios d'instabilité.

L'emploi de la sélectivité logique ou différentielle (voir § 9.3 et 7.6 du *Guide des protections*) à la place de la sélectivité chronométrique réduit le temps d'élimination du court-circuit, donc évite de grosses perturbations.

Le déclenchement par phase séparée pour l'élimination des défauts monophasés dans les réseaux de transport et l'emploi de disjoncteurs shunts pour les réseaux de distribution MT, ont des effets bénéfiques sur la stabilité des réseaux industriels.

La mise en place d'une protection contre les retours de puissance active au point de livraison permet d'iloter le réseau industriel lors d'une perturbation sur le réseau de distribution publique et évite ainsi une cause d'instabilité.

■ au niveau des récepteurs

L'utilisation de systèmes électroniques d'alimentation des moteurs (voir § 3.3.4) atténue leurs courants transitoires lors des variations de tension ou de couple résistant.

La mise en place de protections contre les retours de puissance active (voir § 7.19 du *Guide des protections*) et de protections à minimum de tension sur les gros moteurs (voir § 7.12 du *Guide des protections*) favorise la stabilité.

9.3. Etudes de stabilité

Rappelons que la stabilité dynamique d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale. Une étude de stabilité consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des machines entre le moment où la perturbation apparaît et le moment où, la perturbation éliminée, le réseau revient ou ne revient pas à des conditions normales de fonctionnement.

Le problème a trois aspects :

■ électrique

Il fait intervenir les équations classiques des réseaux (lois de Kirchoff). Les machines sont représentées par les équations de Park qui permettent d'étudier leurs régimes transitoires.

Pendant la période transitoire, il faut faire intervenir les réactances subtransitoires (X_d'') et transitoire (X_d') des machines pour effectuer les calculs (voir § 4.1.2. du *Guide des protections*) ; celles-ci interviennent pour tous les phénomènes dynamiques.

■ la dynamique des variations autour d'un état d'équilibre

Elle fait intervenir les fonctions de transfert des régulateurs de vitesse et d'excitation.

■ mécanique

Il s'agit de savoir si la vitesse des machines est maintenue ou non, en utilisant les équations mécaniques de chaque machine :

$$J \frac{d\omega}{dt} = C_m - C_r$$

J : moment d'inertie de l'alternateur et de sa machine d'entraînement ou du moteur et de sa charge

C_m : couple moteur (mécanique pour un alternateur, électrique pour un moteur)

C_r : couple résistant (électrique pour un alternateur, mécanique pour un moteur)

9.3.1. Méthodes de calcul employées

■ méthode analytique (manuelle)

Dans les cas de réseaux simples, c'est à dire pour les réseaux qui ne comportent qu'une machine (éventuellement deux) et des charges passives, la description analytique de l'évolution des paramètres de la machine en cas de perturbations est réalisable sans trop de difficulté.

Cette analyse est possible dans les cas où la vitesse peut être considérée comme constante. Les équations des machines permettent de décrire leurs comportements de manière suffisamment précise même si certains paramètres sont négligés.

Les différentes méthodes d'analyses (Behn-Eschenburg, diagramme de Potier, diagramme de Blondel) permettent de déterminer le rendement, le courant d'excitation et les chutes de tension des alternateurs et des moteurs. La transformation de Park appliquée aux machines permet d'analyser le régime permanent ainsi que les régimes transitoires.

■ simulation sur micro-réseau

Dans des cas plus complexes, les concepteurs ont longtemps fait appel aux méthodes de simulation sur micro-réseau ; ce qui permet de reproduire à échelle réduite le comportement des machines (lois de similitude). Cette méthode, si elle permet d'obtenir de bons résultats, nécessite des moyens importants et surtout beaucoup de temps de préparation pour réaliser le micro-réseau représentatif de l'installation à étudier. Aussi, cette méthode pratiquement abandonnée aujourd'hui, ne s'est appliquée qu'aux réseaux qui avaient une structure stable.

■ simulation numérique

Cette méthode est actuellement celle qui est universellement employée. Un ordinateur permet de résoudre numériquement les systèmes d'équations qui décrivent le comportement du réseau et des machines. La puissance croissante des micro-ordinateurs permet aujourd'hui de simuler des réseaux importants dans des temps raisonnables et d'effectuer des analyses fines du comportement des machines et des éléments des réseaux.

Tous les récepteurs et tous les générateurs contribuent au fonctionnement de l'ensemble et réagissent les uns sur les autres ; la dimension du problème est donc très grande et, pour rester dans un domaine compatible avec la capacité d'un micro-ordinateur, il convient de simplifier les données de façon à ne représenter que quelques dizaines de machines :

- en regroupant les charges passives
- en regroupant les moteurs sous forme de "moteurs équivalents" ayant un comportement identique
- en regroupant les générateurs sous forme de "générateurs équivalents" ayant un comportement identique
- en assimilant une source très puissante à une source parfaite en série avec une impédance (cas de l'alimentation du distributeur).

Ces préliminaires aux calculs sont évidemment très importants puisqu'ils définissent les hypothèses qui doivent être d'une complexité raisonnable et représentatives de la réalité.

La méthode de résolution adoptée est une méthode pas à pas prenant en compte :

- des grandeurs à variation lente telles que le couple moteur, la vitesse relative du rotor, le flux d'enroulement de l'inducteur, la tension d'excitation (constantes de temps > 100 ms)
- des grandeurs à variation rapide telles que les courants et les tensions dans les différentes branches du réseau et les différents circuits des machines, la tension aux bornes des machines et la puissance débitée (constantes de temps < 50 ms).

Cette méthode est mise en oeuvre par un logiciel qui permet de traiter tous les cas de réseaux industriels, comme par exemple le logiciel de calcul MG-STAB développé par Schneider.

9.3.2. Développement d'une étude

Le déroulement d'une étude de stabilité suit une logique et se décompose en plusieurs étapes décrites succinctement ci-après.

■ les préliminaires aux calculs

La précision des résultats est directement liée à l'exactitude des données du réseau ; l'étude commence par la collecte de ces dernières en cherchant les valeurs numériques exactes des caractéristiques des éléments du réseau. En leur absence, on utilise des valeurs typiques.

Ensuite, la modélisation consiste à décrire quantitativement les lois physiques qui régissent le fonctionnement des éléments du réseau et de leurs liaisons, sous forme d'un fichier de données.

Le calcul du régime initial des flux de puissance ("load flow") est déterminé par le programme spécifique qui traite le fichier des données :

- tensions aux noeuds, courants et puissances dans les branches, les sources et les charges
- point de fonctionnement des machines.

■ les simulations

L'architecture et les éléments du réseau varient d'une étude à l'autre ; les types de perturbation sont nombreux, de même que le lieu d'application est variable.

Au vu du schéma étudié, le spécialiste va sélectionner les perturbations et leur point d'application en fonction de la criticité du problème.

En général, on s'intéresse aux coupures d'alimentation du réseau de distribution publique, aux courts-circuits, aux pertes d'éléments du réseau (câbles, transformateurs, générateurs, ...), aux démarrages de gros moteurs et aux variations de puissance mécanique des alternateurs suite à des phénomènes liés au fonctionnement du process industriel (voir §9.2.2 - fonctionnement des turbo-alternateurs à contre pression).

Les calculs du régime dynamique en fonction des perturbations envisagées reproduisent le comportement du réseau et permettent de déterminer les actions à entreprendre. Les différents scénarios sont étudiés afin de traiter l'ensemble des cas choisis et de déterminer la sensibilité aux variations sur les valeurs des données.

■ les résultats

Ils se traduisent essentiellement par des courbes d'évolution dans le temps :

- les tensions sur les différents jeux de barres, les courants dans les câbles et les puissances transitées
- les données des machines (vitesse, couples électrique et mécanique, excitation)
- les régulations des excitations et des entraînements mécaniques.

En conclusion, ils déterminent le fonctionnement du système électrique en régime perturbé et permettent :

- la vérification de la stabilité
- la connaissance de la capacité de secours après une perturbation
- la validation du plan de protection
- le réglage des régulations.

9.4. exemple d'étude

Le cas présenté ci-après est tiré d'une étude réelle d'un réseau industriel typique de l'industrie lourde ; il s'agit d'étudier l'impact d'un court-circuit triphasé au secondaire d'un transformateur 63/20 kV.

■ description du réseau

Le réseau comporte (voir fig. 9-7) :

- une alimentation par le réseau de distribution publique en 63 kV.
- deux transformateurs 63/20 kV débitant sur le jeu de barres 20 kV de l'usine.
- une source autonome de production composée de deux alternateurs couplables débitant sur le jeu de barres 20 kV à travers deux transformateurs élévateurs 3,2/20kV.
- des moteurs asynchrones alimentés en 5,5 kV au travers de transformateurs 20/5,5 kV connectés sur le jeu de barres 20 kV. Certains de ces moteurs sont des machines équivalentes.
- une charge passive équivalente représentant tous les autres consommateurs de l'usine.

Les arrivées transformateurs sont munies de protections à maximum de courant phase et terre directionnel (voir § 7.3 et 7.4 du *Guide des protections*).

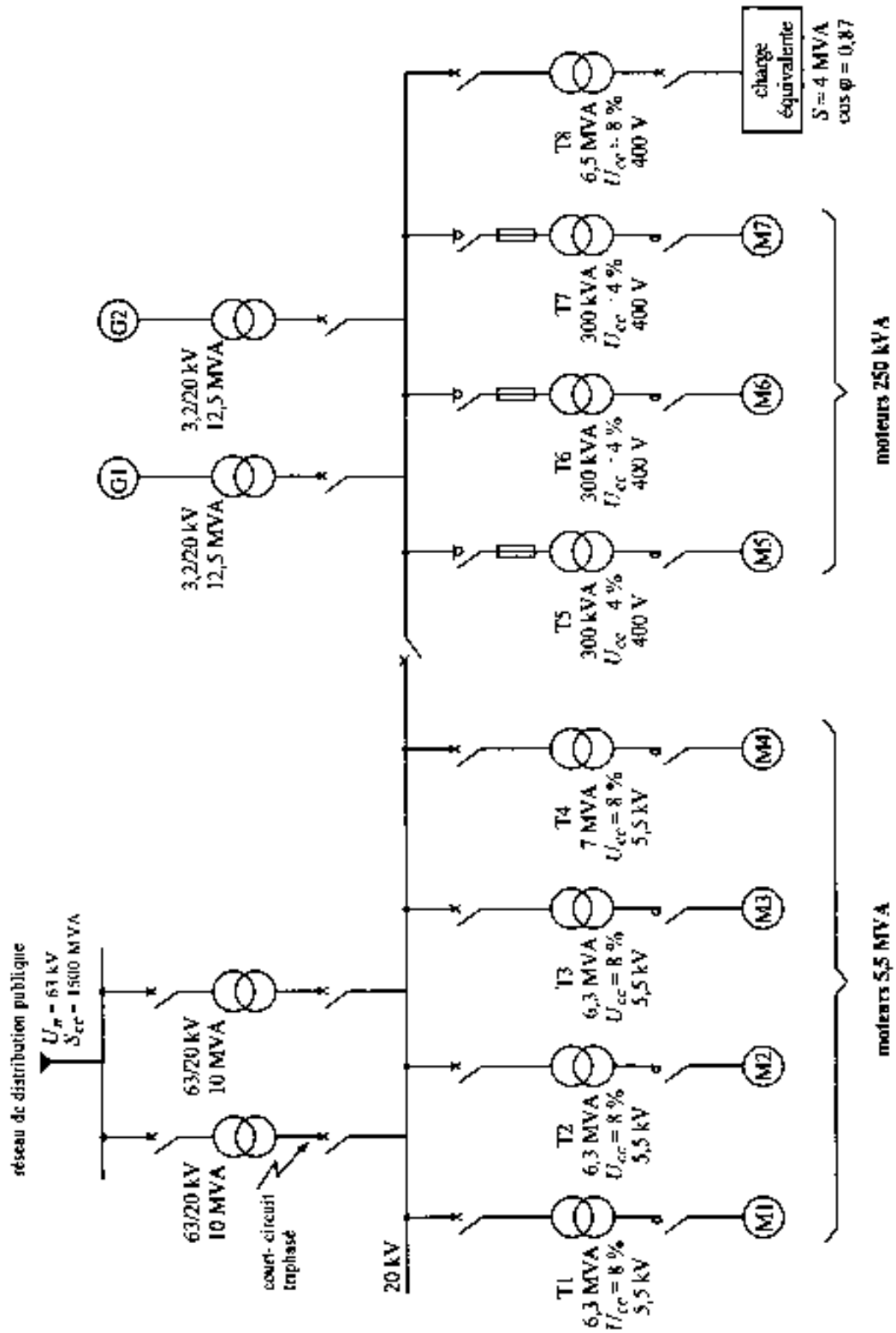


Figure 9-7 : description du réseau

Figure 9-7 : description du réseau

■ objectif de l'étude

perturbation envisagée

Un court-circuit triphasé franc survient au secondaire d'un des deux transformateurs 63/20 kV.

événement redouté

Le défaut ne doit pas entraîner la perte des moteurs 5,5 MVA.

question à résoudre

Quel est le temps maximal admissible d'élimination du défaut qui évite l'instabilité dynamique?

■ description qualitative des phénomènes

à l'apparition du défaut

La tension au point de court circuit est nulle ainsi que sur tout le jeu de barres commun 20 kV (les impédances des liaisons sont négligeables). La puissance électrique fournie par les groupes passe de la valeur initiale à une valeur très faible due aux pertes dans les transformateurs élévateurs ; cette baisse importante de puissance active fournie se traduit par une accélération des alternateurs, car ils sont encore entraînés par les turbines dont les régulations mécaniques ne réagissent pas instantanément. Parallèlement, le régulateur de tension commande l'augmentation du courant d'excitation jusqu'à sa valeur maximale pour essayer de corriger la baisse de tension.

Les moteurs débitent dans le court-circuit jusqu'à l'extinction de leur flux, puis l'absence de couple moteur, due à une tension très faible, conduit à leur ralentissement.

Le réseau de distribution publique fournit un courant qui dépend de sa puissance de court-circuit et de l'impédance équivalente aux deux transformateurs en parallèle.

élimination du défaut

La protection à maximum de courant phase directionnel est activée et provoque le déclenchement des disjoncteurs amont et aval du transformateur en défaut.

□ après l'élimination du défaut

Il y a réapparition de la tension sur le jeu de barres 20 kV; sa valeur dépend de l'action combinée du réseau de distribution publique, des alternateurs en surexcitation maximale et de l'appel de courant des récepteurs.

Les alternateurs ne sont plus en phase entre eux, ni avec le réseau (en effet chaque source a évolué indépendamment des autres puisque la tension à leurs bornes était pratiquement nulle) et leurs vitesses sont différentes. Ils fournissent une faible puissance car la puissance mécanique des turbines a été diminuée par les régulateurs. En effet, ceux-ci ont vu une baisse de demande de puissance active, mais ils réagissent avec du retard ; les alternateurs vont donc ralentir.

Les moteurs ont ralenti, le champ tournant du rotor est déphasé par rapport au champ tournant du stator produit par le réseau, et leurs vitesses sont différentes. Cela induit des chutes de tensions importantes dans les liaisons puisque tous les moteurs essaient de réaccélérer en même temps.

Il se produit alors des échanges oscillatoires d'énergie entre les diverses machines à travers les liaisons et les transformateurs du réseau. Si les variations de vitesses des alternateurs qui sont à la base de ces phénomènes transitoires diminuent, le régime normal est récupéré. Sinon, les alternateurs ne retrouvent pas le synchronisme et décrochent, les moteurs asynchrones calent ou rampent.

On voit donc que l'étude du comportement de ce réseau nécessite un calcul complexe pour s'assurer du retour à un état stable de fonctionnement et connaître les variations des grandeurs électriques et mécaniques.

■ étude quantitative

Après avoir calculé le régime permanent pendant 0,1 seconde (on s'assure ainsi de la validité du modèle), le court-circuit au secondaire du transformateur 63/20 kV est simulé, puis éliminé par ouverture simultanée des disjoncteurs amont et aval du transformateur ; le calcul est alors poursuivi pendant 5 secondes, ce qui est suffisant pour analyser le comportement du réseau.

On détermine le comportement du réseau pour deux hypothèses sur le temps d'activation des protections : 300 et 350 ms. Ces deux valeurs sont proches de la limite acceptable recherchée.

Nota : dans un but de simplification de l'exemple, on ne prend en compte que les protections amont et aval des deux transformateurs 63/20 kV.

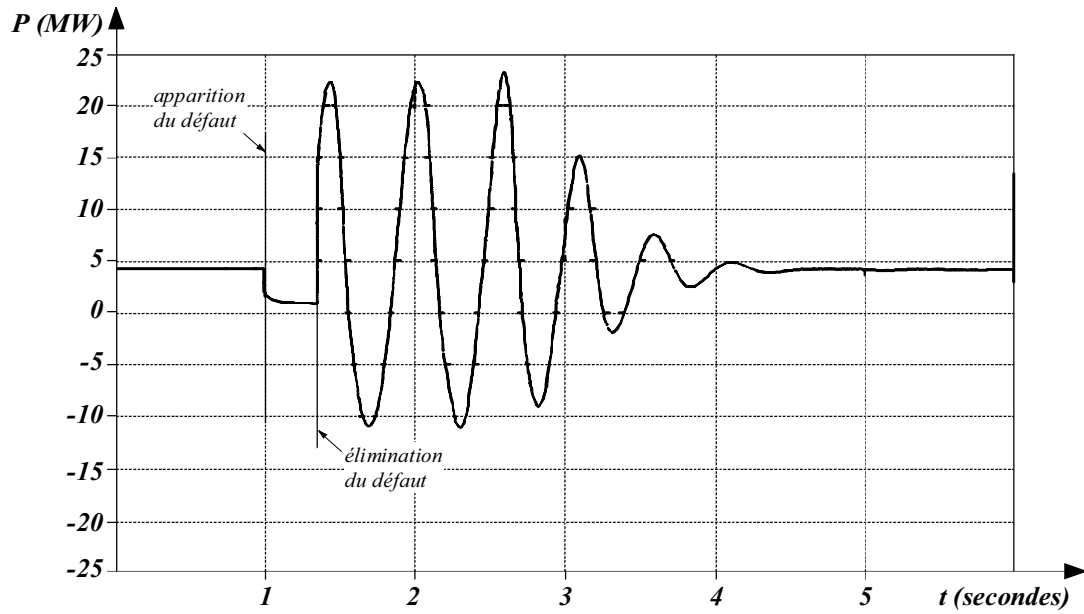
Nous allons maintenant examiner le résultat de la simulation concernant l'un des alternateurs 12,5 MVA (les deux sont identiques), et l'un des moteurs 5,5 MVA.

□ l'alternateur

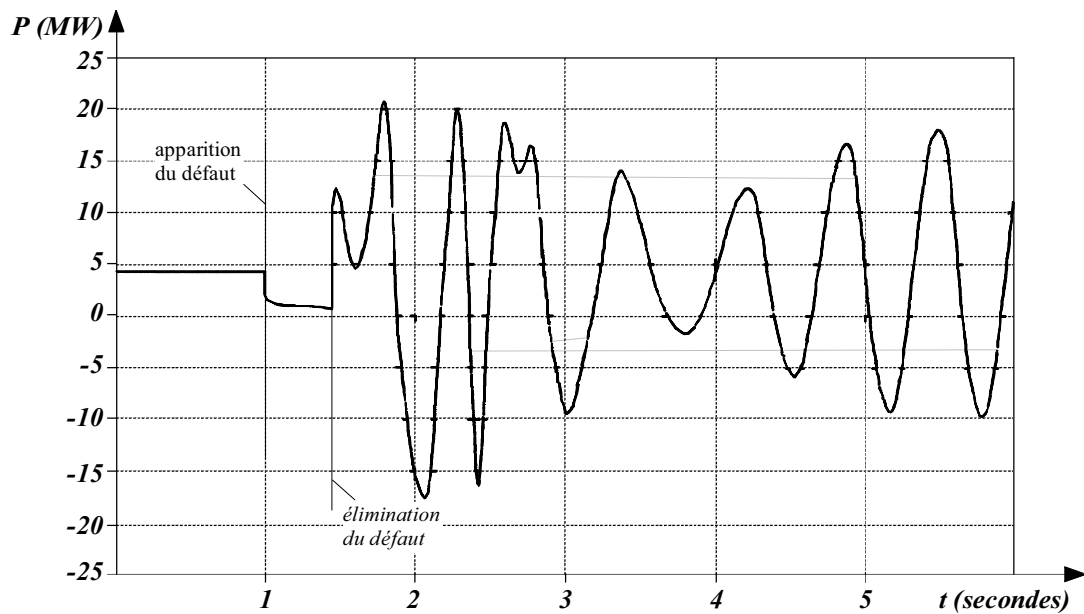
- **examen de la puissance active** (voir fig. 9-8)

Dès l'apparition du défaut, la puissance active fournie par l'alternateur diminue fortement, elle reste à une valeur très faible pendant toute la durée du défaut.

A l'élimination du défaut, il se produit une oscillation de puissance active qui correspond aux échanges entre cet alternateur, l'autre alternateur et le réseau de distribution publique. Cet échange de puissance correspond à la puissance nécessaire au rétablissement du synchronisme entre la tension de l'alternateur et la tension du réseau de distribution. Si les protections sont activées après 300 ms (élimination du défaut par le disjoncteur 40 ms plus tard), les oscillations de puissance (valeurs alternativement positives et négatives) diminuent rapidement pour se stabiliser à la valeur initiale (voir fig. 9-8-a). Par contre, dans le cas de l'activation après 350 ms, les oscillations se poursuivent sans présenter une décroissance significative ; l'alternateur n'arrive pas à se re-synchroniser (voir fig. 9-8-b).



a) temporisation = 300 ms

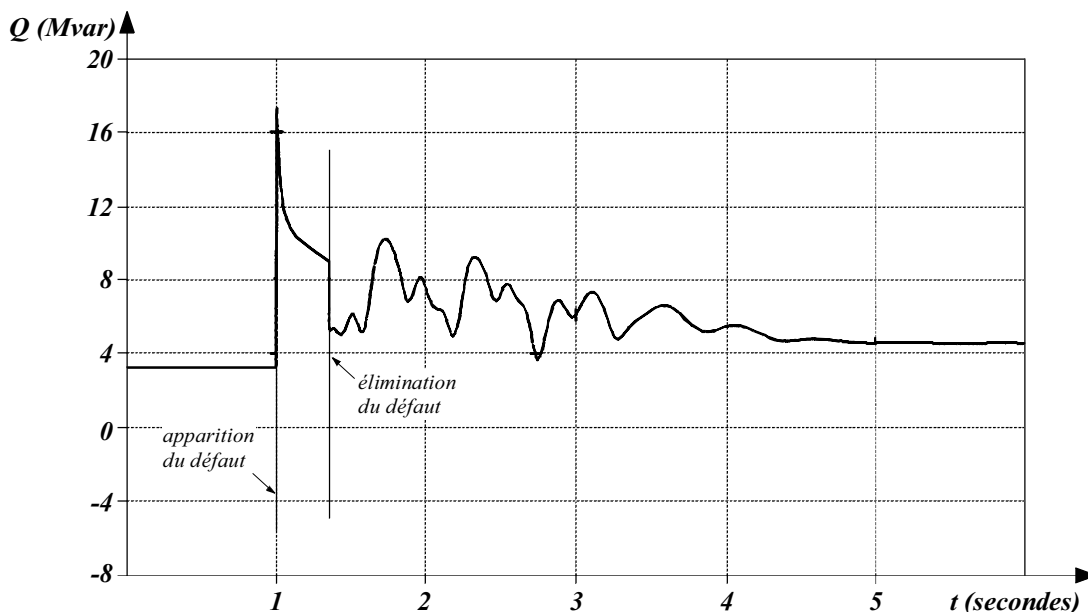


b) temporisation = 350 ms

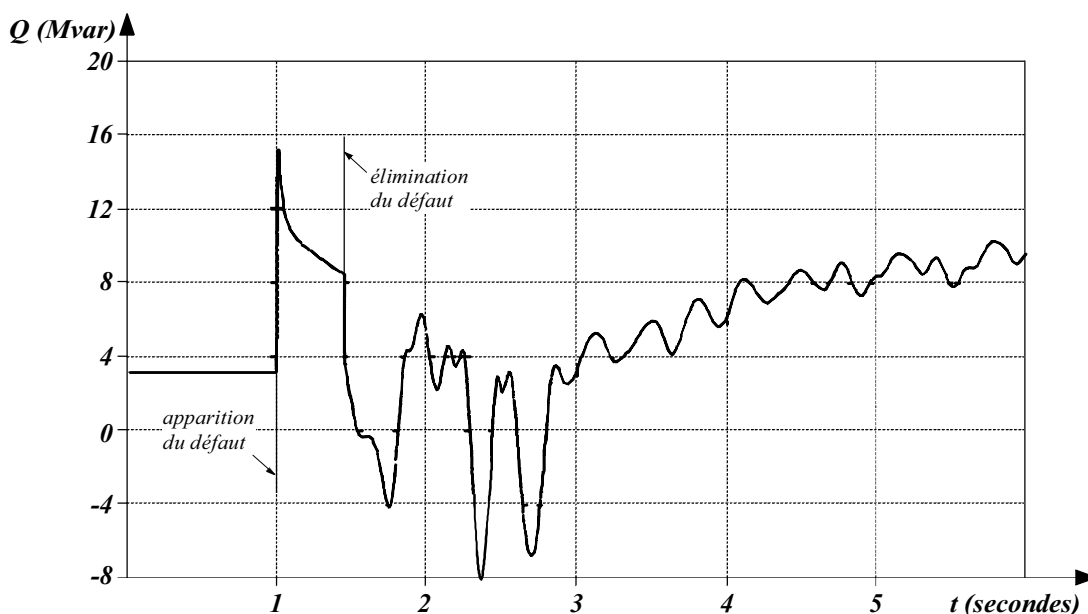
Figure 9-8 : puissance active d'un des alternateurs 12,5 MVA

- **examen de la puissance réactive** (voir fig. 9-9)

A l'apparition du défaut, la puissance réactive augmente fortement, elle reste à une valeur élevée pendant toute la durée du défaut, environ 2,7 fois la valeur avant l'apparition du défaut. Elle augmente encore à l'élimination du défaut, en raison du retour à une valeur proche de la normale de la tension. En effet, les consommateurs ont alors un fort besoin de puissance réactive afin de retrouver leur flux de magnétisation normal. Si les protections sont activées après 350 ms, la perte de synchronisme empêche la stabilisation de la puissance réactive (voir fig. 9-9-b).



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

Figure 9-9 : puissance réactive d'un des alternateurs 12,5 MVA

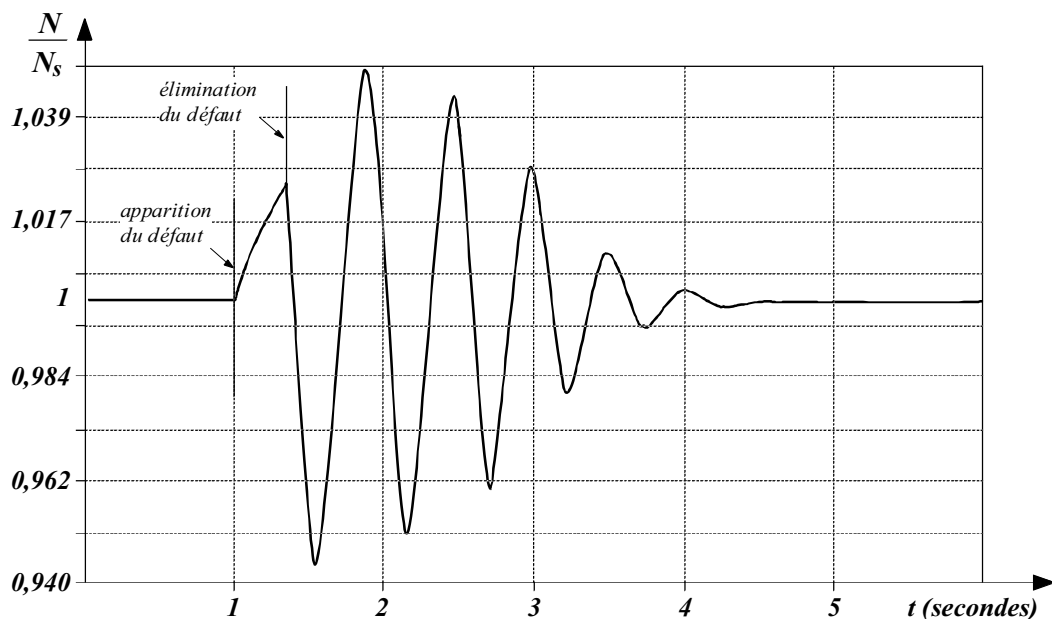
Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

- **examen de la vitesse** (voir fig. 9-10)

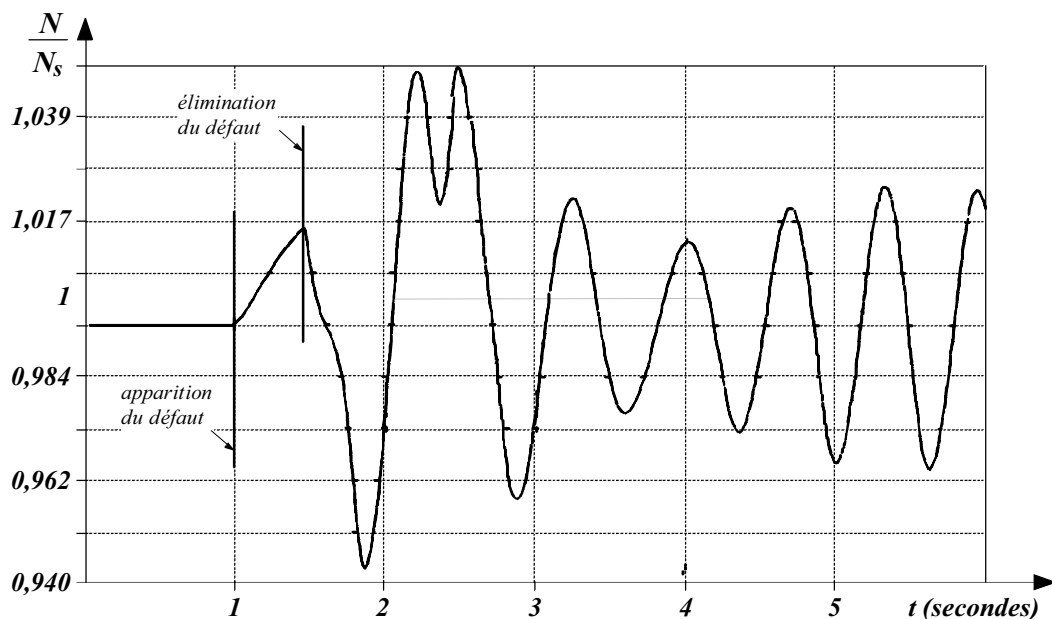
Lors de l'apparition du court-circuit, la vitesse augmente car la demande de puissance active du réseau est très faible alors que les turbines continuent à fournir de la puissance mécanique.

L'élimination du défaut entraîne un ralentissement de l'alternateur, sa vitesse se met à osciller.

Si les protections sont activées après 350 ms (voir fig. 9-10-b), l'alternateur ne retrouve pas un état de fonctionnement stable.



a) temporisation = 300 ms



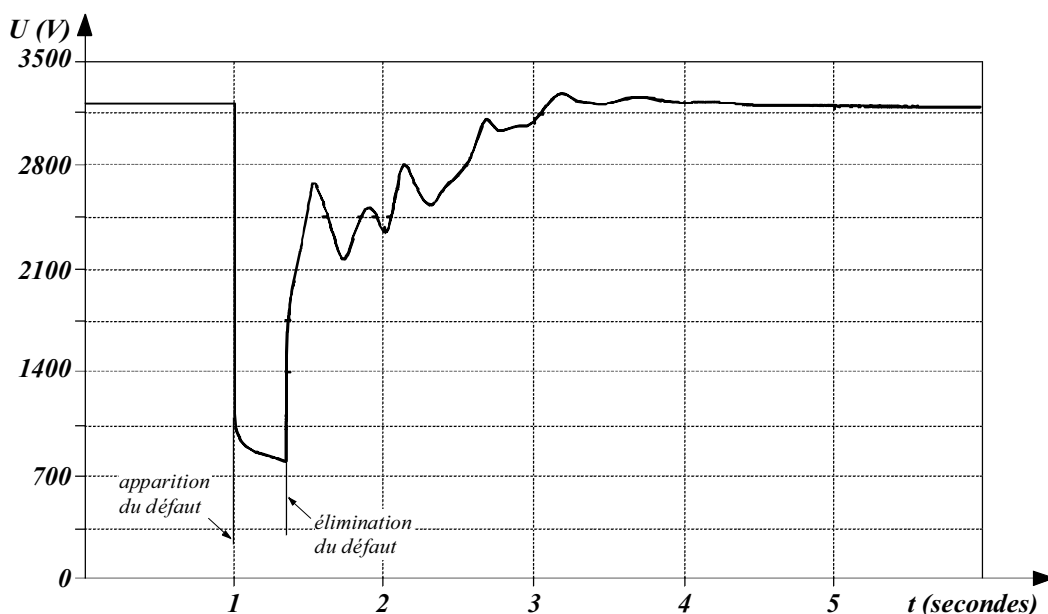
b) temporisation = 350 ms

Figure 9-10 : vitesse d'un des alternateurs 12,5 MVA

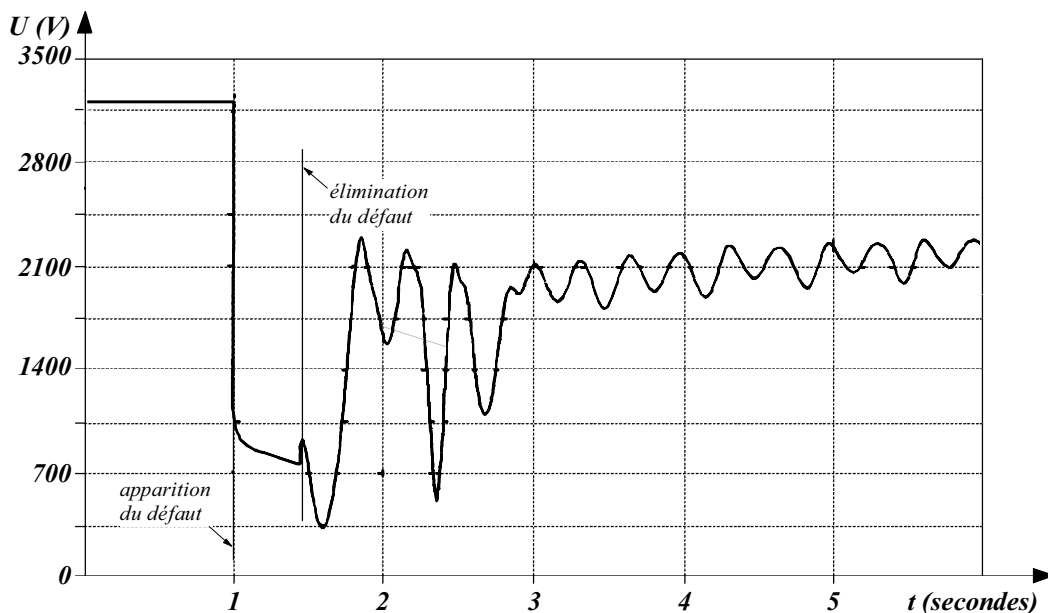
- examen de la tension (voir fig. 9-11)

Si les protections sont activées après 300 ms (voir fig. 9-11-a), la tension se rétablit rapidement à la valeur nominale après l'élimination du défaut.

Au contraire, la tension ne se rétablit pas et a même tendance à diminuer si les protections sont activées après 350 ms (voir fig. 9-11-b).



a) temporisation = 300 ms



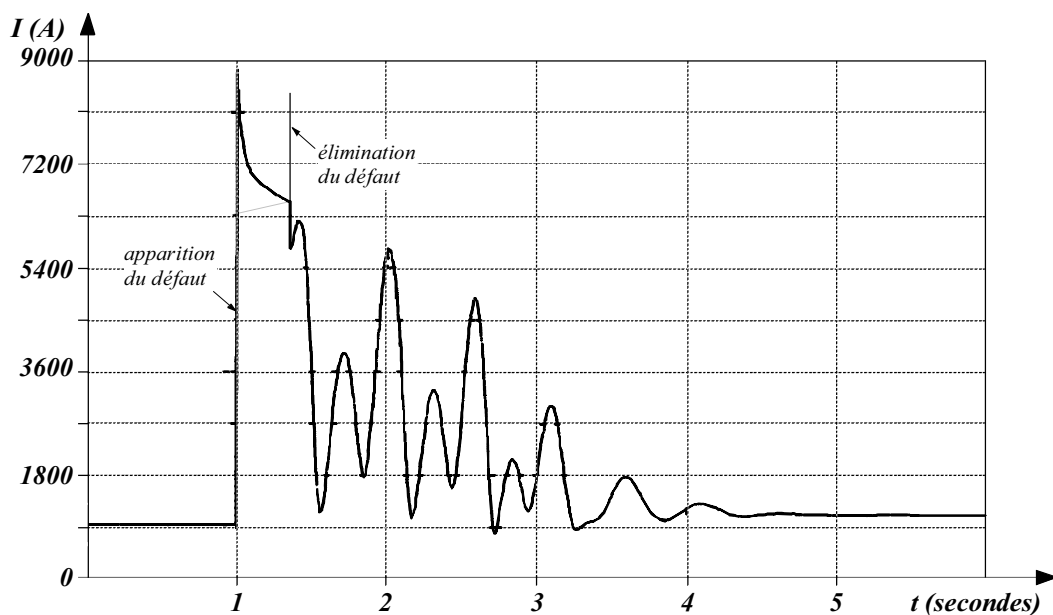
b) temporisation = 350 ms

Figure 9-11 : tension d'un des alternateurs 12,5 MVA

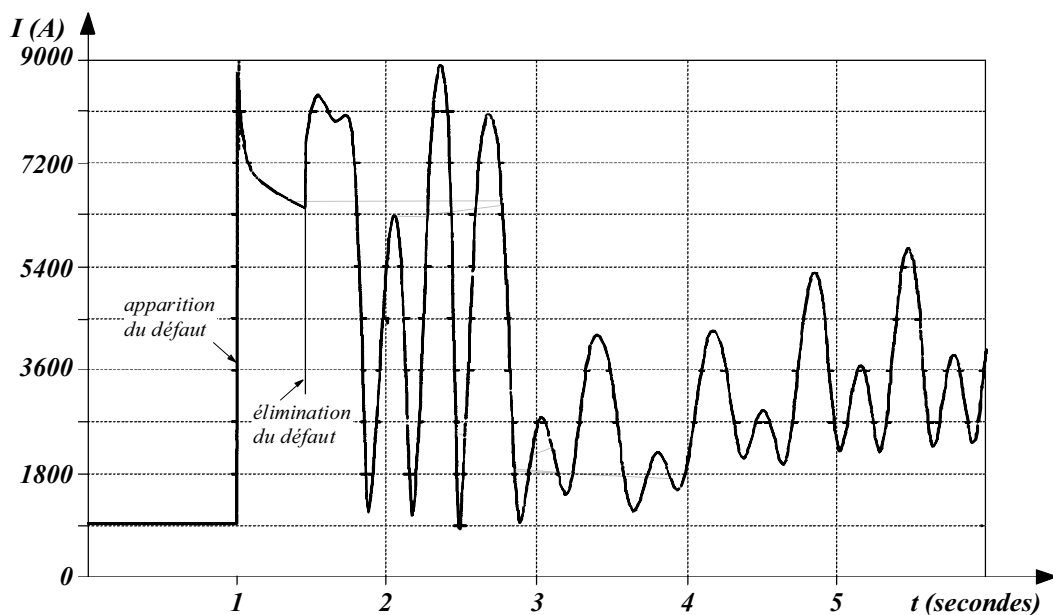
□ **évolution du courant** (voir fig. 9-12)

De la même façon que la tension, si les protections sont activées après 300 ms, le courant retrouve la valeur initiale (voir fig. 9-12-a) ; par contre, il reste à une valeur moyenne élevée dans le cas de l'activation des protections après 350 ms (voir fig. 9-12-b).

Dans le cas de l'activation après 350 ms, les protections qui assurent la sauvegarde de l'alternateur doivent provoquer sa mise hors service, ce qui ne permet pas d'assurer le fonctionnement correct de l'installation.



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

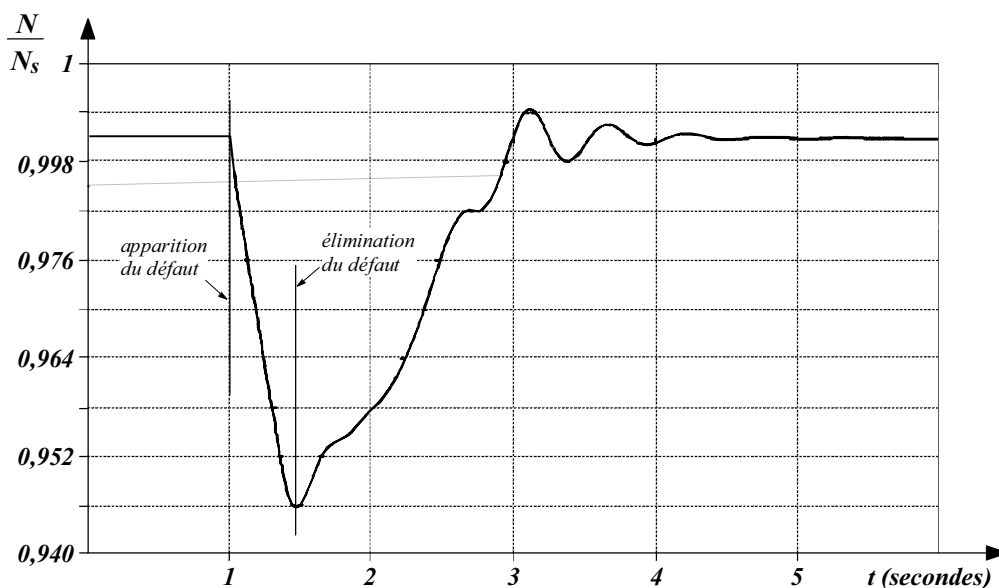
Figure 9-12 : courant d'un des alternateurs 12,5 MVA

□ **comportement d'un moteur**

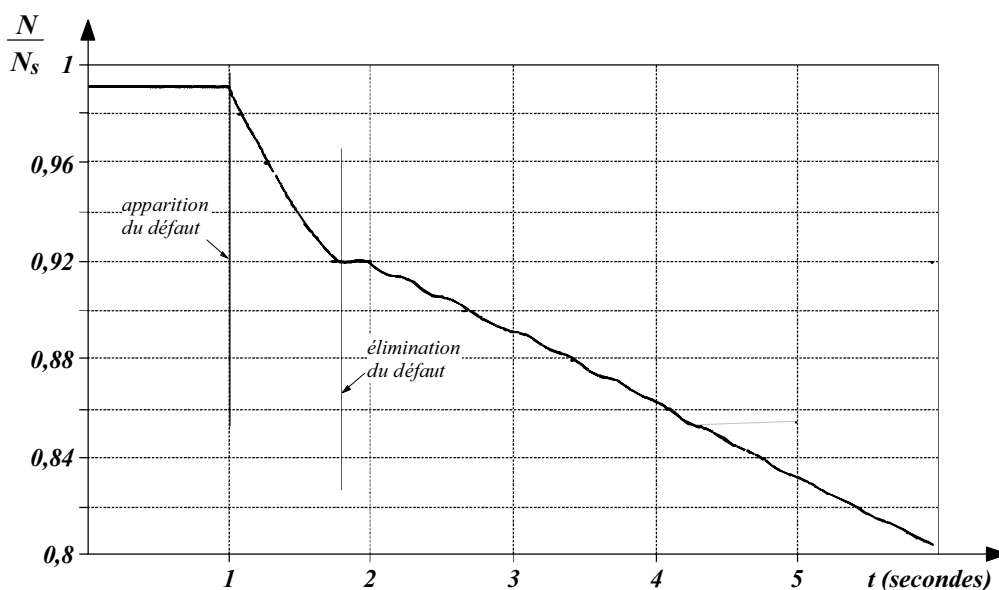
Le comportement des moteurs est lui aussi représentatif de l'instabilité constatée quand la temporisation de la protection est trop élevée.

Lorsque celle-ci est égale à 350 ms, malgré l'élimination du défaut, la vitesse du moteur continue à diminuer (voir fig. 9-13-b), et le courant absorbé se maintient à une valeur moyenne proche de $2 I_n$ (voir fig. 9-14-b).

Ce fonctionnement est critique pour le moteur (suréchauffement des enroulements) et peut être dangereux pour la machine entraînée. Les protections devront obligatoirement mettre hors tension le moteur.

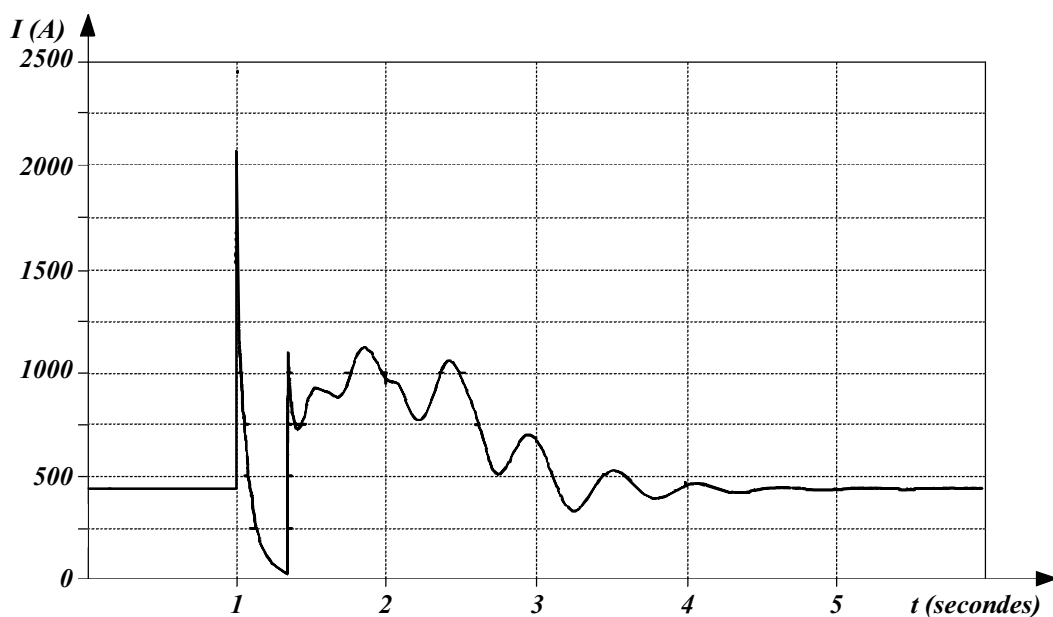


a) temporisation = 300 ms

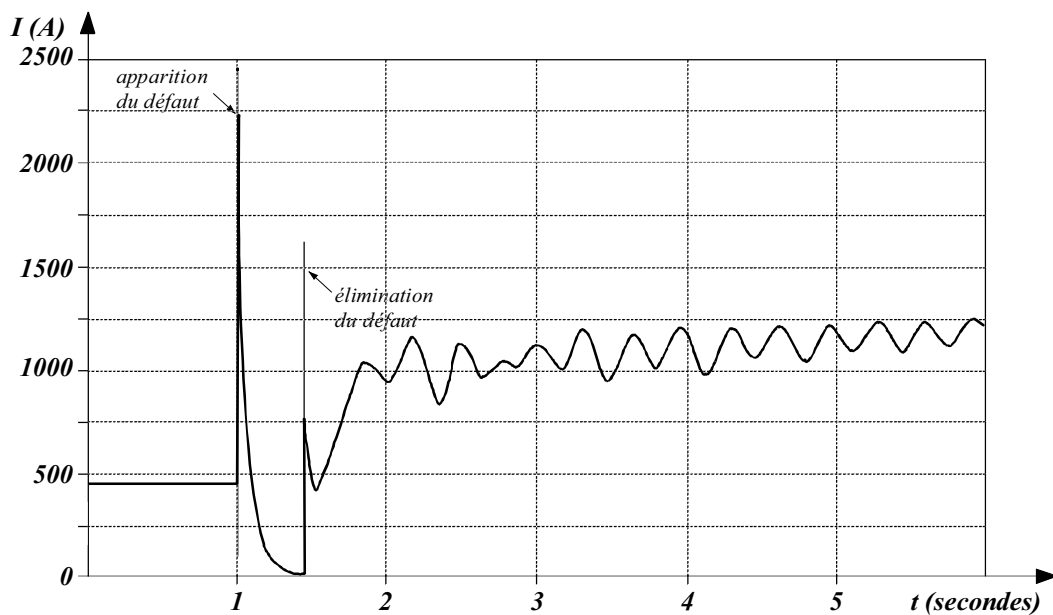


b) temporisation = 350 ms

Figure 9-13 : vitesse d'un des moteurs 5,5 MVA



a) temporisation = 300 ms



b) temporisation = 350 ms

Figure 9-14 : courant d'un des moteurs 5,5 MVA

■ conclusions de l'étude

L'étude de l'impact d'un court-circuit triphasé au secondaire du transformateur 63/20 kV montre que :

- régler la temporisation de la protection du transformateur à 350 ms est inacceptable
- 300 ms est la limite maximale
- 250 ms permet une marge de sécurité.

10. La sûreté de fonctionnement d'une installation électrique

10. LA SURETE DE FONCTIONNEMENT D'UNE INSTALLATION ELECTRIQUE

La tension aux bornes d'un récepteur est affectée par des phénomènes dont l'origine peut être le réseau du distributeur ou l'installation électrique de l'utilisateur perturbé.

Les dysfonctionnements et le coût des dommages subis dépendent de la nature des récepteurs et du niveau de criticité du processus industriel. Ainsi, la coupure momentanée d'un récepteur critique peut avoir de graves conséquences sur le fonctionnement du processus industriel sans que ce récepteur soit affecté. Dans d'autres cas, la même perturbation pourra endommager des récepteurs et être tolérée par le processus industriel.

Pour la conception d'un réseau électrique, une étude précise des effets des défaillances et des perturbations redoutées doit être effectuée. Des dispositions doivent généralement être prises pour limiter leurs conséquences.

La réduction des effets des harmoniques, du flicker, des déséquilibres de tension, des variations de fréquence et des surtensions est réalisée par la mise en oeuvre d'architectures de réseaux et d'équipements adaptés à chaque cas (voir § 3 ; § 5 et § 8).

L'immunité aux coupures de l'alimentation fait également appel à des équipements spécifiques tels que les alimentations sans interruption et les groupes de production d'énergie électriques (voir § 4). Ces équipements ne suffisent généralement pas à résoudre tous les problèmes. L'architecture du réseau, les automatismes de réalimentation, le niveau de fiabilité des matériels, la présence d'un système de contrôle-commande ainsi que la politique de maintenance jouent un rôle important dans la réduction et l'élimination des temps de coupure. L'analyse complète du problème nécessite des études de sûreté de fonctionnement prenant en compte l'ensemble de ces données ainsi que la fréquence et la durée des coupures admises par le processus industriel.

Ces études permettent de déterminer l'architecture et les équipements les mieux adaptés aux besoins de l'usine. Elles nécessitent généralement le classement des récepteurs en fonction de leur niveau de sensibilité et de distinguer :

- les récepteurs admettant des arrêts prolongés : 1 heure ou plus
- les récepteurs devant être réalimentés après quelques secondes
- les récepteurs n'acceptant aucune coupure.

La figure 10-1 représente un exemple de réseau pour lequel cette distinction a été faite :

- les récepteurs vitaux ne tolérant aucune coupure sont alimentés par une alimentation sans interruption
- les récepteurs essentiels sont réalimentés quelques secondes après la perte du réseau du distributeur dès que la tension et la fréquence du groupe électrogène sont stabilisées
- les récepteurs prioritaires sont retestés dès la fin du redémarrage des récepteurs essentiels (le groupe électrogène ne peut pas accepter instantanément l'ensemble de la charge)
- les récepteurs non prioritaires acceptent un long temps de coupure, ils ne sont réalimentés que lorsque le réseau du distributeur est de nouveau en service.

Le choix d'une architecture et d'automatismes appropriés permet d'optimiser le dimensionnement des sources de remplacement en respectant les contraintes de l'utilisation.

Les études de sûreté de fonctionnement permettent de déterminer l'architecture "minimale" satisfaisant aux contraintes d'alimentation des récepteurs critiques.

Il faut aussi rappeler que le choix du régime de neutre est un élément important. Ainsi, pour les récepteurs demandant une disponibilité élevée, le choix du neutre isolé est fortement conseillé (voir § 2).

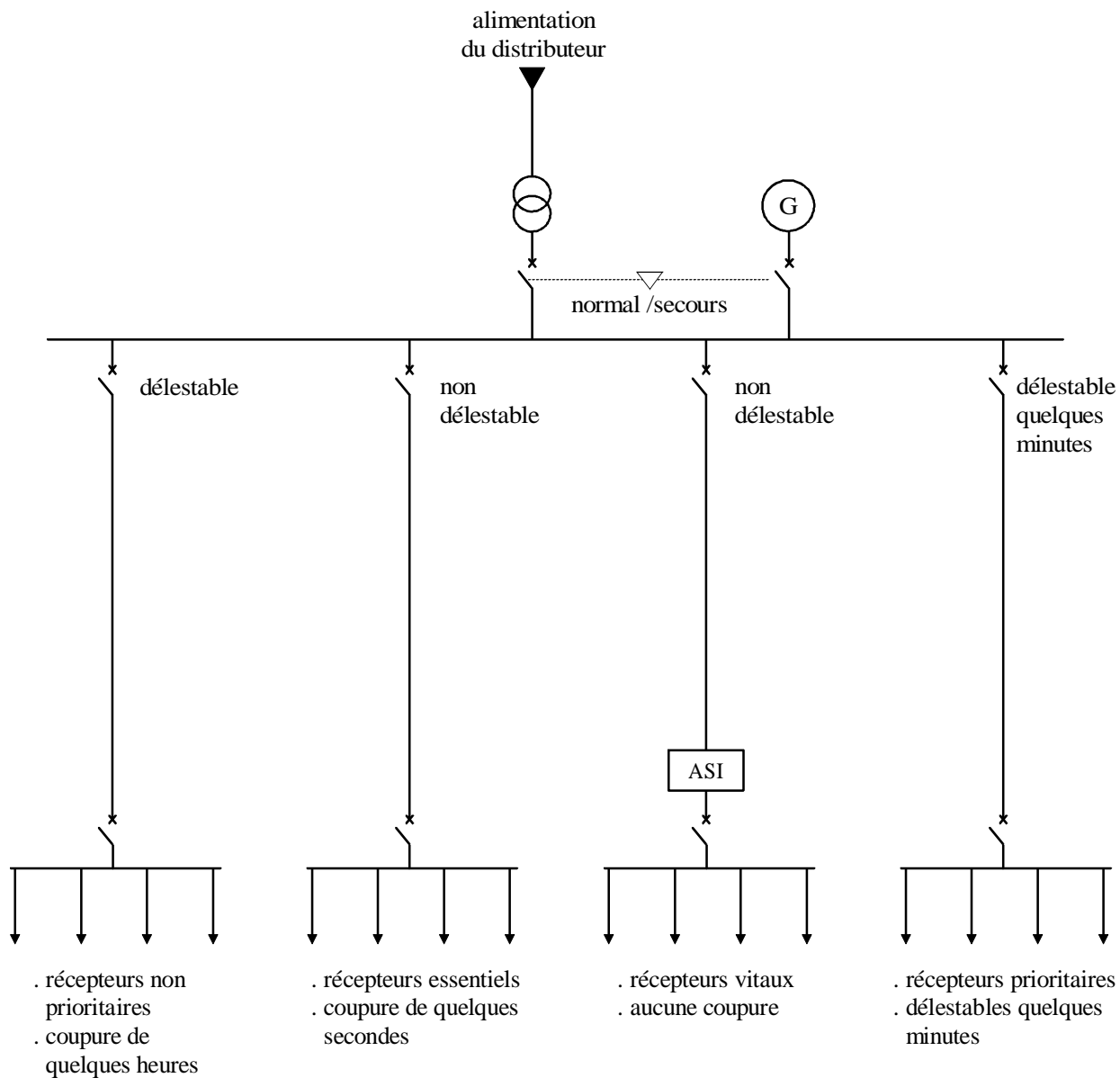


Figure 10-1 : réseau avec classement des récepteurs en fonction de leur sensibilité aux coupures

10.1. Définition des termes liés à la sûreté de fonctionnement (selon CEI 50 § 191)

Défaillance

Cessation de l'aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise.

A noter :

- après défaillance d'une entité, cette entité est en état de panne
- une défaillance est un passage d'un état à un autre, par opposition à une panne, qui est un état
- la notion de défaillance, telle qu'elle est définie, ne s'applique pas à une entité constituée seulement de logiciel

Disponibilité

Aptitude d'une entité à être en état d'accomplir une fonction requise dans des conditions données, à un instant donné ou pendant un intervalle de temps donné, en supposant que la fourniture des moyens nécessaires est assurée.

A noter :

- la disponibilité dépend de la fiabilité, de la maintenabilité et de la logistique de maintenance
- les moyens extérieurs nécessaires, autres que la logistique de maintenance, n'influencent pas la disponibilité de l'entité

Fiabilité

Aptitude d'une entité à accomplir une fonction requise, dans des conditions données, pendant un intervalle de temps donné.

A noter : on suppose en général que l'entité est en état d'accomplir la fonction requise au début de l'intervalle de temps donné

Maintenabilité

Dans des conditions données d'utilisation, aptitude d'une entité à être maintenue ou rétablie dans un état dans lequel elle peut accomplir une fonction requise, lorsque la maintenance est accomplie dans des conditions données, avec des procédures et des moyens prescrits.

Logistique de maintenance

Aptitude d'une organisation de maintenance à fournir sur demande, dans des conditions données, les moyens nécessaires à la maintenance d'une entité conformément à une politique de maintenance donnée.

A noter : les conditions données portent sur l'entité elle-même, ainsi que sur les conditions dans lesquelles cette entité est utilisée et dans lesquelles on assure sa maintenance.

Maintenance préventive

Maintenance effectuée à intervalles prédéterminés ou selon des critères prescrits et destinée à réduire la probabilité de défaillance ou la dégradation du fonctionnement d'une entité.

Maintenance corrective

Maintenance effectuée après une détection de panne et destinée à mettre une entité dans un état lui permettant d'accomplir une fonction requise.

Panne

Etat d'une entité inapte à accomplir une fonction requise, non comprise l'inaptitude due à la maintenance préventive ou à d'autres actions programmées ou due à un manque de moyens extérieurs.

A noter : une panne est souvent la conséquence d'une défaillance de l'entité elle-même, mais elle peut exister sans défaillance préalable.

10.2. Les domaines d'application des études de sûreté de fonctionnement

Les études peuvent être effectuées sur tous les types de réseau et sur leur système de contrôle-commande :

- en simple antenne (voir fig. 1-17)
- en double antenne (voir fig. 1-18 et 1-19)
- en boucle avec un automatisme de reconfiguration (voir fig. 1-20-a)
- avec double jeu de barres (voir fig. 1-14, 1-15 et 1-16)
- avec des alimentations sans interruption (voir fig. 1-30, 1-31, 1-32, 1-33, 1-34 et 1-35)
- avec des automatismes de transfert (voir § 12.2.1) et des délestages-relestages (voir § 12.2.3)
- ...

Elles peuvent être personnalisées en fonction des besoins :

- finesse de l'étude
- types de critères de sûreté à évaluer
- type d'analyse.

n la finesse de l'étude (voir tableau 10-1)

- l'étude rapide ou préétude est utilisée en général pour faire rapidement des choix d'architectures
- l'étude très détaillée prend en compte le plus de facteurs possibles ; prise en compte de toutes les configurations d'exploitation, analyse détaillée des défaillances possibles et de leurs conséquences, modélisation du réseau le plus proche possible de son comportement lors d'une défaillance.

	Préétude	Etude détaillée
Finesse des hypothèses	Un seul type de défaillance avec durée moyenne et fréquence d'apparition	Défaillances divisées en famille en fonction de leurs effets sur l'installation
Finesse de la modélisation	Les conséquences des défaillances sont regroupées en grande famille	Les conséquences des défaillances sont analysées finement

Tableau 10-1 : exemple illustrant les différences entre une préétude et une étude détaillée

n les types de critère de sûreté à évaluer

- le nombre d'heures moyen de fonctionnement avant la première défaillance (MTTF : Mean Time To Failure)
- le nombre d'heures moyen entre deux défaillances (MTBF : Mean Time Between Failure)
- la disponibilité de l'alimentation d'un récepteur. C'est la probabilité d'alimenter correctement un récepteur. Cette probabilité tient compte de la fréquence des pannes et de la durée de leur réparation
- le nombre moyen de pannes par an
- le temps moyen de réparation (MTTR : Mean Time To Repair)
- le temps moyen pendant lequel le système est indisponible lors d'une panne (MDT : Mean Down Time). Il comprend le temps de détection de la panne, le temps de déplacement du service maintenance, le temps d'approvisionnement du matériel en panne et le temps de réparation
- la fréquence optimale des opérations de maintenance préventive et la disponibilité de l'installation lors de ces opérations
- l'optimisation des lots de rechange pour la maintenance.

Par exemple, pour le réseau électrique de la figure 10-1, on peut calculer :

- la probabilité que le groupe électrogène ne démarre pas lors de la perte de l'alimentation du distributeur
- la fréquence optimale des tests d'essais du groupe électrogène
- le nombre moyen de minutes par an de coupure des récepteurs prioritaires
- le nombre moyen d'heures avant que les récepteurs vitaux ne subissent une coupure.

n les types d'analyse

- aide à la conception d'une architecture en évaluant des critères de sûreté de fonctionnement (voir fig. 10-2).

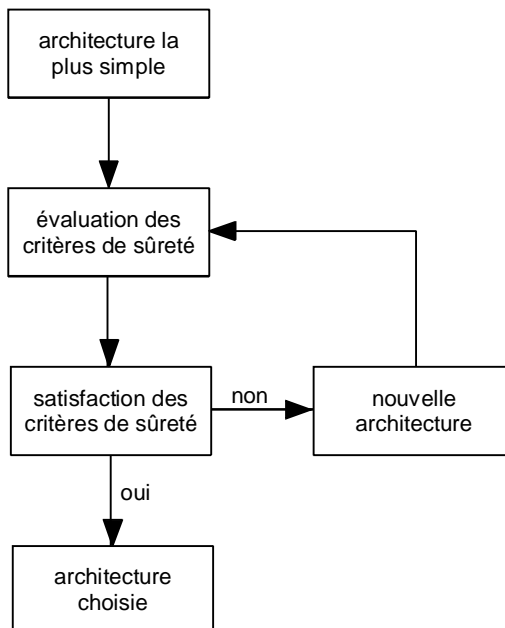


Figure 10-2 : aide à la conception d'une architecture

- comparaison d'architectures (voir fig. 10-3)

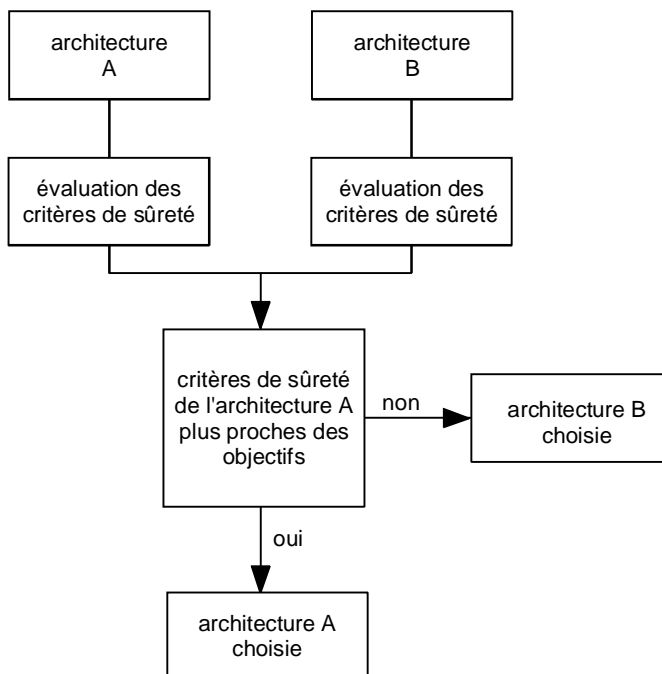


Figure 10-3 : comparaison de deux architectures

- détermination et analyse des critères de sûreté d'une architecture.

10.3. Réalisation d'une étude de sûreté de fonctionnement

Elle nécessite une connaissance approfondie du domaine de la sûreté. Des logiciels d'analyse des dysfonctionnements (Adelia, Sofia) et de modélisation (Supercat, MOCA-RP) permettent aux experts d'évaluer les critères de sûreté retenus.

10.4. Exemple

Une usine de production d'eau potable fournit 100 000 m³/jour à faible puissance 300 jours / an et 200 000 m³/jour à forte puissance 65 jours / an.

La production d'eau est assurée par 4 tranches de production, chacune capable de fournir 100 000 m³/jour.

A chaque tranche, sont associés six types de récepteur R_1, R_2, R_3, R_4, R_5 et R_6 (des pompes, des désinfecteurs...) qui doivent fonctionner simultanément pour assurer la production.

On peut donc repérer les récepteurs assurant le fonctionnement de chaque tranche de la façon suivante :

$R_{1a}, \dots, R_{6a} \rightarrow$ tranche n° 1

$R_{1b}, \dots, R_{6b} \rightarrow$ tranche n° 2

$R_{1c}, \dots, R_{6c} \rightarrow$ tranche n° 3

$R_{1d}, \dots, R_{6d} \rightarrow$ tranche n° 4

n réseau actuel

Le schéma électrique actuel du réseau alimentant les récepteurs utilisés pour la production est celui de la figure 10-4.

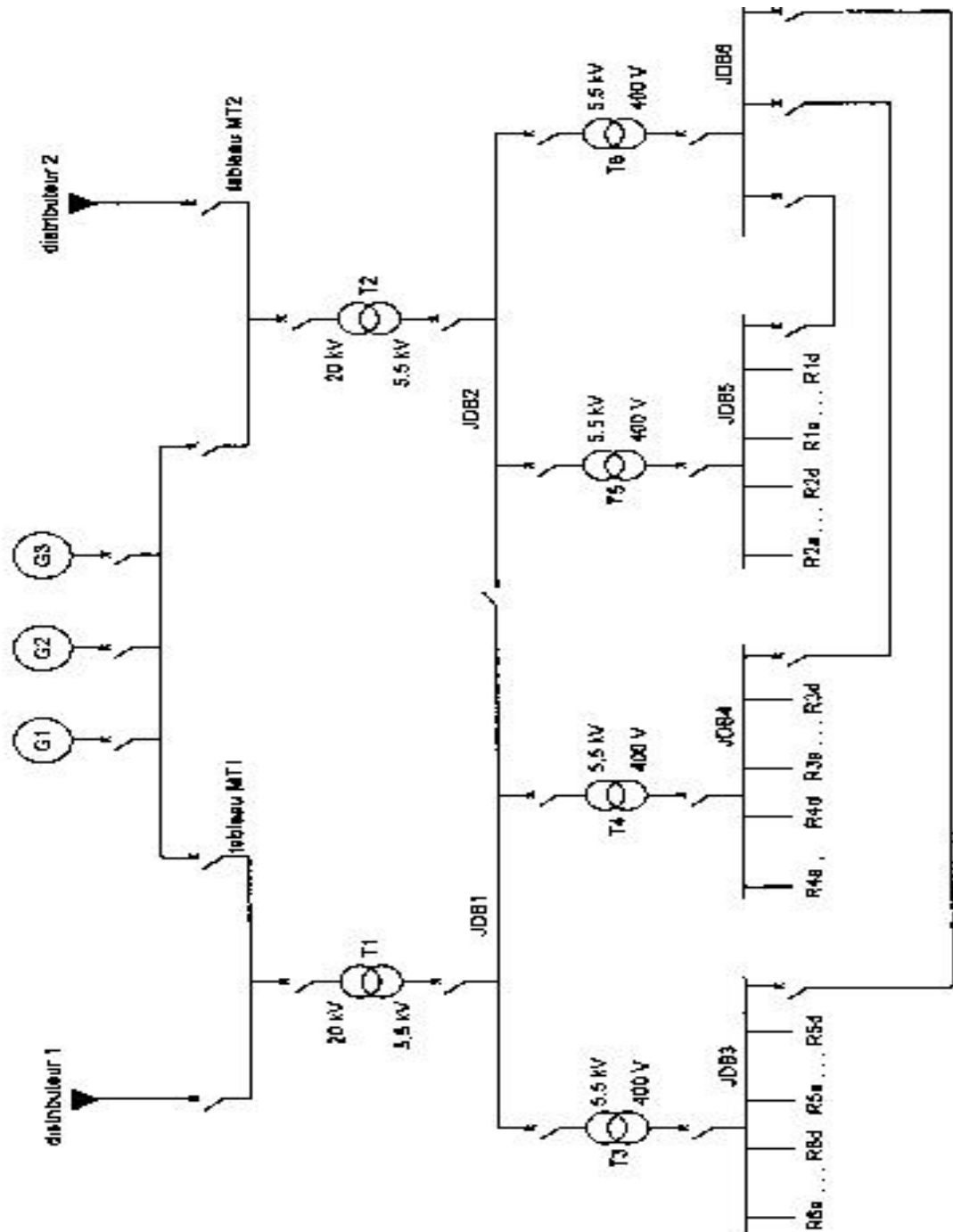


Figure 10-4 : schéma électrique actuel du réseau alimentant les récepteurs utilisés pour la production

Figure 10-4 : schéma électrique actuel du réseau alimentant les récepteurs utilisés pour la production

En fonctionnement normal, le tableau MT1 est alimenté par "distributeur 1", le tableau MT2 par "distributeur 2".

En cas de perte d'une arrivée distributeur, l'autre arrivée assure la totalité de l'alimentation.

En cas de perte des deux arrivées distributeur, les groupes électrogènes démarrent et sont capables d'assurer la totalité de l'alimentation.

En cas de perte du transformateur $T1$, le transformateur $T2$ assure le secours, et réciproquement.

En cas de perte du transformateur $T3, T4$ ou $T5$, le transformateur $T6$ assure le secours du jeu de barres non alimenté.

Pour assurer le fonctionnement à faible puissance ($100\ 000\ \text{m}^3 / \text{jour}$), une seule tranche est nécessaire, à forte puissance ($200\ 000\ \text{m}^3 / \text{jour}$), deux tranches sont nécessaires.

L'usine possède 4 tranches de production avec de nombreuses redondances dans l'alimentation électrique, elle devrait donc bénéficier d'un niveau de disponibilité suffisant.

Or, des pannes de l'installation électrique ont eu lieu, engendrant une production insuffisante.

En effet, la répartition de l'alimentation des récepteurs est telle que la disponibilité n'est pas très bonne. Ainsi, un défaut sur le jeu de barres $JDB3$ met hors service tous les récepteurs de type $R6$ et $R5$, et aucune tranche de production ne peut fonctionner.

De même, un défaut sur le jeu de barres $JDB4$ ou $JDB5$ met hors service l'ensemble de la production.

n solution proposée

Pour améliorer la disponibilité, on propose de grouper différemment les récepteurs, de façon à ce que la perte d'un jeu de barres basse tension ne mette hors service qu'une seule tranche de production.

Ainsi, la solution proposée est le réseau de la figure 10-5.

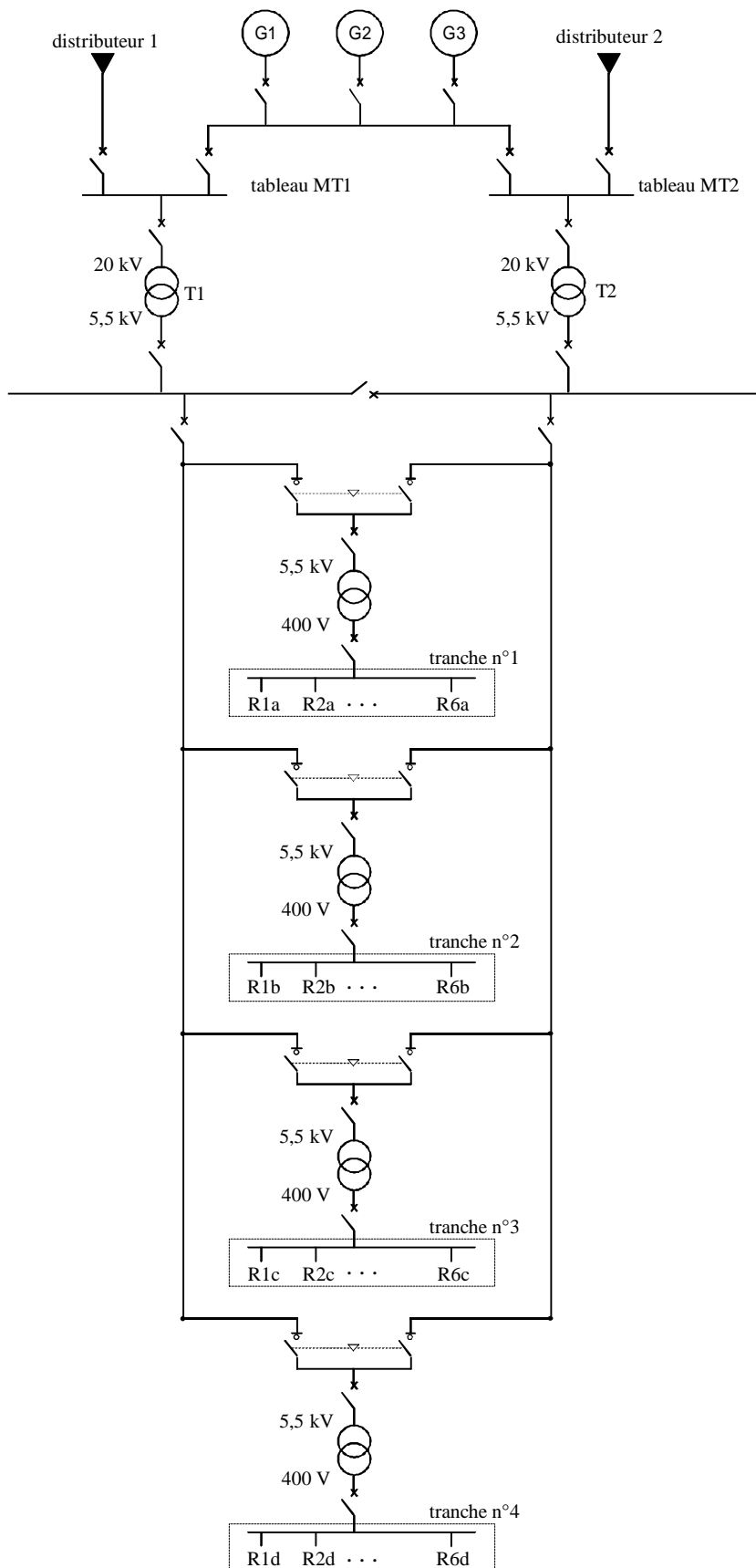


Figure 10-5 : schéma électrique proposé pour alimenter les récepteurs utilisés pour la production

Publication, traduction et reproduction totales ou partielles de ce document sont rigoureusement interdites sauf autorisation écrite de nos services.
The publication, translation and reproduction, either wholly or partly, of this document are not allowed without our written consent.

Cependant, elle engendre un investissement en matériel car 8 interrupteurs 5,5 kV et 2 disjoncteurs 5,5 kV supplémentaires sont nécessaires (on supprime 6 disjoncteurs BT).

Ce surcoût sera largement compensé car le gain en disponibilité est très important, comme l'indique la suite du paragraphe.

L'étude de sûreté effectuée a permis de comparer la fréquence de panne et la disponibilité du nouveau réseau et de l'ancien.

De plus, deux études particulières ont été effectuées sur le nouveau réseau pour optimiser la fréquence des tests d'essais des groupes électrogènes et pour comparer la contribution aux pannes de la partie MT et de la partie BT.

o **comparaison des disponibilités et des fréquences de panne des deux réseaux**

Les résultats sont présentés sous forme de comparaison entre les deux réseaux. L'ancien réseau sert de référence, les disponibilités et les fréquences de panne qui lui sont associés sont prises égales à 1.

La comparaison des fréquences de panne est indiquée dans le tableau 10-2.

	Ancien réseau	Nouveau réseau
Marche faible	1	1/22
Marche forte	1	1/21
Au global	1	1/21

Tableau 10-2 : comparaison des fréquences de panne des deux réseaux

Globalement, les pannes provoquant une production insuffisante seront 21 fois moins fréquentes avec le nouveau réseau.

La comparaison des disponibilités est indiquée dans le tableau 10-3.

	Ancien réseau	Nouveau réseau
Marche faible	1	110
Marche forte	1	55
Au global	1	105

Tableau 10-3 : comparaison des disponibilités des deux réseaux

Globalement, la disponibilité est 105 fois meilleure avec le nouveau réseau proposé.

Les paramètres déterminant la disponibilité sont la fréquence de panne et le temps de réparation. Une panne entraîne une baisse de la disponibilité d'autant plus importante que le temps de réparation est élevé. La non disponibilité donne donc une image de la perte de production.

Le gain sur la disponibilité est plus important que sur la fréquence de panne car :

- les temps de réparation des pannes du nouveau réseau sont plus courts
- sur le nouveau réseau, lors des opérations de maintenance préventive, la disponibilité est moins dégradée.

On constate aussi que l'écart de disponibilité est plus important en marche faible qu'en marche forte car la probabilité de perdre les quatre tranches sur le nouveau réseau est très faible. Cependant, la contribution de la disponibilité de la marche faible est prépondérante sur le résultat global car l'usine fonctionne majoritairement en marche faible (300 jours contre 65 jours).

o **optimisation de la fréquence des tests d'essais des groupes électrogènes**

Cette étude a été menée uniquement sur le nouveau réseau.

La courbe de la figure 10-6 montre l'impact de la fréquence des tests d'essais des groupes sur la probabilité qu'ils soient indisponibles au moment d'une sollicitation.

Cette probabilité tient compte de l'ensemble des événements redoutés au moment du démarrage. Elle est fixée arbitrairement à 1 pour une fréquence de tests de 1 mois.

La courbe de la figure 10-6 montre qu'il existe un point minimal d'indisponibilité pour une fréquence de tests de 6 mois.

On peut remarquer qu'une fréquence de tests plus élevée n'améliore pas la disponibilité des groupes mais au contraire la dégrade car pendant les tests d'essais les groupes ne sont pas disponibles.

On peut donc conseiller au client d'effectuer des tests d'essais sur les groupes tous les 6 mois.

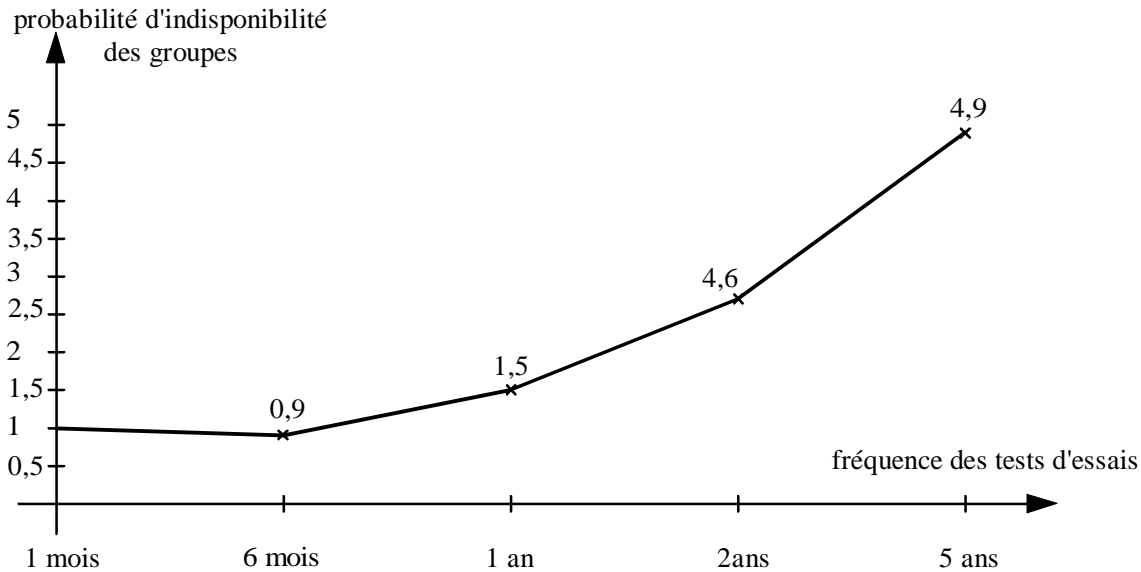


Figure 10-6 : probabilité que les groupes soient indisponibles en fonction de la fréquence des tests d'essais

o **calcul de la contribution aux événements redoutés de la partie MT et de la partie BT**

Ces calculs ont été effectués uniquement sur le nouveau réseau. Ils ont montré que la partie MT a une contribution beaucoup plus forte que la partie BT, environ 99,9 % contre 0,1 %, et ceci autant en marche faible qu'en marche forte.

La maintenance préventive devra donc être particulièrement soignée sur la partie MT du réseau.

D'autre part, il sera intéressant de mettre en oeuvre un système de contrôle-commande sur la partie MT pour suivre l'état de l'installation et contrôler la maintenance des équipements électriques.

BIBLIOGRAPHIE CHAPITRE 10

n normes

- o **CEI 50 (191)** (1990) : vocabulaire électrotechnique international. Chapitre 191 : sûreté de fonctionnement et qualité de service
- o **CEI 812** (1985) : technique d'analyse de la fiabilité des systèmes - procédure d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE)
- o **CEI 863** (1986) : présentation des résultats de la prévision des caractéristiques de fiabilité, maintenabilité et disponibilité

n cahiers techniques Merlin Gerin

- o **introduction à la conception de la sûreté**, Cahier Technique n° 144, P. Bonnefoi
- o **distribution électrique à haute disponibilité**, Cahier Technique n° 148, A. Lonchamp, G. Gatine
- o **sûreté de fonctionnement et tableaux électriques BT**, Cahier Technique N° 156, O. Bouju
- o **sûreté des protections en MT et HT**, Cahier Technique N° 175, M. Lemaire
- o **études de sûreté des installations électriques**, Cahier Technique N° 184, S. Logiaco

11. Tarification de l'énergie électrique

11. TARIFICATION DE L'ENERGIE ELECTRIQUE

Il n'existe pas de mécanisme universel de facturation de l'énergie électrique. Chaque pays adopte généralement un principe qui lui est propre, prenant en compte la nature de ses moyens de production et le comportement des consommateurs.

L'analyse des modes de facturation en vigueur dans le monde fait cependant apparaître des principes généraux communs. Pour fixer les idées et à titre d'exemple, nous exposons ci-après en détail la tarification adoptée en France par EDF.

Quel que soit le pays que l'on considère, le coût de l'énergie électrique est à tout instant étroitement lié aux moyens mis en oeuvre pour la produire et à la valeur de la demande. Il varie ainsi au cours de la journée et tout au long de l'année.

Pour faire face à ce problème et garantir à chacun de ses clients une facturation correspondant à son profil de consommation, EDF a mis en place trois tarifications de l'énergie électrique :

- le tarif Bleu
- le tarif "Jaune"
- le tarif "Vert".

Chaque tarif possède des options et des périodes tarifaires permettant à chaque client de choisir la formule la mieux adaptée à ses besoins et lui garantissant l'optimisation de sa facture.

11.1. Choix du tarif

■ choix de la couleur

Le choix entre les catégories Bleu, Jaune et Vert se fait en principe en fonction des besoins de puissance du client :

- puissance maximale de 0 à 36 kVA : catégorie Bleu
- puissance maximale de 36 à 250 kVA : catégorie Jaune
- puissance maximale au-delà de 250 kW : catégorie Vert.

Les perspectives de développement à moyen terme (3 à 6 ans) du client, des contraintes en matière de qualité de l'électricité..., peuvent conduire à déroger à ces correspondances.

Tarif	Taille du client	Tension d'alimentation de référence (1)	Nombre de postes horosaisonniers	Nombre de clients concernés au 31.12.93
Bleu				
- petites fournitures	≤ 3 kVA	BT	1	4 650 000
- option Base	6 à 36 kVA		1	12 836 000
- option Heures creuses	6 à 36 kVA		2	9 450 000
- option EJP	12 à 36 kVA		2	542 000
- option Tempo	9 à 18 kVA		6	800
Jaune				
- option Base	36 à 250 kVA	BT	4	151 000
- option EJP			4	4 800
Vert A5				
- option Base	250 à 10 000 kW	HTA	5	137 000
- option EJP			4	6 100
Vert A8				
- option Base		HTA	8	700
- option EJP	250 à 10 000 kW		6	400
- option Modulable			4	200
Vert B				
- option Base		HTB : 63 et 90 kV	8	200
- option EJP	10 à 40 MW		6	100
- option Modulable			4	50
Vert C				
- option Base		HTB : 225 kV	8	40
- option EJP	40 MW et au-delà		6	40
- option Modulable			4	20
(1) BT basse tension ; HTA haute tension niveau A ; HTB haute tension niveau B.				

Tableau 11-1 : Structure du nouveau système tarifaire

■ choix de l'option

Pour une **structure de consommation donnée**, le client choisit l'option qui minimise sa facture. A titre d'exemple :

- un client du tarif Bleu ayant des installations fortes consommatrices d'électricité (eau chaude, chauffage, etc) susceptibles de fonctionner la nuit a probablement intérêt à choisir l'option Heures creuses
- les résidences secondaires dont les besoins excèdent 6 kVA ont sans doute intérêt à choisir l'option EJP ou l'option Tempo
- un client industriel dont les besoins sont majoritairement concentrés sur l'été peut avoir intérêt à choisir l'option Modulable.

Le client peut aller au-delà de cette première approche s'il décide de **modifier son comportement** afin de bénéficier des opportunités tarifaires, par exemple :

- en jouant sur ses capacités de production et de stockage, ce qui lui permet d'effacer des consommations en temps réel
- en remplaçant, pendant certaines périodes de l'année, des fournitures électriques par d'autres sources d'énergie : bois, gaz naturel, fuel, autoproduction, etc...

Dans ces deux exemples, le client choisit l'option EJP ou Modulable.

Le tableau 11-1 définit les grands traits de la structure des tarifs et les populations concernées.

11.2. Tarif Bleu

■ option Base et option Heures creuses

L'option Base du tarif Bleu comporte un prix de l'énergie et un abonnement, fonction de la puissance souscrite, qui s'échelonne de 3 en 3 kVA de 6 kVA à 18 kVA, puis de 6 en 6 kVA de 18 kVA à 36 kVA. L'option Heures creuses (8 heures creuses tous les jours de la semaine) comporte deux prix de l'énergie et un abonnement fonction de la puissance souscrite.

Les 8 heures creuses sont éventuellement non contiguës, selon des horaires définis par le centre d'EDF GDF SERVICES en fonction des conditions locales. Le client ne peut choisir son horaire.

Les prix d'énergie respectent deux contraintes :

- des valeurs identiques pour l'option Base et les Heures pleines de l'option Heures creuses ; ainsi le client peut-il choisir l'option Heures creuses sur le seul critère de sa consommation en Heures creuses

- des valeurs identiques pour les différents niveaux de puissance souscrite ; le client est donc plus sensible au coût de la puissance.

■ tarif petites fournitures

Ce tarif, limité à une puissance de 3 kVA, se substitue à tous les anciens tarifs pour des puissances souscrites inférieures ou égales à 3 kVA. Il ne comporte pas d'option. C'est un tarif qui se caractérise par :

- un prix d'abonnement inférieur aux coûts de gestion et de comptage (ce dernier lié à l'achat, au renouvellement et à l'entretien du compteur) dont ces clients sont responsables
- un prix d'énergie supérieur à celui de l'option Base du tarif Bleu afin que ce tarif ne concerne effectivement que de petits clients domestiques, consommant moins de 2 500 kWh par an.

■ option EJP

L'option EJP du tarif Bleu comporte deux prix d'énergie et un abonnement fonction de la puissance souscrite.

deux périodes horaires

- la période de pointe (pointe mobile), d'une durée d'environ 400 heures (plus précisément $18 \times 22 = 396$ heures) ; celles-ci sont réparties à raison de 18 heures par jour situées entre 7 heures le matin et 1 heure le lendemain sur 22 jours, échelonnés chaque hiver entre le 1er novembre et le 31 mars suivant et définis par le Centre National d'Exploitation du Système, CNES ; un préavis est émis une demi-heure avant le début de chaque période ; le prix du kilowatt-heure reflète alors particulièrement le coût marginal de l'électricité produite durant cette période
- la période hors pointe (heures normales) recouvre toutes les autres heures ; le prix du kilowatt-heure y est voisin du prix des heures creuses du tarif Bleu.

quatre niveaux de puissance (pour les clients domestiques ou agricoles seulement)

Ils ont été retenus - 12, 15, 18, 36 kVA - ; le montant de l'abonnement est :

- pour 12 kVA, celui de l'abonnement 6 kVA option Heures creuses
- pour 15 kVA, celui de l'abonnement 6 kVA option Heures creuses
- pour 18 kVA, celui de l'abonnement 6 kVA option Heures creuses
- pour 36 kVA, celui de l'abonnement 18 kVA option Heures creuses.

A terme, les niveaux de puissance 12 et 15 kVA devraient disparaître ; deux abonnements seulement seront offerts correspondant à la mise à disposition de la puissance du branchement Bleu : 18 kVA et 36 kVA.

Pour les clients professionnels, il n'existe déjà que deux niveaux de puissance.

■ option Tempo

L'option Tempo comporte six prix d'énergie et un abonnement annuel adapté à la puissance nécessaire au client. Deux niveaux de puissance en alimentation monophasée sont actuellement définis :

9 kVA ou 12 - 15 - 18 kVA, en attendant la fabrication d'un compteur électronique triphasé pour les puissances supérieures à 18 kVA.

Les jours de l'année Tempo sont classés selon trois couleurs et chaque jour est découpé lui-même en heures pleines et en heures creuses :

- **300 jours bleus**, les plus avantageux, correspondent aux périodes de l'année où les coûts de production de l'électricité sont les plus bas
- **43 jours blancs** correspondent à une situation un peu plus tendue d'ajustement de l'offre à la demande ; EDF doit mettre en fonctionnement des moyens de production plus coûteux ; les prix sont proches de l'option Heures creuses
- **22 jours rouges** où EDF fait appel aux moyens de production les plus coûteux ; le prix de l'électricité est alors le plus élevé, en heures pleines comme en heures creuses ; les jours rouges sont échelonnés chaque hiver entre le 1er novembre et le 31 mars.

Quelle que soit la couleur du jour, le client paie moins cher son électricité la nuit, grâce aux heures creuses :

- les jours bleus et blancs de 22 h à 6 h
- les jours rouges de 24 h à 6 h.

Compte tenu des aléas climatiques et de la disponibilité des moyens de production, EDF programme les moyens de production la veille pour le lendemain. Les jours bleus, blancs et rouges ne peuvent donc être prévus à l'avance dans un calendrier. Le client est informé de la couleur du lendemain à 20 h, grâce à l'information transmise sur un boîtier signal de veille mis à sa disposition gratuitement, ainsi que sur son compteur électronique. Le boîtier indique également la couleur du jour et la période horaire en cours ; il se branche sur une simple prise de courant.

La durée des six postes horaires est donnée dans le tableau 11-2.

Période tarifaire	300 jours bleus	43 jours blancs	22 jours rouges
heures creuses	2 400 h	344 h	132 h
heures pleines	4 800 h	688 h	396 h
(1) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)			

Tableau 11-2 : Durée des postes horaires de l'option Tempo (1)

11.3. Tarif "Jaune"

Le tarif "Jaune" est un tarif créé en 1985 pour des fournitures délivrées en basse tension. Sa clientèle est constituée de clients souscrivant une puissance comprise entre 36 et 250 kVA et de clients souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA, qui ne se satisfont pas de la simplicité du tarif Bleu.

11.3.1. Prise en compte des besoins de puissance

Pour ce tarif, les souscriptions de puissance s'effectuent en puissance apparente, c'est-à-dire en kVA par pas de 6 kVA de 36 à 108 kVA, de 12 au-delà. Elles tiennent donc déjà compte du facteur de puissance de l'installation et il n'y a donc pas, de ce fait, facturation effective de l'énergie réactive. Mais la clientèle concernée a intérêt à maintenir son facteur de puissance dans des limites raisonnables afin d'éviter une souscription trop importante de puissance apparente sur laquelle repose le calcul de la prime fixe.

Sous certaines conditions, une puissance supplémentaire, et une seule, peut être souscrite.

Ce tarif offre deux options : Base et EJP.

11.3.2. Périodes tarifaires

Chaque option est avant tout caractérisée par un découpage horosaisonnier.

■ option Base

Dans cette option, le tarif distingue deux périodes saisonnières et deux périodes horaires.

□ périodes saisonnières

- hiver (5 mois) : novembre à mars inclus
- été (7 mois) : avril à octobre inclus.

□ périodes horaires

- heures pleines : 16 heures par jour, 7 jours par semaine
- heures creuses : 8 heures par jour éventuellement non contiguës, 7 jours par semaine

L'horaire d'heures creuses est fixé par le centre EDF GDF SERVICES. Le client ne peut donc choisir son horaire d'heures creuses.

Le tarif comprend donc quatre périodes tarifaires dont la hiérarchie est donnée dans le tableau 11-3.

Rang	Période tarifaire	Durée (1)
1	heures pleines d'hiver (HPH)	2 416 h
2	heures creuses d'hiver (HCH)	1 208 h
3	heures pleines d'été (HPE)	3 424 h
4	heures creuses d'été (HCE)	1 712 h

(1) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)

Tableau 11-3 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Jaune, dans son option Base

■ option EJP

Le découpage saisonnier (hiver/été) et le découpage horaire de l'été sont les mêmes que pour l'option Base. L'hiver est découpé différemment :

- pointe mobile : 18 heures par jour, 22 jours par hiver ; un préavis est émis une demi-heure avant le début de chaque période
- heures d'hiver hors effacement.

L'option EJP comprend donc quatre périodes tarifaires dont la hiérarchie est donnée dans le tableau 11-4.

Rang	Période tarifaire	Durée (2)
1	pointe mobile (PM)	396 h
2	heures d'hiver hors effacement (HH)	3 228 h
3	heures pleines d'été (HPE)	2 935 h
4	heures creuses d'été (HCE)	2 201 h

(1) Structure également valable pour le **tarif Vert A5**
 (2) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)

Tableau 11-4 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Jaune (1), dans son option EJP

11.3.3. Prise en compte de la durée d'utilisation : versions tarifaires

■ option Base

Elle comprend deux versions, selon la durée d'utilisation du client :

- une version utilisations moyennes pour une durée d'utilisation annuelle inférieure à 2 400 heures
- une version utilisations longues au-delà de 2 400 heures par an pour les clients qui peuvent moduler leurs consommations :
 - . entre pointe et hors pointe (période du tarif Vert définie au paragraphe 11.4.1.1.)
 - . entre les heures pleines et les heures creuses d'hiver
 - . entre l'hiver et l'été.

Le seuil d'intérêt entre les deux versions sera progressivement ramené à 2 000 h d'ici à 1998.

Dans l'option Base, en version utilisations moyennes, un seul niveau de puissance est possible. En revanche, dans la version utilisations longues, une dénivelée de puissance (deux niveaux de puissance suivant les périodes horaires) et une seule est autorisée, la puissance minimale étant souscrite en PM. Dans ce cas, et pour une puissance souscrite supplémentaire hors période de forte demande, un rabais est consenti sur la prime fixe :

- 50 % pour la puissance supplémentaire en heures pleines d'hiver par rapport à la puissance en pointe (le poste pointe, où peut ainsi être souscrite une puissance inférieure à celle souscrite durant le reste de l'année, comprend 2 h le matin et 2 h le soir de décembre à février inclus)
- 66 % pour la puissance supplémentaire en heures creuses d'hiver par rapport à la puissance en heures pleines d'hiver
- 80 % pour la puissance supplémentaire en été par rapport à la puissance en heures pleines d'hiver (les puissances souscrites en heures pleines et en heures creuses d'été étant obligatoirement les mêmes).

Ces pourcentages devraient légèrement évoluer d'ici 1998.

■ option EJP du tarif Jaune

Elle s'accompagne, pour une dénivelée de puissance et une seule, d'un rabais sur la prime fixe de :

- 65 % pour la puissance supplémentaire en heures d'hiver par rapport à la puissance en pointe
- 80 % pour la puissance supplémentaire en été par rapport à la puissance en heures d'hiver (même puissance souscrite en heures pleines et creuses d'été).

L'option EJP ne comprend qu'une version utilisations longues.

11.3.4. Facturation des dépassements de puissance souscrite

Le client choisit le mode de contrôle de sa ou de ses deux puissances souscrites :

- soit par un ou deux contrôleurs de puissance qui autorisent les dépassements de la (ou les) puissance(s) souscrite(s) ; ces appareils mesurent la moyenne arithmétique des trois phases, ce qui **permet au client de mieux maîtriser sa puissance souscrite** ; ils enregistrent le temps de dépassement de la puissance souscrite ; associé à une procédure de réajustement automatique du niveau de la (ou des) puissance(s) souscrite(s), le dépassement est facturé à un prix unique proportionnellement au temps de dépassement quels que soient la version du tarif ou les postes horaires contrôlés
- soit directement à l'aide du nouveau compteur Jaune électronique
- soit par un ou deux disjoncteurs, tout dépassement entraînant une interruption de la fourniture ; cette dernière solution est déconseillée en raison des marges de puissance mal utilisée entraînant un surcoût pour le client.

La puissance souscrite est ajustée automatiquement au seuil immédiatement supérieur si la puissance appelée dans un poste horaire dépasse la puissance souscrite :

- de 6 kVA ou plus pour une souscription inférieure à 36 kVA
- de 12 kVA ou plus pour une souscription comprise entre 36 et 108 kVA
- de 24 kVA ou plus pour une souscription supérieure à 108 kVA.

11.4. Tarif Vert

Le tarif Vert comporte trois sous-catégories A, B et C, chacune offrant trois options : Base, EJP et Modulable. Chaque association sous-catégorie/option est avant tout caractérisée par un **découpage horosaisonnier**. Un client peut souscrire des puissances différentes dans chaque période.

A partir de ces différentes puissances, on calcule :

- la taille de la fourniture, au moyen de formules qui permettent de la classer dans une sous-catégorie A, B ou C ; pour la sous-catégorie A, deux découpages horosaisonniers sont proposés : 5 ou 8 périodes
- la puissance réduite, à partir de laquelle sera calculée la prime fixe annuelle (en F)
- chaque mois, d'éventuels dépassements des puissances souscrites.

11.4.1. Périodes tarifaires

11.4.1.1. Option Base

■ sous-catégorie A5

Ce tarif distingue deux périodes saisonnières et trois périodes horaires.

périodes saisonnières

- hiver (5 mois) : novembre à mars inclus
- été (7 mois) : avril à octobre inclus.

périodes horaires

- pointe : quatre heures par jour du lundi au samedi inclus pendant les mois de décembre, janvier, février
- heures creuses : huit heures par jour de 22 h à 6 h du lundi au samedi et le dimanche toute la journée
- heures pleines : toutes les autres heures.

Ces périodes saisonnières et horaires constituent cinq périodes tarifaires. Elles sont classées en fonction du prix de revient décroissant dont le rang est indiqué dans le tableau 11-5.

Rang	Période tarifaire	Durée (1)
1	pointe (PTE)	309 h
2	heures pleines d'hiver (HPH)	1 762 h
3	heures creuses d'hiver (HCH)	1 553 h
4	heures pleines d'été (HPE)	2 935 h
5	heures creuses d'été (HCE)	2 201 h

(1) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)

Tableau 11-5 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Vert A5, dans son option Base

Les centres EDF GDF SERVICES ont la responsabilité de la définition des horaires de pointe. Ces derniers sont fixés à chaque client par contrat, mais peuvent être différents d'un client à l'autre quand la situation locale du réseau l'exige.

■ sous-catégories A8, B et C

Ces tarifs distinguent quatre périodes saisonnières et trois périodes horaires.

□ périodes saisonnières

- hiver : décembre, janvier, février
- demi-saison : mars et novembre
- été : avril, juin, septembre et octobre
- juillet et août.

□ périodes horaires

- pointe : quatre heures par jour du lundi au vendredi inclus, jours fériés et assimilés exclus, pendant toute la durée de la période d'hiver ; la pointe du matin est fixée de 9 h à 11 h et celle du soir de 18 h à 20 h
- heures creuses : six heures par jour de 1 h à 7 h du lundi au vendredi, plus la totalité des journées tarifaires (24 h à partir de 2 h du matin) des samedis, dimanches, jours fériés et assimilés et la totalité des mois de juillet et août
- heures pleines : toutes les autres heures.

Saisons et horaires constituent huit périodes tarifaires, classées en fonction du prix de revient décroissant dont le rang est indiqué dans le tableau 11-6.

Rang	Période tarifaire	Durée (1)
1	pointe..... (PTE)	249 h
2	heures pleines d'hiver (HPH)	872 h
3	heures pleines de demi-saison (HPD)	745 h
4	heures creuses d'hiver (HCH)	1 039 h
5	heures creuses de demi-saison (HCD)	719 h
6	heures pleines d'été (HPE)	1 870 h
7	heures creuses d'été (HCE)	1 778 h
8	juillet-août..... (JA)	1 488 h

(1) Durée indicative pour une année de 8 760 h (nombre de jours fériés et assimilés variable)

Tableau 11-6 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Vert A8, B ou C, dans son option Base

On notera que les **horaires de pointe peuvent**, sans changement de durée des périodes horaires, **être modifiés** par EDF qui doit alors en aviser le client avec un préavis de six mois.

11.4.1.2. Option EJP

Les découpages saisonnier (hiver/été ou hiver/été/demi-saison) et horaire de l'été sont identiques à ceux de l'option Base.

■ sous-catégorie A5

Le découpage horaire de l'hiver est le suivant :

- pointe mobile : 18 heures par jour, 22 jours par hiver, préavis émis une demi-heure avant le début de chaque période
- heures d'hiver : les autres heures de l'hiver.

L'option EJP comprend donc quatre périodes tarifaires dont la hiérarchie est donnée par le tableau 11-4 (elle est identique à celle du tarif Jaune, option EJP).

■ sous-catégories A8, B et C

Le découpage horaire de l'hiver et de la demi-saison est le suivant :

- pointe mobile : 18 heures par jour, 22 jours placés sur l'hiver et la demi-saison
- heures d'hiver : les autres heures de l'hiver
- heures de demi-saison : les autres heures de la demi-saison.

L'option EJP comprend donc six épisodes tarifaires dont la hiérarchie est donnée dans le tableau 11-7.

Rang	Période tarifaire	Durée (1)
1	pointe mobile (PM)	396 h
2	heures d'hiver hors effacement..... (HH)	1 880 h (2)
3	heures de demi-saison hors effacement..... (HD)	1 348 h (2)
4	heures pleines d'été (HPE)	1 870 h
5	heures creuses d'été (HCE)	1 778 h
6	juillet-août..... (JA)	1 488 h

(1) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)

(2) Ces durées ne sont qu'approximatives, les jours de pointe étant, pour un nombre aléatoire d'entre eux placés en hiver et en demi-saison

Tableau 11-7 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Vert A8, B ou C, dans son option EJP

11.4.1.3. Option Modulable

La durée élémentaire est la semaine (commençant le mardi à 7 heures). Le préavis est d'au moins 12 heures, c'est-à-dire qu'EDF s'efforce d'annoncer le lundi avant 15 heures et, au plus tard à 17 heures, la nature de la semaine à venir.

L'année tarifaire de cette option s'étend du 1er mardi du mois de septembre au 1er lundi de septembre de l'année suivante. L'option comporte quatre périodes tarifaires définies en temps réel :

- la période de pointe mobile, 18 heures par jour, 22 jours entre le 1er novembre et le 31 mars (voir l'option EJP, § 11.4.1.2.)
- l'hiver mobile, pendant 9 semaines, toutes les heures des 7 jours de la semaine qui ne sont pas en pointe mobile
- la demi-saison mobile, pendant 19 semaines, toutes les heures des 7 jours de la semaine qui ne sont pas en pointe mobile
- la saison creuse mobile, le reste de l'année soit environ 24 semaines.

L'option Modulable comprend donc quatre périodes tarifaires dont la hiérarchie est donnée dans le tableau 11-8.

Rang	Période tarifaire	Durée (1)
1	pointe mobile (PM)	396 h
2	heures d'hiver mobile (HM)	1 170 h (environ)
3	heures de demi-saison mobile (DSM)	3 138 h (environ)
4	heures de saison creuse mobile (SCM)	4 056 h (environ)
(1) Pour une année moyenne de 8 760 h (365 jours - 52 dimanches)		

Tableau 11-8 : Hiérarchie par coût décroissant des périodes tarifaires du tarif Vert A8, B ou C, dans son option Modulable

Notons que les jours de pointe peuvent être fixés indifféremment sur les périodes d'hiver mobile ou de demi-saison mobile, le préavis étant émis une demi-heure avant. De plus, il est possible de fixer alternativement des semaines de tarification différente, par exemple, une semaine de saison creuse mobile peut être intercalée entre deux semaines d'hiver mobile et cela de façon tout à fait aléatoire.

11.4.2. Prise en compte des besoins de puissance

Le choix du tarif est déterminé par les besoins de puissance selon les périodes tarifaires. Ces besoins, traduits sous la forme de puissance souscrite, permettent en premier lieu de déterminer la sous-catégorie tarifaire puis, ce choix fait, de facturer la puissance. Il est important de noter que les puissances souscrites doivent impérativement respecter la hiérarchie suivante :

$$P_1 \leq P_2 \leq P_3 \dots$$

P_1 étant la puissance souscrite dans la période dont le prix est le plus élevé, P_2 dans la période suivante, ...

■ choix de la sous-catégorie tarifaire : taille

La taille T se calcule au moyen des formules suivantes :

- option Base

$$T = P_{HCH} + 0,3(P_{HPE} - P_{HCH})$$

avec :

P_{HCH} : puissance souscrite en heures creuses d'hiver

P_{HPE} : puissance souscrite en heures pleines d'été

- option EJP

$$T = P_{HH} + 0,3(P_{HPE} - P_{HH})$$

avec :

P_{HH} : puissance souscrite en heures creuses d'hiver hors effacement

P_{HPE} : puissance souscrite en heures pleines d'été

- option Modulable

$$T = P_{MH} + 0,3(P_{SCM} - P_{HM})$$

avec :

P_{HM} : puissance souscrite en hiver mobile

P_{SCM} : puissance souscrite en saison creuse mobile

La détermination de la sous-catégorie tarifaire se fait selon les correspondances indiquées dans le tableau 11-1.

La sous-catégorie A8 est recommandée pour les fournitures importantes en été.

La taille des clients au **tarif C** est importante (supérieure à 40 MW). Pour ce tarif, EDF publie un barème guide. En effet, les modalités particulières de vente de ce tarif sont actuellement fonction de la localisation du client par rapport au réseau d'interconnexion. A terme (probablement en 1998), cette distinction sera supprimée. A l'occasion du mouvement de prix du 20 février 1993, une première étape vers un barème national unique a été réalisée.

■ facturation de la puissance

La facturation de la puissance est, pour le tarif Vert, plus complexe que pour le tarif Jaune. Il s'agit de la puissance active (en kW) et non plus de la puissance apparente (en kVA). Elle est souscrite dans les différentes périodes tarifaires et représente le coût de la fourniture et des conditions d'utilisation de l'électricité. En effet, une même puissance consommée en hiver ou en été, a un prix de revient différent et une incidence différente sur les investissements d'EDF.

En général, la puissance souscrite est identique dans toutes les périodes tarifaires. Cependant, le client peut être rémunérée pour ses effacements de puissance dans les périodes les plus chargées, notamment en pointe et en heures pleines d'hiver. La puissance facturée est la **puissance réduite**. Elle est calculée à partir de la puissance souscrite en période de pointe (P_1) et des suppléments de puissance éventuellement souscrits dans les autres périodes, affectées d'un coefficient :

$$P_R = P_1 + K_1 \times (P_2 - P_1) + K_2 \times (P_3 - P_2) + \dots$$

Les coefficients K_i sont appelés **coefficients de calcul de la puissance réduite**.

11.4.3. Prise en compte de la durée d'utilisation : versions tarifaires

Selon l'option choisie, deux ou quatre versions tarifaires sont offertes aux clients. Chaque version correspond à une plage de durée d'utilisation de la puissance souscrite. Les versions actuellement offertes sont celles du tableau 11-9.

Option	Versions
Base	courtes utilisations (CU)
	moyennes utilisations..... (MU)
	longues utilisations..... (LU)
	très longues utilisations (TLU)
EJP et Modulable	moyennes utilisations..... (MU)
	très longues utilisations (TLU)

Tableau 11-9 : Versions tarifaires du tarif Vert

Pour une option et une sous-catégorie données, les versions ont une structure identique comprenant une prime fixe et des prix d'énergie par période tarifaire. Les valeurs de ces prix évoluent selon la durée d'utilisation : la prime fixe croît depuis les courtes utilisations jusqu'aux très longues utilisations ; à l'inverse, les prix d'énergie décroissent entre ces deux versions tarifaires.

Pour choisir la version la plus intéressante, il suffit de calculer les dépenses annuelles correspondant à chaque version. On notera que le choix du client pour l'une quelconque des versions tarifaires proposées est applicable à l'intégralité de sa fourniture (un point de livraison, un seul contrat d'une durée de 3 ans, ou de 6 ans en option) : il ne peut donc pas y avoir de cumul de plusieurs versions tarifaires.

■ quatre versions tarifaires

Elles sont offertes aux clients de l'**option Base**. Les plages de nombre annuel d'heures d'utilisation de la puissance souscrite, pour une fourniture sans effacement de puissance (c'est-à-dire de la même puissance dans les différents postes horaires) sont approximativement les suivantes :

- version CU, moins de 2 000 heures
- version MU, de 2 000 à 4 000 heures
- version LU, de 4 000 à 6 000 heures
- version TLU, au-delà de 6 000 heures.

■ pour les options EJP et Modulable

Il n'existe que les versions longues utilisations et moyennes utilisations. En effet, le paramètre important de choix de la version est le facteur de charge aux heures de pointe mobile (c'est-à-dire, le rapport en % de la durée d'utilisation de la puissance souscrite en pointe mobile par le client au nombre total d'heures de pointe mobile, soit 396 h). Or, ce paramètre est difficile à évaluer du fait du caractère aléatoire de la période heures de pointe mobile. L'introduction d'autres versions rendrait le choix encore plus délicat.

11.4.4. Facturation de l'énergie réactive

En même temps que l'énergie active, EDF fournit gratuitement l'énergie réactive :

- jusqu'à concurrence de 40 % de l'énergie active consommée ($\tan \varphi = 0,4$) pendant les heures de pointe en décembre, janvier, février et les heures pleines de novembre, décembre, janvier, février et mars
- sans limitation pendant les heures creuses de novembre, décembre, janvier, février et mars et pendant la totalité des mois d'avril, mai, juin, juillet, août, septembre et octobre.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive consommée pour $\tan \varphi \geq 0,4$ est facturée mensuellement au tarif mentionné dans les barèmes de prix en vigueur.

Ce mode de facturation de l'énergie réactive est indépendant des options et sous-catégories tarifaires.

11.4.5. Facturation des dépassements de puissance souscrite

■ généralités

EDF n'est pas tenu de faire face aux appels de puissance non souscrite et pourrait en principe demander que le client place dans son poste de livraison un disjoncteur interdisant tout dépassement supérieur à 10 % de la puissance souscrite. Cette disposition n'est pas concevable pour le bon fonctionnement de certaines installations, notamment pour des puissances importantes. Cette facturation n'est pas une fin en soi : elle a pour but d'inciter le client à souscrire la puissance dont il a réellement besoin. Aussi, les dépassements sont-ils tolérés moyennant le paiement par le client d'une prime complémentaire calculée selon les dispositions ci-après.

L'ancien système de facturation de ces dépassements reposait sur la puissance maximale atteinte. Cette formule pénalisait de la même façon un dépassement accidentel de courte durée et une utilisation de longue durée, au cours d'un même mois, de la même puissance.

Le système en vigueur depuis 1980 prévoit une facturation progressive des dépassements qui tient compte non seulement de leur amplitude, mais également de leur fréquence afin de cerner, au mieux, le caractère plus ou moins coûteux de la fourniture. Cette facturation des dépassements doit permettre de guider le choix du niveau de la souscription du client : ni trop élevé, ni trop faible.

Ainsi, la facturation des dépassements pour une période tarifaire se fait par application d'un prix unitaire à un nombre d'unités de dépassements. Ce nombre d'unités est déterminé par la racine carrée de la somme des carrés de chacun des dépassements (comme toute puissance mesurée, il s'agit d'une puissance moyenne en kilowatts durant 10 min) de la puissance souscrite du poste considéré. La formule est différente selon qu'il s'agit de l'option Base, de l'option EJP ou Modulable.

Les dépassements sont facturés **mensuellement** et **indépendamment sur chaque période tarifaire** du mois considéré. Leur total est la somme des montants correspondants à chaque période tarifaire.

■ option Base

Pour les clients disposant d'un **comptage électronique** ou à **enregistreur à cassette**, le prix des dépassements pour chaque période tarifaire d'un mois considéré est donné par la formule suivante :

$$D = k_3 \sqrt{\Sigma (\Delta P)^2}$$

avec :

D : montant dû au titre des dépassements durant la période concernée

$\Sigma (\Delta P)^2$: somme des carrés de tous les dépassements de la puissance souscrite constatés pendant la période considérée

k_3 : prix unitaire du dépassement en puissance égal, **en pointe**, à 3 % du taux de base de la prime fixe de la version tarifaire TLU ; cette valeur est identique quelle que soit la version tarifaire choisie par le client (TLU, LU, etc...), abstraction faite de toute majoration ou minoration ; au tarif C, il s'agit du taux de base du barème guide

En cas d'augmentation de puissance souscrite le mois $M+1$, le client peut bénéficier d'un abattement de 50 % sur le prix D des dépassements au titre du mois M que cette augmentation aurait permis d'éviter.

■ options EJP et Modulable

Pour ces options, on tient compte du caractère aléatoire de la période de pointe mobile, qui impose de contrôler de manière particulière le respect de l'engagement éventuel d'effacement pendant la pointe mobile. Pour les clients disposant d'un **comptage électronique** ou à **enregistreur à cassette**, le prix des dépassements pour chaque période tarifaire d'un mois considéré est donné par la formule suivante (pour les autres types de comptage voir paragraphe "Option EJP") :

$$D = k_3 \sqrt{\Sigma (\Delta P)^2} + tE$$

avec :

D : montant dû au titre des dépassements durant la période concernée

E : énergie du dépassement pendant la pointe mobile

t : prix unitaire de facturation du dépassement

Le premier terme du second membre de l'égalité est la somme des carrés de tous les dépassements de la puissance souscrite constatés pendant la période considérée sauf dans le cas du poste de pointe mobile, où la puissance souscrite de référence est celle des heures d'hiver (HH) ou de la semaine d'hiver mobile (HM).

La définition de k_3 est donnée dans le paragraphe 11.4.5.2.

En cas d'augmentation de puissance souscrite le mois $M+1$, le client peut bénéficier, comme pour l'option Base, d'un abattement de 50 % sur le montant du prix des dépassements au titre du mois M , pour la seule part afférente aux excédents de puissance. Le terme lié à l'énergie consommée pendant le dépassement en pointe mobile est quant à lui inchangé.

■ dispositions transitoires (pour le tarif A5 seulement)

□ option Base

Pour les clients du tarif A5 qui ne disposent pas du nouveau comptage électronique qui est progressivement proposé à la clientèle depuis septembre 1989, la formule du paragraphe 11.4.5.2. a été provisoirement simplifiée pour tenir compte des appareils de mesure existants.

• comptage avec indicateur de maximum

Pour les clients équipés d'un comptage avec indicateur de puissance maximale, la formule par période tarifaire est :

$$D = k_1 \Delta P_{\max}$$

avec :

ΔP_{\max} : différence entre la puissance maximale atteinte et la puissance souscrite

k_1 : prix unitaire du dépassement égal, **en pointe**, à 25 % de la prime fixe de la version TLU du tarif A5

Le prix des dépassements pour les autres périodes tarifaires se déduit par application sur k_1 du coefficient correspondant indiqué pour k_3 au paragraphe 11.4.5.2.

• comptage avec enregistreur de puissance

Pour les clients disposant de ce type de comptage, les dépassements sont facturés en tenant compte de l'amplitude maximale et du nombre de dépassements dans chaque période tarifaire :

$$D = k_2 N \Delta P_{\max}$$

avec :

ΔP_{\max} : différence entre la puissance maximale atteinte et la puissance souscrite

N : nombre de dépassements de la période

k_2 : égal, **en pointe**, à 1 % du taux de base de la prime fixe de la version TLU du tarif A5

Le prix des dépassements pour les autres périodes tarifaires se déduit par application sur k_2 de coefficient correspondant indiqué pour k_3 au paragraphe 11.4.5.2.

□ option EJP

Comme pour l'option Base, la formule du prix des dépassements figurant au paragraphe 11.4.5.3. a été simplifiée pour tenir compte des appareils de comptage.

• comptage avec indicateur de maximum

- s'il n'y a pas la possibilité d'enregistrer l'énergie consommée en pointe mobile au-delà de la puissance souscrite pendant cette période, la facturation du dépassement s'effectue par période tarifaire avec la formule :

$$D = k_1 \Delta P_{\max}$$

avec :

ΔP_{\max} : différence entre la puissance maximale atteinte et la puissance souscrite dans chaque période tarifaire

k_1 : défini au paragraphe "Option Base"

- dans le cas où l'énergie consommée au-delà de la puissance souscrite en pointe mobile est enregistrée, le calcul du dépassement s'effectue à partir de la formule :

$$D = k_1 \Delta P_{\max} + tE$$

avec :

ΔP_{\max} : différence entre la puissance maximale atteinte et la puissance souscrite par poste horaire, sauf dans le cas de la pointe mobile où la puissance souscrite de référence est celle des heures d'hiver
 t, E : défini au paragraphe 11.4.5.3. en k_1 défini au paragraphe "Option Base"

Dans les deux cas, les prix unitaires pour les autres postes tarifaires sont indiqués au paragraphe "Option Base" (les clients du tarif A5 dans ce cas de comptage sont les seuls concernés).

• comptage avec enregistreur de puissance

Le calcul du dépassement par poste horaire est donné par la formule :

$$D = k_2 N \Delta P_{\max} + tE$$

Les définitions des paramètres $k_2, N, \Delta P_{\max}$ sont identiques à celles du paragraphe "Option Base".

E , l'énergie du dépassement pendant la pointe mobile, peut être estimée à partir du dépassement en puissance :

$$E = \frac{1}{6} \Sigma dm$$

avec :

Σdm : somme des amplitudes des dépassements de la puissance moyenne durant 10 min au cours de la pointe mobile

11.4.6. Classes de tension

EDF choisit la tension physique du raccordement de chaque client, c'est-à-dire la tension réelle d'alimentation (par rapport à la tension normale liée au tarif). Ce choix tient compte des caractéristiques locales du réseau, de la puissance demandée et, en tant que besoin, des conditions spécifiques d'appel de celle-ci (à coups de tension par exemple).

Le tableau 11-10 définit les classes de tension.

Il n'existe donc pas de liaison rigide entre un type de tarif et la tension de raccordement.

Compte tenu de la tension effective de raccordement, un **système de minoration-majoration**, portant uniquement sur la prime fixe, permet de faire payer à tous les clients le coût réel de leur fourniture ; il est défini dans le tableau 11-10.

Classe de tension	Plage de tension physique U kV	Classe de puissance		
		Tarif A	Tarif B	Tarif C
HTA 63 et 90 kV	$1 \leq U < 40$	A	B majoré (B ⁺)	C majoré (C ⁺)
HTB 225 kV	$40 \leq U < 130$	A minoré (A ⁻)	B	C
400 kV	$130 \leq U < 350$	B majoré (B ⁻)	C majoré (C ⁻)
	$350 \leq U < 500$	C majoré (C ⁻)

Tableau 11-10 : Correspondance entre classe de puissance et classe de tension

Les majorations sont appliquées sur la puissance maximale souscrite. Les minorations sont appliquées sur la puissance réduite. Ces minorations sont réduites de 50 % pour les courtes utilisations.

11.4.7. Optimisation tarifaire

Le choix de la meilleure solution tarifaire peut être facilité par l'utilisation des logiciels d'optimisation tarifaire parmi lesquels on peut citer AMPTAR 5 et DOP 10 diffusés par le GIE DOPEE (Espace Elec, CNIT), STAR ou STARDIA (consulter le Centre d'expertise Clientèle Services d'EDF GDF SERVICES ou le Département Commercial Services d'EDF Production Transport).

GIE DOPEE : Groupement d'intérêt économique Développement d'Outils pour l'Emploi de l'Electricité.

11.5. Tarifs d'achat

11.5.1. Secteur libre de la production autonome

EDF n'a pas le monopole de la production d'électricité. La loi de nationalisation du 8 avril 1946, modifiée par la loi du 2 août 1949 (loi Armengaud), a fixé le cadre général de la production autonome. Ce secteur comprend les entreprises de production d'électricité d'une puissance de moins de 8 000 kVA, ainsi que les installations de production destinées à l'autoconsommation, soit fonctionnant à partir de récupération d'énergie résiduaire, soit utilisant une source primaire (fuel, charbon, gaz) ne présentant pour le service public qu'une utilité accessoire.

La loi du 15 juillet 1980 a étendu le champ de la production autonome en excluant également de la nationalisation des installations faites sous l'autorité des collectivités locales en vue d'alimenter des réseaux de chaleur ou d'utiliser l'énergie hydraulique dans la limite de 8 MVA. Ce même texte a par ailleurs porté le seuil de puissance des installations hydrauliques placées sous le régime de la concession de 500 à 4 500 kW.

La concession est un acte juridique par lequel la collectivité confie à une entreprise publique ou privée la mission d'assurer à ses frais, risques et périls, la gestion d'un service public.

Le décret du 20 mai 1955, qui précise les rapports entre EDF et les producteurs autonomes, impose à EDF une obligation d'achat de l'énergie disponible. Ce décret prévoit toutefois que l'obligation de passer un contrat d'achat sera suspendue lorsqu'il aura été constaté par arrêté du ministre de l'Industrie et du Commerce que l'ensemble des moyens de production existant sur le territoire métropolitain est suffisant pour faire face, à tout instant, à la demande d'énergie dans des conditions économiques satisfaisantes et que les moyens locaux de distribution sont également suffisants. Telle est bien la situation, en raison :

- d'une forte amélioration de la disponibilité du parc nucléaire
- des perspectives d'une augmentation plus que modérée des consommations futures d'électricité, eu égard à la faible croissance économique attendue
- de l'existence d'un parc thermique classique surabondant.

Ainsi EDF ne devrait engager aucun nouveau moyen de production de pointe avant 2005.

Le Conseil supérieur de l'électricité et du gaz a donc été saisi, pour avis, le 12 septembre 1994 par le ministre de l'Industrie, des projets de décret et d'arrêtés devant permettre la levée sélective de l'obligation d'achat (maintenant l'obligation d'achat pour l'énergie produite par les installations de cogénération et à partir d'énergies renouvelables, centrales hydrauliques, installations éoliennes et solaires). Ces décrets et arrêtés ont été promulgués respectivement le 20 décembre 1994 et le 23 janvier 1995.

L'obligation d'achat pour EDF est suspendue pour une durée de trois ans à compter de la publication de l'arrêté.

11.5.2. Fondement des tarifs d'achat

La mission d'EDF est de fournir à ses clients l'énergie électrique, au moindre coût pour la collectivité. Acheter une fourniture à un producteur autonome permet à la collectivité d'économiser les dépenses qu'EDF aurait été amenée à engager en l'absence de cette production. Les tarifs d'achat rendent compte de cette économie et sont en conséquence déduits des tarifs de vente, reflète des coûts de mise à disposition de l'énergie.

La différence entre tarifs de vente et tarifs d'achat reflète :

- les charges supportées pour distribuer l'énergie fournie par le producteur
- la qualité de cette énergie relativement à la garantie de fourniture assurée par le distributeur.

Ces dispositions encouragent ainsi la production autonome lorsque cette dernière offre un coût pour la collectivité plus faible que celui obtenu par EDF et découragent à l'inverse le développement d'une production autonome qui serait d'un coût plus élevé que celui auquel parvient EDF.

11.5.3. Tarif pour fournitures partiellement garanties et tarif simplifié

11.5.3.1. Tarif pour fournitures partiellement garanties

■ rémunération producteur

Elle varie selon les économies de combustible, d'une part, et de capacités (centrales, réseaux), d'autre part, que le producteur procure à EDF. Elle se déduit donc, du tarif Vert de vente très longues utilisations, A5, A8 ou C suivant le cas. Ce tarif valorise tout engagement de livraison de puissance, même partiel, dès l'instant où la qualité de l'énergie proposée est suffisante. Dans ce but, le tarif prévoit :

- une rémunération au titre des **économies de combustible** apportées par la fourniture sous forme de prix d'énergie correspondant à ceux du tarif très longues utilisations après un abattement forfaitaire tenant compte des frais généraux et des pertes
- éventuellement, une rémunération au titre des **économies de capacités** apportées par une fourniture, si elle offre une certaine **garantie**, même partielle ; cette rémunération est versée sous forme d'une prime fixe, fonction de la disponibilité de la fourniture sur laquelle s'engage le producteur, égale à une fraction de la prime fixe du tarif Vert de vente très longues utilisations de référence et qui varie linéairement avec le degré de disponibilité offert
- la facturation à l'autoproduiteur des kilowattheures non livrés (kWh défaillants) et kilovarheures manquants.

■ choix du tarif de référence

Le tarif de vente pour un autoproducteur dépend de la classe de tension de référence ; celle-ci est la tension à laquelle est évacuée l'énergie. Ainsi, pour une production autonome livrée en HTA et consommée sur place en HTA, le tarif de référence est le tarif Vert A ; si la production est partiellement refoulée vers la HTB, le tarif de référence pour la part refoulée sera le tarif Vert B. Enfin, pour un autoproducteur ayant souscrit un contrat de fourniture auprès d'EDF, la structure horosaisonnaire du tarif de vente d'EDF à l'autoproducteur et celle du tarif d'achat doivent être identiques.

■ choix de l'option par le producteur

Depuis le 1er avril 1993, les tarifs d'achat offrent les mêmes structures (5, 8, ... périodes tarifaires) et les mêmes options (Base, EJP, Modulable) que les tarifs de vente. Après avoir choisi son option, le producteur s'engage a priori, pour chaque période tarifaire, sur une puissance livrée au réseau et sur une disponibilité de cette dernière. En contrepartie de ces engagements, il est rémunéré par une prime fixe.

■ détermination des prix

□ prix de l'énergie

Le tarif comporte des prix différents du kilowattheure selon :

- les périodes tarifaires des options Base et EJP des tarifs A5 et A8 et celles de l'option Modulable du tarif A ; ces prix sont ceux de la version TLU des tarifs de vente diminués de 5 %
- les périodes tarifaires des options Base, EJP et Modulable pour les tarifs B et C ; ces prix sont ceux de la version TLU diminués de 4 %.

□ prime fixe

Le producteur s'engage sur une puissance garantie P_G et sur un taux de disponibilité de la puissance d . On définit alors la puissance garantie disponible P_{Gd} :

$$P_{Gd} = P_G \frac{d - d_0}{100 - d_0}$$

avec :

d_0 : taux de disponibilité en-deçà duquel aucune prime n'est versée

Entre ce dernier taux et le taux de 100 %, la variation de prime fixe est linéaire. La valeur de d_0 dépend du tarif d'achat retenu :

- pour les tarifs A5 et A8; d_0 vaut 30 %
- pour le tarif B, d_0 vaut 25 %
- pour le tarif C, d_0 vaut 20 %.

Cette puissance garantie disponible peut être modulée dans l'année à condition de respecter la hiérarchie des postes horaires : pointe, heures pleines d'hiver, heures pleines de demi-saison (tarifs B, A8 et A5) à l'option Base, pointe mobile, heures d'hiver et de demi-saison à l'option EJP (B, A8 et A5), etc...

La base de la rémunération du producteur est calculée pour chaque poste tarifaire ; elle est obtenue en multipliant la puissance garantie disponible P_{Gd} par la part de prime fixe attachée au poste concerné définie dans les barèmes.

La puissance garantie disponible ainsi calculée par chaque poste horaire est rémunérée sur la base de la prime fixe de la version TLU de l'option de référence du tarif de vente pour la tension considérée, une fois les abattements donnés dans le tableau 11-11 appliqués.

Tarif	A5 ou A8	B	C
Pourcentage de la prime fixe du tarif de vente TLU (pour un taux de disponibilité de 100 %) (1)(%)	87,5	95	95
Abattement supplémentaire pour frais généraux et pertes.....(%)	5	4	4
(1) Ce pourcentage résulte d'un premier abattement qui correspond aux coûts de réseaux qui ne sont pas évités à EDF par cette production			

Tableau 11-11 : Abattements à appliquer sur la prime fixe, pour calculer le prix d'achat

Les prix figurant dans les barèmes tiennent compte de ces différents abattements.

11.5.3.2. Tarif simplifié

Le tarif simplifié s'applique aux autoproducteurs hydrauliques (un tarif pour la production éolienne, actuellement en expérimentation, est bâti sur des principes similaires) qui vendent l'intégralité de leur production et dont la puissance n'excède pas 4 500 kW. Conçu dans un but de simplification, notamment du comptage, ce tarif ne comporte que des prix proportionnels à l'énergie livrée : en général un prix du kilowattheure pour l'hiver, et un autre pour l'été. Des majorations de ces prix sont appliquées en hiver en fonction de la régularité constatée de la chute afin de prendre en compte la qualité de la fourniture sans recourir à une souscription et à un contrôle de la puissance.

L'évolution des tarifs d'achat suit celle des coûts de l'électricité (produite par EDF). Par conséquent, comme pour les tarifs de vente, l'écart des prix d'achat relatifs de l'hiver et de l'été, qui s'était accru fortement depuis 1984, doit se restreindre dans les années à venir.

En pratique, les modalités de calcul des prix du tarif d'achat simplifié qui dataient de 1973 ont été modifiées depuis le 1er novembre 1984. Les modifications intervenues ont permis d'afficher un tarif d'achat cohérent avec les nouvelles structures du tarif de vente.

Le tarif simplifié se déduit du tarif de vente Vert A TLU. En pratique, il comporte :

- une rémunération principale, versée pour chaque kilowattheure livré, correspondant aux économies de combustible réalisées par EDF, auxquelles s'ajoute une part des économies d'investissement qu'EDF peut espérer
- une rémunération complémentaire éventuelle, correspondant au complément d'économie d'investissement qu'EDF peut espérer : la **majoration de qualité** ; basée sur les livraisons effectuées en hiver, son versement dépend de la régularité de la chute mesurée sur une période de 15 ans.

Si la production est livrée sur le réseau à haute tension, - ou refoulée vers ce réseau - un abattement de 15 % en hiver et de 6 % en été est appliqué pour les quantités concernées.

11.6. Frais de raccordement et de renforcement des réseaux d'alimentation des clients - Tickets

La puissance définit les familles tarifaires - Bleu, Jaune, Vert - auxquelles est associée une tension dite de référence : basse tension aux tarifs Bleu et Jaune, HTA, HTB, etc... au tarif Vert (voir § 11.4.6.). Ainsi, chaque famille tarifaire prend en compte le coût des réseaux à la tension qui lui correspond, ainsi que la part des ouvrages situés en amont.

Par conséquent, les frais de renforcement du réseau d'alimentation générale et du raccordement du client existant sont à la charge d'EDF tant que le client ne change pas de tension et tant que la puissance maximale souscrite reste inférieure à certains seuils.

Cependant, tout nouveau client doit payer les frais de son premier raccordement ; mais la solution technique retenue est indépendante des coûts facturés ; en effet, les formules de facturation sont forfaitaires, on les appelle les tickets.

11.6.1. Ticket Bleu

Les barèmes forfaitaires nationaux de facturation des frais d'extension de réseau et des frais de branchements individuels ont été réunis dans une formule unique, le **ticket Bleu**, traduisant dans l'esprit évoqué ci-avant le coût du raccordement jusqu'à 36 kVA.

Ainsi, quelle que soit la nature des travaux effectués, le client nouveau non encore raccordé au réseau et relevant du tarif Bleu paie, pour disposer de l'électricité, un ticket d'accès qui correspond au coût, déterminé en valeur moyenne au niveau national, **de la seule part des ouvrages BT de raccordement réservée à ses besoins à moyen terme.**

Le client ne peut donc plus prétendre à un remboursement de la part d'un autre client raccordé ultérieurement ; le droit de suite est supprimé.

Il a été créé :

- le **ticket Bleu individuel** qui concerne les constructions neutres individuelles, quel que soit leur usage, réalisées isolément
- le **ticket Bleu collectif** qui concerne les lotissements et les immeubles collectifs, quel que soit leur usage, couvrant les ouvrages d'amenée de l'électricité en basse tension (le réseau intérieur au lotissement étant facturé sur la base du coût réel).

■ ticket Bleu individuel

Il comprend :

- un terme fixe correspondant au branchement et calculé sur une moyenne au niveau national jusqu'à 30 m (ce qui permet de couvrir 80 % des cas environ)
- un terme proportionnel à la longueur L en mètres comptée à partir du réseau existant, au-delà de 30 m ; ce terme est réduit de 50 % jusqu'à 200 m pour tenir compte de la suppression du droit de suite ; cet abattement est supprimé au-delà de 200 m pour éviter une excessive dispersion de la construction, coûteuse pour la collectivité.

Ainsi, au 1er mai 1993, la formule du ticket est en francs hors TVA :

- pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 18 kVA :

$$4\,600 + 88 (L - 30)$$

avec une majoration de 176 F/m au-delà de 200 m.

Si un support existe en limite de propriété et si le branchement est aérien, le montant du ticket Bleu est réduit à 2 900 F :

- pour une puissance souscrite comprise entre 24 et 36 kVA

$$6\,200 + 88 (L - 30)$$

avec une majoration de 176 F/m au-delà de 200 m.

■ ticket Bleu collectif

Il comprend :

- un terme proportionnel à la longueur L qui représente la longueur de raccordement comprise entre le réseau BT existant le plus proche et le point de pénétration dans le lotissement (ou le coffret de branchement extérieur quand il s'agit d'un immeuble)
- un terme proportionnel au nombre de points de livraison individuels n_c situés sur un branchement collectif (en immeuble par exemple)
- un terme proportionnel au nombre de points de livraison individuels n_i faisant l'objet d'un branchement individuel (en pavillon par exemple).

La formule du ticket est donc la suivante en francs hors TVA au 1er mai 1993 :

$$176 L + 1\,500 n_c + 2\,000 n_i$$

11.6.2. Ticket Jaune

L'offre du tarif Jaune depuis le 15 février 1985 a permis de mettre en place un forfait de raccordement unique (ticket Jaune), conformément aux principes évoqués. Le droit d'accès au tarif Jaune est calculé à l'aide de la formule suivante en francs hors TVA au 1er mai 1993 :

$$20\ 000 + 176 (L - 200)$$

L étant la distance en mètres comptée à partir du poste de distribution publique le plus proche.

Pour les clients existants (facturés au tarif Bleu ou aux anciens tarifs BT), un abattement de 7 000 F et de 50 % sur le terme proportionnel à la distance est appliqué pour tenir compte de la contribution en capital versée précédemment, soit :

$$13\ 000 + 88 (L - 200)$$

11.6.3. Ticket Vert (tarif A seulement)

■ frais de raccordement d'un client nouveau

La solution technique choisie pour raccorder un client nouveau est déterminée, après études technico-économiques, sur la base de la puissance que le client prévoit d'appeler au cours des six premières années. Cette puissance est dite **puissance de raccordement**.

Comme par le passé, le client nouveau doit supporter les frais relatifs à son premier raccordement. Ces frais soit facturés sur la base de 70 % du coût du raccordement de référence : ce raccordement est, par définition, la liaison capable d'alimenter le client à partir du jeu de barres du poste-source EDF le plus proche, contenant la tension du client.

Pour les clients raccordés en HTA et relevant du tarif A, les frais sont facturés à l'aide d'une base forfaitaire fonction de la puissance de raccordement et de sa situation par rapport au poste-source.

Le montant à facturer, ou **ticket Vert**, en milliers de francs hors TVA est déterminé au 1er mai 1993 par l'une des formules du tableau 11-12.

Type de réseau	$D \leq 10 \text{ km}$	$D > 10 \text{ km}$	Majoration $L > 400 \text{ m}$
Réseau aérien (1)	$49\,000 + 17 (P_r - 500)$	$49\,000 + 17 (P_r - 500) + 23 (P_r - 500) (D - 10)$	$+ 176 (L - 400)$
Autres réseaux	$49\,000 + 29 (P_r - 500)$	$49\,000 + 29 (P_r - 500) + 34 (P_r - 500) (D - 10)$	$+ 176 (L - 400)$

(1) Un réseau est considéré comme aérien, lorsque plus de 70 % de la liaison entre le poste client et le poste source est aérienne

avec :

P_r (kW) : puissance de raccordement exprimée par tranches de 500 kW

D (km) : distance du point de livraison (poste du client) au poste source le plus proche existant au moment de l'établissement du devis selon le plus court tracé techniquement et administrativement réalisable ; cette distance est, pour le calcul du ticket Vert, arrondie au kilomètre inférieur ; elle prend en compte, au maximum, un kilomètre de raccordement individualisé

L (m) : longueur du raccordement individualisé du poste client au réseau MT le plus proche

Tableau 11-12 : Formules du ticket Vert, en milliers de francs hors TVA

■ frais de renforcement de l'alimentation des clients existants

Les frais de renforcement du réseau d'alimentation générale et du raccordement du client sont à la charge d'EDF tant que le client ne change pas de tension et tant que sa puissance maximale souscrite reste inférieure à :

- la **puissance de raccordement** indiquée aux conditions particulières, pendant les six premières années qui suivent la mise en service du raccordement correspondant
- la **puissance limite** égale à la plus petite des deux valeurs figurant dans le tableau 11-13, au-delà de ces six premières années et en fonction de la classe de tension du client.

Classe de tension	Puissance limite MW
HTA	40 ou $\frac{100}{d}$
HTB 63/90 kV	100 ou $\frac{1\,000}{d}$
HTB 225 kV	400 ou $\frac{10\,000}{d}$

d : exprimée en kilomètres, est la distance le long des réseaux, du point de livraison au poste de transformation EDF le plus proche, susceptible d'alimenter le client à partir d'une tension supérieure

Tableau 11-13 : Puissance limite du tarif Vert

Dans les autres cas, les frais correspondants sont à la charge du client.

Inversement, un client peut ne pas être obligé de passer à une tension supérieure tant qu'il n'a pas atteint sa puissance limite ; dans ce cas, aucun frais spécifique d'augmentation de puissance ne peut lui être demandé (pour couvrir les dépenses d'EDF dans les limites de la concession).

■ dispositions particulières

Les tarifs dits **à la puissance** sont fonction des puissances souscrites par le client ; néanmoins, ils comportent un terme correctif, s'ajoutant à la prime fixe, lorsque la tension d'alimentation du client diffère de la tension de référence correspondant à son tarif.

La mise en place de souplesse financière permet d'apporter au client un échelonnement plus satisfaisant de sa participation financière liée au renforcement de son alimentation (raccordement et poste) dès lors qu'il doit y avoir changement de tension.

Les calculs prennent normalement en compte un intérêt calculé en fonction du marché financier.

12. Le contrôle - commande

12. LE CONTROLE-COMMANDE

Les installations industrielles nécessitent une gestion optimale de leur réseau électrique afin de garantir la disponibilité de l'énergie et réduire la facture d'énergie.

Un système de contrôle-commande permet l'optimisation de cette gestion grâce aux fonctions d'automatismes telles que :

- transfert de sources
- reconfiguration de boucle
- délestage/relestage
- programmation horaire ou tarifaire
- gestion des groupes de production interne ...

Il permet de plus de surveiller l'état du réseau électrique, de commander les équipements à distance et de prévoir les opérations de maintenance.

12.1. Intérêt d'un système de contrôle-commande de la distribution d'énergie électrique

Le réseau de distribution d'énergie électrique est vital pour l'entreprise. Il doit être surveillé et géré en permanence.

La maîtrise de ce réseau est rendue complexe par :

- le grand nombre et la diversité des informations à prendre en compte
- la dispersion géographique des équipements électriques.

■ conduire le réseau à distance

La conduite à distance du réseau permet au personnel d'exploitation :

- de visualiser l'état du schéma électrique
- de surveiller les différentes mesures
- d'effectuer les commandes à distance
- d'être informé des incidents survenant sur l'installation électrique.

■ améliorer l'efficacité et la rapidité de diagnostic et d'intervention sur le réseau

L'efficacité et la rapidité de diagnostic et d'intervention sur le réseau sont améliorées grâce à l'intégration des fonctions suivantes :

- gestion des automatismes de délestage/relestage et de transfert de sources
- gestion des automatismes de réaccélération des moteurs moyenne tension
- gestion des groupes de production interne
- chronologie fine
- oscillographie.

■ optimiser le coût de l'énergie

Le coût de l'énergie électrique est optimisé grâce aux fonctions suivantes :

- programmation tarifaire
- programmation horaire
- gestion des groupes de production interne
- compensation de l'énergie réactive
- comptage et sous-comptage de l'énergie.

■ optimiser la maintenance

Le comptage du nombre de manoeuvres effectuées par les appareils de coupure et le comptage du nombre d'heures de fonctionnement des appareils permet d'optimiser les opérations de maintenance.

12.1.1. Les économies sur la facture d'énergie

Les distributeurs d'énergie électrique proposent à leurs clients des contrats de fourniture dont les caractéristiques générales sont basées sur des principes identiques (voir § 11).

Le coût de l'énergie est composé :

- d'une prime fixe qui est fonction de la puissance souscrite (puissance à ne pas dépasser). Plus la puissance souscrite est basse plus la prime fixe est faible
- de la consommation d'énergie active en kWh
- d'éventuelles pénalités de dépassement apparaissant lorsque la puissance consommée est supérieure à la puissance souscrite
- éventuellement, de la consommation d'énergie réactive en kvarh, si celle-ci dépasse le seuil de consommation non facturé par le distributeur pendant certaines périodes tarifaires.

Les différents éléments du coût de l'énergie varient suivant le mois de l'année et les heures de la journée, ce sont les périodes tarifaires.

L'un des intérêts majeurs d'un système de contrôle-commande est d'exploiter au mieux les variations de la tarification et ainsi de réduire les dépenses d'énergie. Les moyens pour y parvenir sont décrits dans les paragraphes suivants.

■ le fonctionnement temporaire ou permanent des groupes de production interne

Le coût de l'énergie produite par les groupes de production interne peut être inférieur au coût d'achat au distributeur, il est alors intéressant d'alimenter le réseau par les groupes.

Lorsque les groupes fournissent une puissance supérieure à la consommation interne, l'excédent d'énergie est vendu au distributeur.

Le système de contrôle-commande :

- détecte l'intérêt économique d'alimenter tout une partie de la charge par les groupes de production interne
- gère l'automatisme de transfert entre le distributeur et les groupes de production (pour un fonctionnement en îloté)
- gère les puissance actives et réactives fournies par les groupes de production (voir § 12.1.4.).

■ le respect de la puissance souscrite

Dans la mesure du possible, la puissance fournie par le distributeur ne doit pas dépasser la puissance souscrite, afin d'éviter les pénalités de dépassement.

Les moyens pour y parvenir sont :

- la mise en marche des groupes de production interne ou l'augmentation de la puissance qu'ils fournissent
- le délestage des consommateurs non prioritaires.

Le système de contrôle-commande gère les automatismes de délestage et la puissance fournie par les groupes de production interne, afin de respecter la puissance souscrite.

■ la gestion de la consommation d'énergie en fonction du coût de l'énergie

Certains processus industriels peuvent être décalés dans le temps.

Le coût de l'énergie variant selon les heures de la journée, les dépenses d'énergie de ces consommateurs peuvent être réduites en privilégiant un fonctionnement pendant les périodes tarifaires les moins chères.

Cette fonction est appelée programmation tarifaire.

Le système de contrôle-commande pilote la programmation tarifaire.

■ la compensation de l'énergie réactive

Elle doit être réalisée à l'intérieur du site dans le but :

- de ne pas payer d'énergie réactive au distributeur
- de limiter les investissements, les pertes Joule et les chutes de tension dans le cas où les condensateurs sont installés à proximité des charges fortement réactives.

Les moyens pour y parvenir sont :

- l'installation de condensateurs
- l'augmentation de la puissance réactive fournie par les groupes de production, s'ils existent.

Le système de contrôle-commande gère la commande des condensateurs et la puissance réactive fournie par les groupes de production.

■ le sous-comptage de l'énergie

Le comptage de l'énergie consommée par unité de production, atelier ou secteur d'activité permet de mieux maîtriser les dépenses d'énergie et d'alerter l'opérateur en cas d'écarts par rapport à une consommation normale. On obtient ainsi la répartition des dépenses d'énergie entre les différents ateliers et unités de production.

Les valeurs mesurées sont les énergies active et réactive.
Le système de contrôle-commande pilote le sous-comptage de l'énergie.

12.1.2. La disponibilité de l'énergie

La garantie d'une bonne disponibilité de l'énergie est essentielle pour l'entreprise.

Le système de contrôle-commande y contribue par les fonctions suivantes :

- les automatismes de transfert d'une source en défaut par une source secours
- l'automatisme de reconfiguration de boucle
- la gestion de la charge afin qu'elle ne dépasse pas la puissance disponible
- les asservissements et interdéclenchements des appareils de coupure qui empêchent des erreurs de manoeuvre
- le contrôle de la qualité de l'énergie.

La gestion des automatismes destinés à contribuer à la disponibilité de l'énergie constitue l'un des intérêts majeurs d'un système de contrôle-commande.

Ces automatismes sont décrits dans les paragraphes suivants.

■ le transfert d'une source en défaut par une source de secours

Les charges dont la continuité d'alimentation est critique bénéficient de sources d'alimentation redondantes.

Le système de contrôle-commande pilote les automatismes de transfert d'une source en défaut par une source de secours.

Les automatismes sont, en particulier :

- les transferts sans disjoncteur de couplage noté transfert 1/2
- le transfert avec disjoncteur de couplage noté transfert 2/3c
- la reconfiguration de boucle.

■ la gestion de la charge du réseau

Pour un réseau découplé du distributeur :

- une puissance de charge supérieure à la capacité de production provoque la mise hors service des groupes de production
- après une coupure d'alimentation, le relestage des charges doit être réalisé pas à pas pour ne pas provoquer de variations inacceptables de la tension et de la fréquence.

Lorsque les groupes de production interne fonctionnent, un défaut électrique peut provoquer une instabilité du réseau (voir § 9) et, en conséquence, la perte des sources de production interne.

Le système de contrôle-commande gère les automatismes de délestage-relestage adaptés à la nature des situations rencontrées :

- empêcher la consommation de dépasser la capacité de production
- lors d'un défaut électrique, contribuer à la stabilité dynamique et sauvegarder le réseau
- après une coupure d'alimentation, relester pas à pas les charges.

■ l'asservissement des appareils de coupure et de sectionnement

L'asservissement entre les appareils de coupure et de sectionnement permet d'empêcher des erreurs de manoeuvre pouvant conduire à un défaut électrique.

Le système de contrôle-commande gère l'asservissement entre les appareils de coupure et de sectionnement.

■ l'interdéclenchement des appareils de coupure

L'interdéclenchement entre appareils de coupure permet d'empêcher des configurations de réseau nuisibles au bon fonctionnement de l'installation électrique.

Exemple : interdéclenchement des appareils de coupure amont et aval d'un transformateur.

Le système de contrôle-commande gère l'interdéclenchement des appareils de coupure.

■ la commutation des générateurs homopolaires

Supposons qu'un réseau comporte deux jeux de barres avec couplage et que sur chaque jeu de barres est installé un générateur homopolaire.

Lorsque les deux jeux de barres sont couplés, un seul générateur homopolaire doit être en service (voir § 2.3.1 du Guide des protections des réseaux industriels).

Le système de contrôle-commande gère l'automatisme permettant de n'avoir qu'un seul générateur homopolaire en service lorsque les deux jeux de barres sont couplés.

■ le contrôle de la qualité de l'énergie

Avoir une bonne qualité de l'énergie est important pour assurer la pérennité du matériel électrique et un bon fonctionnement des récepteurs.

En différents points de l'installation sont mesurés :

- les harmoniques de courant et de tension
- le facteur de puissance
- le déséquilibre des tensions
- le facteur de crête (rapport entre la valeur crête et la valeur efficace).

Un compte rendu périodique est transmis au système pour analyser les problèmes et établir d'éventuelles actions.

Le système de contrôle-commande contrôle la qualité de l'énergie.

12.1.3. La programmation horaire

Certains consommateurs doivent être en fonctionnement pendant des plages horaires prédéfinies.

Leur commande marche-arrêt est pilotée en fonction de l'heure.

Le système de contrôle-commande pilote la programmation horaire.

12.1.4. La gestion des groupes de production interne

Les groupes de production interne doivent être pilotés lorsqu'ils fonctionnent en îloté et lorsqu'ils sont couplés au distributeur.

■ fonctionnement îloté

Les puissances actives et réactives sont imposées par la charge, la fréquence et la tension sont régulées.

■ fonctionnement couplé au distributeur

La fréquence et la tension sont imposés par le distributeur.

Trois possibilités sont offertes.

1ère possibilité

Les puissances active et réactive fournies par les groupes de production sont régulées à des valeurs prédéfinies, les variations de charges sont alors supportées par le distributeur.

2ème possibilité

Les puissances active et réactive fournies par le distributeur sont régulées à des valeurs prédéfinies (par exemple les valeurs de puissances souscrites), les variations de charges sont alors supportées par les groupes de production dans la limite de leur capacité.

3ème possibilité

La puissance active fournie par les groupes est régulée à une valeur prédéfinie. Les variations de puissance active sont alors supportées par le distributeur.

La puissance réactive fournie par le distributeur est régulée à une valeur prédéfinie (par exemple, la valeur limite non facturée). Les variations de puissance réactive sont alors supportées par les groupes de production dans la limite de leur capacité.

Une fonction synchro-couplage est réalisée entre chaque groupe et entre les groupes et le distributeur.

Le système de contrôle-commande pilote les groupes de production interne

12.1.5. L'assistance au diagnostic de l'état du réseau

Les deux éléments clés qui permettent de diagnostiquer l'état du réseau et de suivre son évolution, sont la chronologie fine et l'oscilloperturbographie.

La chronologie fine consiste à horodater l'apparition des alarmes et les changements d'état des appareils de coupure. L'horodatage est suffisamment fin pour déterminer la chronologie des événements lors d'un défaut.

L'oscilloperturbographie consiste à enregistrer l'évolution des grandeurs analogiques (tension, courant...) lors d'un événement spécifié (surintensité, surtension...).

Le système de contrôle-commande gère la chronologie fine et l'oscilloperturbographie.

12.1.6. La conduite du réseau de distribution

La conduite du réseau électrique est réalisée par un système automatique et informatique. Il permet de surveiller l'état du réseau et de télécommander les manoeuvres.

Il propose également à l'opérateur de l'aider et de l'assister dans son travail afin de gagner en productivité et en sécurité.

12.1.7. Optimisation de la maintenance des appareils

Le système réalise le comptage du nombre de manoeuvres effectuées par les appareils de coupure et le comptage du nombre d'heures de fonctionnement des appareils.

Ces fonctions de comptage permettent d'optimiser les opérations de maintenance des appareils et de diminuer le nombre d'interventions du personnel d'exploitation.

12.2. Description des fonctions effectuées sur le réseau électrique

Dans ce paragraphe, nous allons décrire les fonctions d'automatisme et de contrôle-commande qui sont généralement proposées à l'exploitant du réseau électrique.

12.2.1. Les automatismes de transfert

Les tableaux de distribution dont la perte d'alimentation est critique sont généralement alimentés par deux ou trois sources qui peuvent se secourir mutuellement. Une de ces sources peut éventuellement provenir de groupes de production interne (voir § 1).

Les automatismes de transfert gèrent la commande des appareils de coupure des arrivées des tableaux de distribution.

L'automatisme de transfert a pour but :

- d'améliorer la disponibilité de l'alimentation. La source en défaut est secourue par la source de secours
- de réaliser des économies en alimentant le tableau par la source la plus économique (dans le cas où l'une des sources provient de groupes de production interne)
- de réaliser la maintenance de la source d'alimentation normale.

Le transfert est avec coupure si, pendant la séquence de transfert, la source éliminée et la source de remplacement n'alimentent pas la charge en parallèle.

Il y a dans ce cas une coupure brève de l'alimentation de la charge.

Le transfert est sans coupure si, pendant la séquence de transfert, la source éliminée et la source de remplacement alimentent la charge en parallèle. Dans ce cas les sources doivent être synchrones. Il n'y a pas de coupure de l'alimentation de la charge.

■ rôle d'un système de contrôle-commande dans la gestion des transferts

Le système de contrôle-commande doit d'abord analyser l'ensemble des conditions préalables à l'exécution d'un transfert :

- la cohérence des appareils de sectionnement. Par exemple, tous les sectionneurs sont fermés ou tous les disjoncteurs sont embrochés
- la tension est correcte, dans le cas où la source de remplacement provient du même producteur d'énergie
- la tension et la fréquence sont correctes, dans le cas du transfert sans couplage vers un producteur interne
- la tension, la fréquence et la phase sont correctes, dans le cas du transfert avec couplage de deux sources provenant de producteurs différents

- l'absence de tension n'est pas due à un déclenchement sur un défaut en aval de la source (sinon la source de secours réalimenterait le défaut).
- la tension rémanente sur un jeu de barres alimentant des moteurs est inférieure à un seuil. En effet, lors d'une coupure d'alimentation, les moteurs maintiennent une tension rémanente pendant une durée correspondant à l'extinction du flux (de l'ordre de la seconde). Le rétablissement rapide de la tension d'alimentation risque d'entraîner un couplage en opposition de phase, ce qui provoque des phénomènes transitoires électriques et mécaniques qui peuvent être dommageables au moteur. Dans le cas de transfert avec coupure, le système de contrôle-commande n'autorisera la réalimentation d'un jeu de barres alimentant des moteurs, que lorsque la tension rémanente sur ce jeu de barres, sera inférieure à un seuil prédéfini (de l'ordre de 20 % de la tension normale). Si le jeu de barres possède une protection à minimum de tension rémanente (code ANSI 27R), l'autorisation de réalimentation proviendra directement de la sortie "Tout Ou Rien" de la protection.

Les transferts génèrent en général des coupures de charge (totales dans le cas de transfert avec coupure). Le système de contrôle-commande doit gérer les automatismes de délestage-relestage et de réaccélération des moteurs adaptés au transfert effectué.

Lors d'un transfert avec coupure, les performances du système de contrôle-commande sont telles que la coupure d'alimentation est inférieure à 400 ms (dans la mesure où la réalimentation n'est pas verrouillée par le contrôle de la tension rémanente).

■ description du transfert 1/2 (sans disjoncteur de couplage)

Le transfert 1/2 correspond au schéma électrique de la figure 12-1.

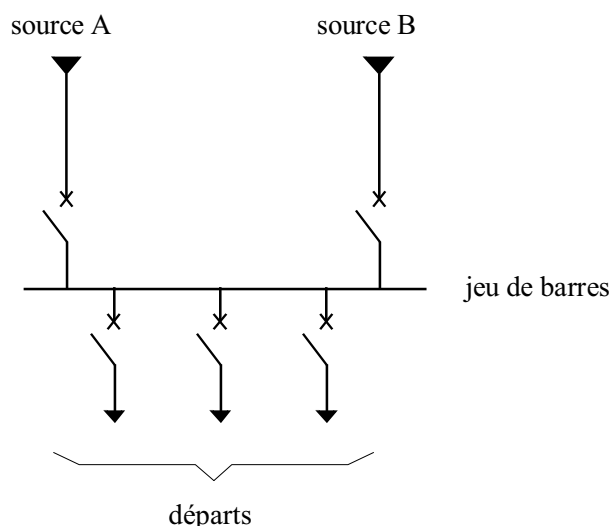


Figure 12-1 : schéma électrique correspondant au transfert 1/2

En fonctionnement normal, une seule source alimente le jeu de barres.

séquence du transfert 1/2

En cas de perte de la source alimentant le jeu de barres, l'autre source intervient en secours (voir fig. 12-2).

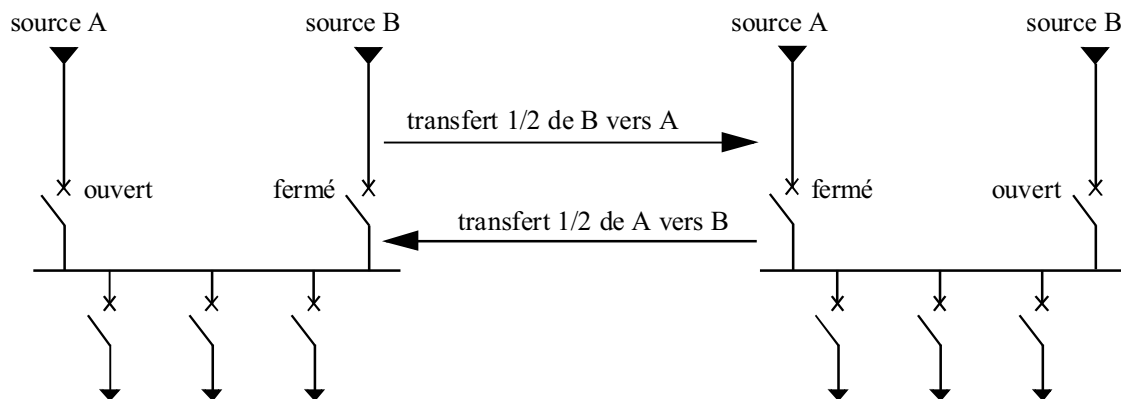


Figure 12-2 : séquence du transfert 1/2

■ description du transfert 2/3c (avec disjoncteur de couplage)

Le transfert 2/3c correspond au schéma électrique de la figure 12-3.

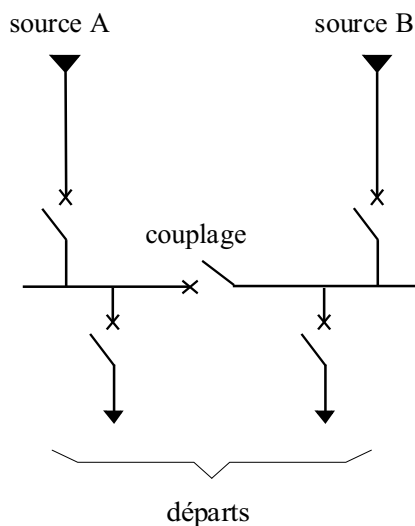


Figure 12-3 : schéma électrique correspondant au transfert 2/3c

En fonctionnement normal, le disjoncteur de couplage est ouvert. Chaque source alimente un demi jeu de barres.

séquence du transfert 2/3c

En cas de perte d'une source d'alimentation, le disjoncteur de couplage est fermé, l'autre source alimente la totalité des départs (voir fig. 12-4).

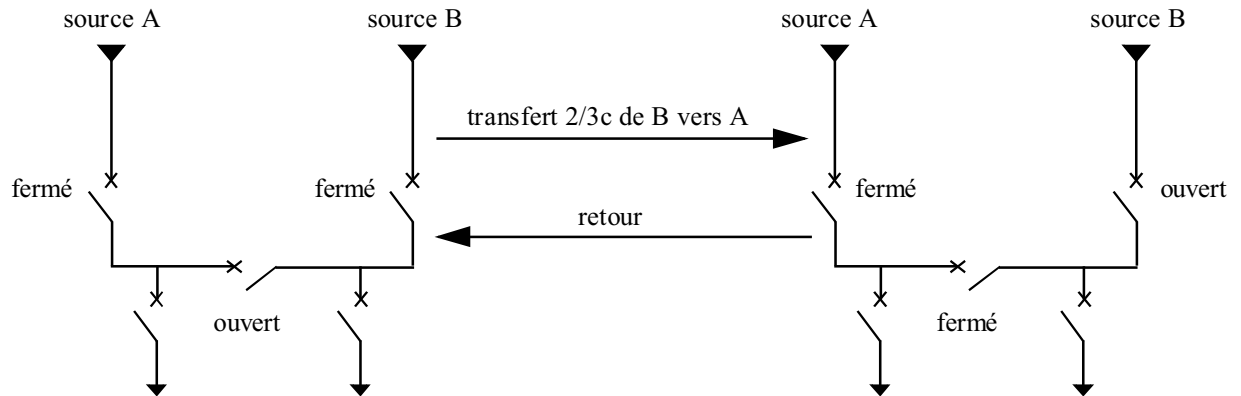


Figure 12-4 : séquence du transfert 2/3c

■ autres automatismes de transfert

Il existe d'autres automatismes de transfert correspondant à des schémas électriques plus complexes, par exemple :

- un jeu de barres alimenté par 3 sources avec ou sans couplage (voir fig. 1-25 et 1-26)
- un double jeu de barres, à chaque source et à chaque départ sont associés 2 sectionneurs et un disjoncteur (voir fig. 1-15)
- deux doubles jeux de barres couplés entre eux, à chaque source et à chaque départ sont associés 2 sectionneurs et un disjoncteur (voir fig. 1-16).

■ cas du transfert vers des groupes de production interne (transfert 1/2; 2/3c ou autres)

4 modes de transfert sont possibles :

- transfert avec coupure de la charge avant la réalimentation par les groupes de production interne. La charge est ensuite reprise progressivement par les groupes
- transfert progressif sans coupure de l'alimentation. Le distributeur et les groupes de production interne sont mis en parallèle, la puissance des groupes est progressivement augmentée jusqu'à ce qu'ils fournissent la puissance demandée par la charge. L'alimentation du distributeur est ensuite coupée
- transfert instantané sans coupure de l'alimentation. Dès que les groupes de production interne sont mis en parallèle avec le distributeur, celui-ci est coupé. Les groupes de production reprennent instantanément la charge (dans la mesure où ils en sont capables)

- transfert pour un fonctionnement en parallèle permanent du distributeur et des groupes de production interne. Les groupes peuvent alors ne fournir qu'une partie de l'énergie ou exporter de l'énergie vers le distributeur.

La mise en parallèle du distributeur et des groupes de production interne exige l'installation d'un synchro-coupleur et d'une protection de découplage rapide qui permet d'isoler le réseau industriel en cas de court-circuit, de coupure ou de forte perturbation sur le réseau de distribution public.

Le synchro-couplage est un automatisme agissant sur les régulateurs de fréquence et de tension. Il autorise le couplage des sources lorsque la tension, la fréquence et la phase des groupes de production sont à l'intérieur de plages prédéfinies.

12.2.2. L'automatisme de reconfiguration de boucle MT

Une boucle MT est constituée d'un jeu de barres alimentant plusieurs postes secondaires en boucle (voir fig. 12-5).

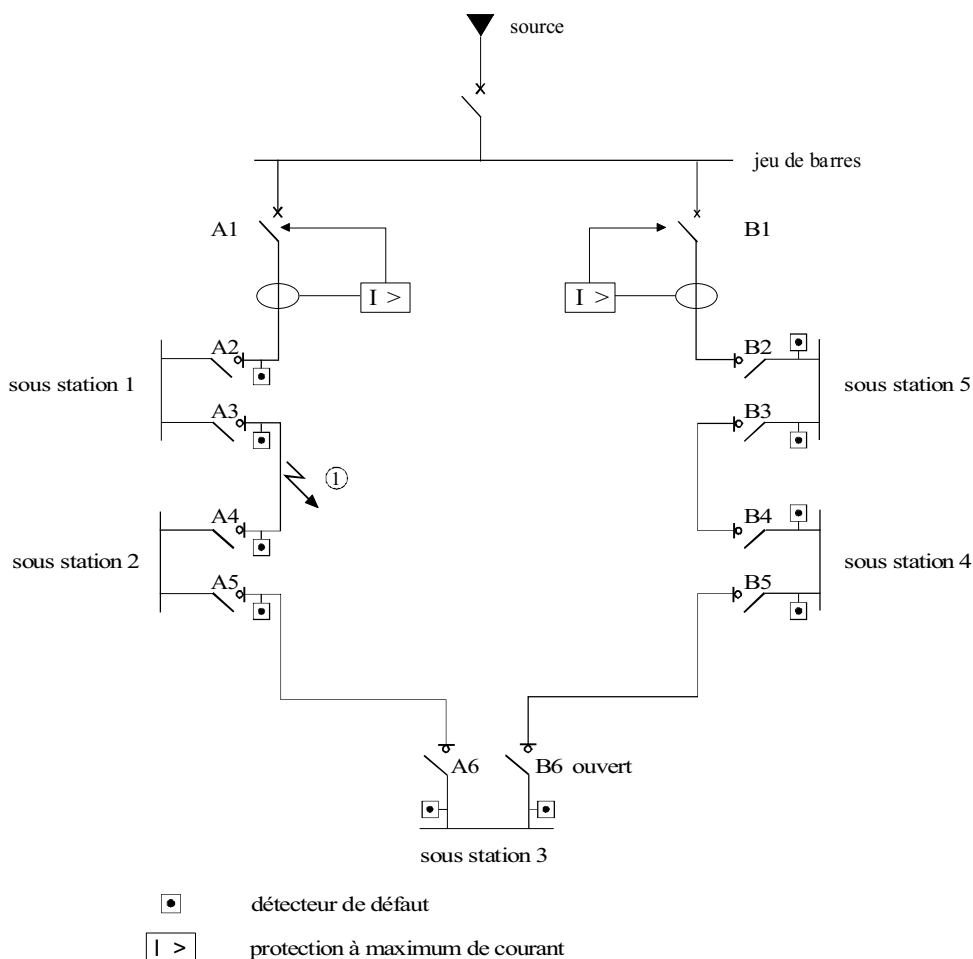


Figure 12-5 : boucle MT

Les appareils de coupure des postes secondaires peuvent être des interrupteurs ou des disjoncteurs.

■ cas où les appareils de coupure des postes secondaires sont des interrupteurs

En fonctionnement normal, la boucle est **ouverte**. Sur la figure 12-5, on suppose qu'elle est ouverte en B6.

Les disjoncteurs des têtes de boucle en A1 et B1 sont équipés d'une protection à maximum de courant.

Des détecteurs de défaut entre phases et phase - terre sont installés au niveau de chaque interrupteur, ils signalent le passage d'un défaut.

La reconfiguration de boucle est un automatisme qui gère les appareils de coupure de façon à rétablir l'alimentation après un défaut sur la boucle :

- en isolant la zone en défaut
- en reconfigurant le schéma électrique de façon à réalimenter tous les postes secondaires. Dans le cas où le défaut est situé sur le jeu de barre d'une sous-station, celle-ci n'est plus alimentée.

Exemple de séquence pour un défaut en :

- la protection en A1 détecte le défaut et provoque le déclenchement du disjoncteur A1
- les détecteurs de défaut situés en A2 et A3 signalent le passage d'un défaut. Les autres détecteurs n'émettent aucun signal. Le défaut est localisé. L'automatisme de reconfiguration de boucle ouvre les interrupteurs A3 et A4 afin d'isoler la zone en défaut
- l'automatisme commande la fermeture de l'interrupteur B6 et du disjoncteur A1 afin de réalimenter les sous-stations 1, 2 et 3.

Après réparation de la liaison en défaut, l'opérateur peut commander l'automatisme de retour à la configuration normale, c'est à dire seul l'interrupteur B6 est ouvert.

Les performances du système de contrôle-commande sont telles que la reconfiguration de la boucle est réalisée en moins de 10 secondes, y compris le temps de manoeuvre des appareils.

■ cas où les appareils de coupure des postes secondaires sont des disjoncteurs

En fonctionnement normal, la boucle est **fermée**.

En cas de défaut sur la boucle, le système de sélectivité de protections isole automatiquement la zone en défaut, il n'y a donc pas d'automatismes à effectuer (voir § 10.1.8. du Guide des protections).

12.2.3. Le délestage

La mise en place d'une fonction de délestage nécessite un paramétrage de l'opérateur afin de déterminer quels sont les consommateurs qui vont être délestés.

■ paramétrage opérateur

L'opérateur a la possibilité de paramétrer :

- quels consommateurs peuvent être délestés
- dans quelles conditions, ces consommateurs peuvent être délestés.

Pour chaque consommateur, l'opérateur paramètre :

- le niveau de priorité du délestage.
Par exemple, pour n niveaux, le niveau n est délesté le premier, le niveau 2 est délesté le dernier, le niveau 1 n'est pas délestable
- le temps maximal de délestage, c'est-à-dire le temps maximal pendant lequel le consommateur peut être non alimenté
- le temps minimal de relecture, c'est à dire après un relecture, le temps minimal pendant lequel un consommateur doit être alimenté avant un nouveau délestage (pour éviter le phénomène de "pompage")
- les conditions définissant le niveau de priorité.
Par exemple, un consommateur est délestable la nuit, pas le jour, en hiver mais pas en été...

■ exécution du délestage et du relecture

Le système de contrôle-commande doit piloter le délestage ou le relecture des consommateurs en fonction du paramétrage opérateur. Le choix des consommateurs à délester ou à relecture obéit à un algorithme hiérarchique.

choix des consommateurs à délester

Les consommateurs de niveau n sont délestés un à un, si le besoin de délestage n'est pas entièrement satisfait par le niveau n , les consommateurs de niveau $n-1$ sont délestés et ainsi de suite. Les consommateurs de niveau 1 ne doivent pas être délestés.

choix des consommateurs à relester

Les consommateurs du niveau le plus prioritaire sont relestés en premier, en commençant par le dernier consommateur délesté dans le niveau de priorité considéré. Si la possibilité de relestage n'est pas entièrement remplie par les consommateurs de ce niveau, les consommateurs du niveau suivant peuvent être relestés, et ainsi de suite.

Dans tous les cas, le système de contrôle-commande doit intégrer un mécanisme de type hystérésis afin d'éviter les phénomènes de pompage qui pourraient nuire à la longévité des appareils de coupure et des récepteurs.

12.2.3.1. Le délestage gestion tarifaire

La fonction délestage gestion tarifaire est réalisée en supposant qu'il n'y a pas de groupes de production interne en fonctionnement qui seraient en mesure de suivre les évolutions de charge.

Le système de contrôle-commande doit :

- évaluer en permanence la quantité d'énergie qui sera consommée à la fin de la période d'intégration contractuelle, permettant ainsi d'estimer un éventuel dépassement de la puissance souscrite
- en déduire la valeur de la puissance à délester ou relester
- piloter le délestage ou le relestage correspondant.

La période d'intégration contractuelle est de l'ordre de 10 minutes

■ estimation de la valeur de la puissance à délester ou à relester

L'estimation de l'énergie qui sera consommée pendant une période d'intégration est faite à partir de l'énergie consommée depuis le début de la période d'intégration (jusqu'à l'instant t_0) à laquelle est ajoutée une estimation de l'énergie qui sera consommée jusqu'à la fin de la période d'intégration (de l'instant t_0 à T) (voir fig. 12-6).

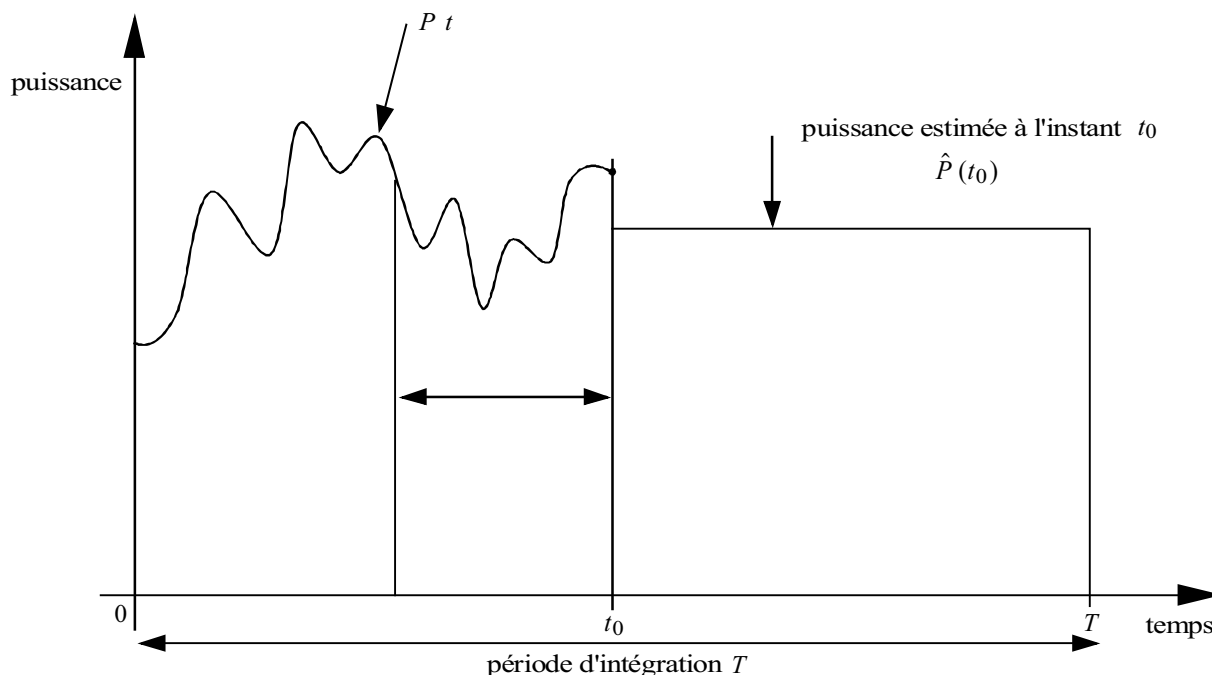


Figure 12-6 : estimation de l'énergie qui sera consommée pendant une période d'intégration

On suppose que $t=0$ à l'instant d'origine de la période d'intégration.

Soit $\hat{E}(t_0)$ l'évaluation à l'instant t_0 de l'énergie consommée sur une période d'intégration :

$$\hat{E}(t_0) = \int_0^{t_0} P(t) dt + \hat{P}(t_0) \times (T - t_0)$$

$\hat{P}(t_0)$ est la puissance estimée sur la période $[t_0 \rightarrow T]$, à l'instant t_0 . Elle est calculée à partir des puissances mesurées avant l'instant t_0 , pendant un temps λ :

$$\hat{P}(t_0) = \frac{1}{\lambda} \int_{t_0 - \lambda}^{t_0} P(t) dt$$

$\hat{P}(t_0)$ est donc la valeur moyenne de la puissance consommée à l'instant t_0 depuis une durée λ . La durée de λ peut être fixée à quelques minutes.

Soit P_s la puissance souscrite ou la puissance à ne pas dépasser et ΔP la puissance à délester ou à relester, on a :

$$\Delta P = P_s - \frac{\hat{E}(t_0)}{T}$$

si $\Delta P > 0$, il est possible de relester une puissance ΔP

si $\Delta P < 0$, il faut délester une puissance ΔP .

L'estimation de l'énergie à partir d'une valeur moyenne sur une durée λ , permet de filtrer les pics de charge et ainsi d'éviter de donner des ordres de délestage lors d'un pic de consommation tel que démarrage moteur, fonctionnement d'une machine à souder...

Le système de contrôle-commande calcule donc en permanence ΔP , et éventuellement il donne un ordre de délestage ou de relestage.

Il n'y a pas de contrainte temporelle sur le délestage, car la durée de la période d'intégration est assez élevée; il peut être effectué en plusieurs secondes.

12.2.3.2. Le délestage pour protéger les transformateurs contre les surcharges

Un transformateur peut accepter de fortes surcharges pendant de courtes durées.

La norme CEI 354 autorise les surcharges suivantes :

2 S_n	pour les transformateurs de distribution ($S_n < 2500$ kVA)
1,8 S_n	pour les transformateurs de moyenne puissance ($S_n \leq 100$ MVA)
1,5 S_n	pour les transformateurs de grande puissance ($S_n > 100$ MVA)

S_n : puissance nominale du transformateur

Ces surcharges sont autorisées pendant des durées de plusieurs minutes, il n'y a donc pas de contrainte temporelle pour la sauvegarde du transformateur lors d'une surcharge. Pour les courants très importants (en cas de court-circuit), le transformateur est protégé par les protections à maximum de courant (voir § 10.3. du Guide des protections).

Le système de contrôle-commande peut :

- déterminer la puissance à délester en cas de surcharge
- piloter le délestage
- déterminer la puissance à relester
- piloter le relestage.

L'ordre de délestage est donné par le seuil d'alarme de la sonde thermique ou de la protection à image thermique. La valeur de la puissance à délester ΔP est la différence entre la puissance consommée et la puissance nominale du transformateur (ou une valeur inférieure).

Après une durée dépendant de la constante de temps du transformateur et des conditions d'utilisation, un reletage égal à la différence entre la puissance nominale (ou une valeur inférieure) et la puissance consommée est effectué.

Le délestage sur le seuil d'alarme de la protection à image thermique (ou sonde thermique) permet d'éviter le délestage du transformateur par surintensité pour des surcharges qu'il peut admettre pendant une certaine durée.

■ cas de deux transformateurs fonctionnant en parallèle

Les transformateurs acceptant les impacts de charge, il n'est pas nécessaire d'effectuer un délestage immédiat lors de la perte d'un transformateur sur défaut. L'autre transformateur alimente alors la totalité de la charge.

Un éventuel délestage sera effectué après une analyse de la puissance consommée et des informations de la protection à image thermique (ou sonde thermique) du transformateur sain, si elle existe.

12.2.3.3. Le délestage pour protéger les groupes de production interne

Trois types d'anomalie peuvent provoquer une demande de délestage :

■ la surcharge

Il s'agit d'une augmentation lente de la charge provoquant une puissance demandée supérieure à la capacité de production.

Le système de contrôle-commande peut :

- déterminer la valeur de la puissance qui doit être délestée
- effectuer le délestage avant que les protections des groupes agissent.

■ la baisse de la capacité de production (fonctionnement îloté) ou la perte de l'alimentation du distributeur (fonctionnement couplé)

Elle peut être due à la perte d'un alternateur ou de sa machine d'entraînement.

Il est nécessaire d'effectuer un délestage rapide afin de maintenir la fréquence et la tension dans des plages acceptables. On peut ainsi éviter une mise hors service des groupes par leurs protections.

Le système de contrôle - commande peut :

- déterminer la valeur de la puissance qui doit être délestée
- effectuer le délestage en un temps permettant de garder la tension et la fréquence dans des plages acceptables.

■ l'incident électrique

Il s'agit :

- d'un court-circuit à l'intérieur du site
- d'un court-circuit sur le réseau du distributeur en un point proche du site
- d'un creux de tension important affectant le fonctionnement des machines tournantes.

Un délestage rapide contribue au maintien de la stabilité.

Une étude de stabilité dynamique (voir § 9) permet de déterminer les charges qui devront être délestées afin de préserver la stabilité du réseau.

Le système de contrôle - commande peut :

- déterminer les charges qui doivent être délestées
- effectuer le délestage en un temps permettant de maintenir la stabilité du réseau.

■ le relestage

Après un délestage, lorsque l'état du réseau est stable, si la puissance disponible est supérieure à la puissance de charge, il est possible d'effectuer un relestage.

Ce relestage doit être effectué par étape car les groupes de production ne peuvent pas supporter les impacts de charge importants.

Une étude de stabilité permet de déterminer les étapes de relestage, c'est-à-dire les impacts de charge admissibles par les groupes en fonction de la puissance qu'ils fournissent.

cas des moteurs

Lors d'une coupure d'alimentation, les moteurs maintiennent une tension rémanente pendant une durée correspondant à l'extinction du flux (de l'ordre de la seconde). Le rétablissement rapide de la tension d'alimentation risque d'entraîner un couplage en opposition de phase, ce qui provoque des phénomènes transitoires électriques et mécaniques qui peuvent être dommageables au moteur.

Après un délestage, le système de contrôle-commande n'autorisera le relestage d'un jeu barres alimentant des moteurs que lorsque la tension rémanente sur ce jeu de barres sera inférieure à un seuil prédéfini (de l'ordre de 20 % de la tension nominale).

Si le jeu de barres possède une protection à minimum de tension rémanente (code ANSI 27R), l'autorisation de réalimentation proviendra directement de la sortie "Tout Ou Rien" de la protection.

Le système de contrôle-commande doit :

- déterminer la puissance qui peut être relestée
- déterminer les étapes de relestage
- contrôler que les jeux de barres qui sont relestés n'ont pas une tension rémanente due à la présence de moteurs
- effectuer les étapes de relestage.

■ contraintes temporelles

Les surcharges sont des phénomènes lents, le délestage peut dans ce cas, ne pas être rapide, de l'ordre de plusieurs secondes.

Par contre, l'étude de stabilité peut montrer que, lors d'un incident, le délestage doit être rapide pour maintenir la stabilité du réseau. Le délestage doit alors être effectué en quelques centaines de ms.

12.2.4. La mise en charge par groupe de transformateurs

L'enclenchement d'un transformateur peut provoquer une surintensité transitoire de 10 à 15 fois le courant nominal pendant quelques dixièmes de secondes (voir Guide des protections § 10.3.1).

C'est pourquoi, la mise sous tension simultanée de tout ou partie des transformateurs peut provoquer un déclenchement intempestifs de certaines protections à maximum de courant.

Le système de contrôle-commande doit réaliser la mise sous tension de tout ou partie de l'installation par groupe de transformateurs (pouvant être unitaire) afin d'éviter un risque de déclenchement intempestif dû aux courants d'enclenchement des transformateurs.

Cette mise en charge pas à pas peut s'avérer nécessaire pour :

- un restage (voir § 12.2.3)
- un transfert (voir § 12.2.1)
- une reconfiguration de boucle (voir § 12.2.2)
- une mise sous tension de tout ou partie de l'installation.

12.2.5. L'asservissement des appareils de coupure et de sectionnement

Le système de contrôle-commande doit refuser l'exécution de commandes de l'opérateur pouvant conduire à un défaut électrique.

Une commande de l'opérateur refusée provoque l'émission d'un message explicatif sur le poste opérateur.

■ **exemple** (voir fig. 12-7)

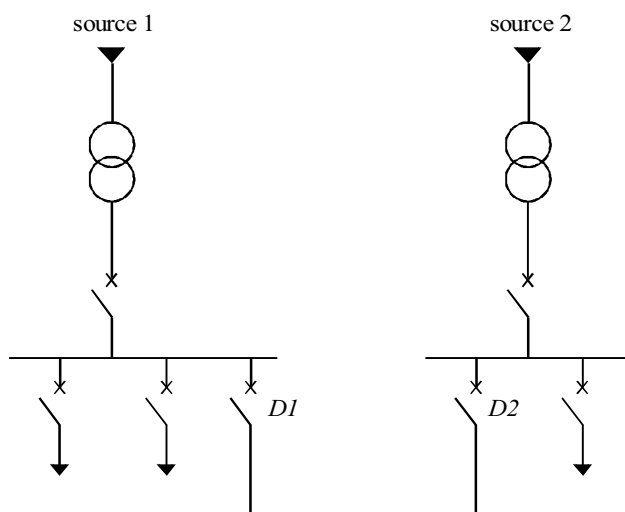


Figure 12-7 : asservissement des appareils de coupure

Les sources 1 et 2 sont issues de producteurs d'énergie différents. Lorsque les deux transformateurs sont alimentés, le système refuse la fermeture de *D2* si *D1* est fermé et réciproquement.

12.2.6. L'interdéclenchement des appareils de coupure

Le système de contrôle-commande doit interdéclencher les appareils de coupure amont et aval d'un transformateur (voir fig. 12-8).

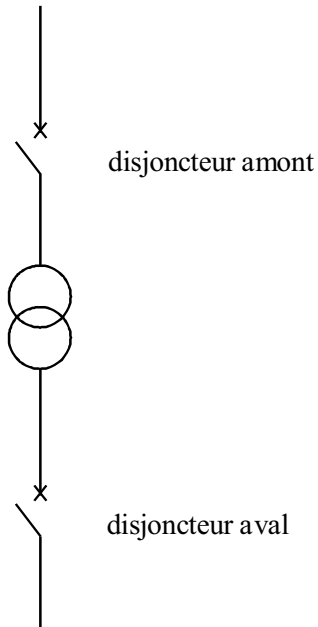


Figure 12-8 : interdéclenchement des appareils de coupure amont et aval d'un transformateur

Lors de l'ouverture du disjoncteur amont par l'opérateur ou une protection, le système de contrôle-commande ouvre le disjoncteur aval.

De plus, il interdit la fermeture du disjoncteur aval si le disjoncteur amont est ouvert.

Nota : en général, la détection d'un défaut par une protection provoque directement l'ouverture des deux disjoncteurs amont et aval.

12.2.7. La commutation des générateurs homopolaires

Supposons qu'un réseau comporte deux jeux de barres avec couplage ; sur chaque jeu de barres est installé un générateur homopolaire (voir fig. 12-9).

Lorsque les deux jeux de barres sont couplés, un seul générateur homopolaire doit être en service pour ne pas multiplier par 2 un éventuel courant de défaut à la terre.

Après la fermeture du disjoncteur de couplage, le système de contrôle-commande doit éliminer un des deux générateurs homopolaires.

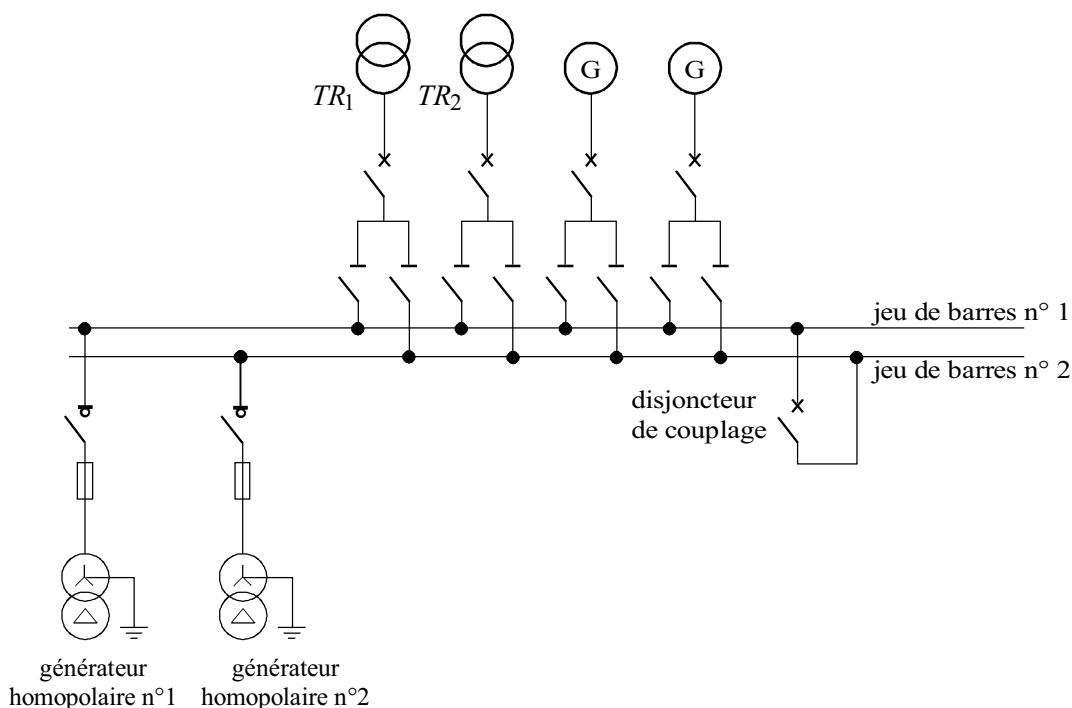


Figure 12-9 : commutation de deux générateurs homopolaires d'un double jeu de barres avec couplage

12.2.8. La compensation de l'énergie réactive

Le système de contrôle-commande doit effectuer la fonction régulation varométrique dans les différentes configurations d'alimentation.

■ réseau alimenté uniquement par le distributeur

Le système pilote la commande des gradins de condensateurs afin de maintenir la puissance réactive consommée à une valeur inférieure à la valeur de la puissance réactive non facturée par le distributeur.

Nota : dans certains cas, il peut être intéressant de compenser "totalement" l'énergie réactive afin de minimiser le courant, les pertes Joule et les chutes de tension (voir § 7).

■ réseau alimenté par les groupes de production interne couplés au distributeur

La puissance réactive peut être fournie par les condensateurs et les alternateurs.

La stabilité des alternateurs est meilleure lorsque ceux-ci fournissent de la puissance réactive. En conséquence, une partie de la puissance réactive est fournie par les alternateurs, le complément est fourni par les condensateurs.

En cas de perte ou de baisse importante de la charge, il faut absolument mettre hors service les condensateurs pour ne pas provoquer une instabilité des alternateurs.

Le système pilote la puissance réactive fournie par les alternateurs, afin de maintenir la puissance réactive consommée à une valeur inférieure à la valeur de la puissance réactive non facturée par le distributeur.

■ réseau alimenté uniquement par les groupes de production interne

Les alternateurs fournissent la puissance réactive demandée. La fonction régulation varométrique est donc inhibée. Par contre, la fonction régulation de tension assure l'équilibre production-consommation de puissance réactive.

En général, les alternateurs sont dimensionnés pour fournir un $\cos \varphi = 0,8$ à pleine charge.

Si le $\cos \varphi$ (inductif) de la charge est inférieur à 0,8 (cas rare), le complément de puissance réactive peut être fourni par les condensateurs.

12.2.9. Le sous-comptage et le contrôle de la qualité de l'énergie

Le système de contrôle-commande réalise le comptage et le contrôle de la qualité de l'énergie aux points intéressants.

■ le comptage de l'énergie active et réactive

Il est réalisé sur une période déterminée (période tarifaire, une heure, un jour, une semaine, un mois...).

■ le contrôle de la qualité de l'énergie

Il est réalisé par les mesures suivantes :

- harmoniques de courant et de tension
- facteur de puissance
- déséquilibre des tensions
- facteur de crête (rapport entre la valeur crête et la valeur efficace).

Ces mesures peuvent être effectuées :

- périodiquement
- par commande de l'opérateur
- lorsqu'une valeur de consigne est dépassée.

Les résultats des mesures sont transmis vers le poste opérateur afin d'être analysés. Ils peuvent également provoquer une alarme.

12.2.10. La programmation horaire

Le système de contrôle-commande doit réaliser le pilotage des consommateurs en "programmation horaire" selon des plages horaires paramétrées par l'opérateur.

■ le paramétrage opérateur

L'opérateur paramètre la plage horaire de fonctionnement du consommateur, c'est-à-dire son heure de mise en marche et son heure d'arrêt.

La résolution du paramétrage horaire doit être de l'ordre de la minute.

La prise en compte de jours de congés ou de jours spéciaux doit être possible.

L'opérateur doit pouvoir à tout instant :

- modifier le paramétrage
- commander une "marche forcée" pendant une plage horaire d'arrêt
- commander un "arrêt forcé" pendant une plage horaire de marche
- commander une marche ou un arrêt définitif
- commander le retour en mode automatique.

12.2.11. La programmation tarifaire

Le système de contrôle-commande doit réaliser le pilotage des consommateurs en "programmation tarifaire" selon la période tarifaire en cours.

La période tarifaire en cours est déterminée :

- soit par des signaux externes fournis par le distributeur
- soit par le système de contrôle-commande en fonction de l'heure et du contrat de tarification du distributeur.

Nota : l'information "jour EJP ou semaine modulable" est obtenue obligatoirement par signal externe car les "jours EJP ou semaines modulables" sont définis la veille par le distributeur en fonction de sa prévision de charge.

■ le paramétrage opérateur

L'opérateur paramètre la marche et l'arrêt du consommateur en fonction de la période tarifaire.

L'opérateur doit pouvoir à tout instant :

- modifier le paramétrage
- commander une "marche forcée" pendant une période tarifaire d'arrêt
- commander un "arrêt forcé" pendant une période tarifaire de marche
- commander une marche ou un arrêt définitif
- commander le retour en mode automatique.

12.2.12. La gestion des groupes de production interne

Les groupes de production interne doivent être pilotés lorsqu'ils fonctionnent en îloté et lorsqu'ils sont couplés en distributeur.

■ fonctionnement îloté

Les puissances actives et réactives sont imposées par la charge.

Supposons que l'installation électrique possède une centrale de production de n groupes.

Le système de contrôle-commande doit :

- déterminer le nombre de groupe à mettre en marche en fonction de la puissance demandée
- commander le démarrage des groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes
- gérer la répartition des puissances actives et réactives entre les groupes (voir § 4), c'est-à-dire les pourcentages de puissance i % fournis par chaque groupe par rapport aux puissances demandées, avec $\sum_1^n i \% = 100$.
- commander la mise en charge des groupes ; celle-ci est réalisée par étape afin de maintenir la tension et la fréquence à l'intérieur de plages acceptables
- réguler la fréquence des groupes de production, en agissant sur la puissance fournie par les machines d'entraînement
- réguler la tension fournie par les groupes de production, en agissant sur l'excitation des alternateurs.

■ fonctionnement couplé au distributeur

La fréquence et la tension sont imposées par le distributeur.

Trois possibilités de fonctionnement sont offertes :

les puissances active et réactive fournies par les groupes de production sont constantes

Les puissances actives et réactives fournies par les groupes de production sont régulées à des valeurs prédéfinies, les variations de charge sont alors supportées par le distributeur.

Supposons que l'installation électrique possède une centrale de production de n groupes

Le système de contrôle-commande doit :

- déterminer le nombre de groupes à mettre en marche en fonction de la consigne de puissance
- commander le démarrage des groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes et le distributeur
- gérer la répartition des puissances active et réactive entre les groupes (voir § 4), c'est-à-dire les pourcentages de puissance i % fournis par chaque groupe par rapport aux puissances de consigne, avec $\sum_{i=1}^n i \% = 100$.
- commander la puissance des machines d'entraînement afin de mettre en charge les groupes de production interne
- réguler la puissance active fournie par les groupes de production, en agissant sur la commande de puissance des machines d'entraînement
- réguler la puissance réactive fournie par les groupes de production, en agissant sur l'excitation des alternateurs.

Nota : les puissances actives et réactives du distributeur peuvent être négatives, les groupes de production fournissent alors de la puissance au distributeur. Le système de contrôle-commande doit être opérationnel pour des puissances du distributeur positives ou négatives.

les puissances active et réactive fournies par le distributeur sont constantes

Les puissances actives et réactives fournies par le distributeur sont régulées à des valeurs de consigne prédéfinies (par exemple les valeurs de puissance souscrites), les variations de charge sont alors supportées par les groupes de production dans la limite de leur capacité.

La puissance que doivent fournir les groupes de production (puissance demandée) est la différence entre la puissance de charge et la consigne de puissance du distributeur.

Supposons que l'installation électrique possède une centrale de production de n groupes.

Le système de contrôle-commande doit :

- déterminer le nombre de groupes à mettre en marche en fonction de la puissance demandée
- commander le démarrage des groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes et le distributeur
- gérer la répartition des puissances active et réactive entre les groupes (voir § 4), c'est-à-dire les pourcentages de puissance i % fournis par chaque groupe par rapport aux puissances demandées, avec $\sum_1^n i \% = 100$.
- réguler la puissance active fournie par le distributeur à la valeur de consigne, en agissant sur la commande de puissance des machines d'entraînement de façon à maintenir :

$$P_g = P_{ch} - P_{cd}$$

P_g : puissance active fournie par les groupes de production

P_{ch} : puissance active de la charge

P_{cd} : consigne de puissance active du distributeur (valeur constante).

- réguler la puissance réactive fournie par le distributeur à la valeur de consigne, en agissant sur l'excitation des alternateurs de façon à maintenir :

$$Q_g = Q_{ch} - Q_{cd}$$

Q_g : puissance réactive fournie par les groupes de production

Q_{ch} : puissance réactive de la charge

Q_{cd} : consigne de puissance réactive du distributeur (valeur constante).

Nota : les consignes de puissance actives et réactives du distributeur peuvent être négatives, les groupes de production fournissent alors de la puissance au distributeur. Le système de contrôle-commande doit être opérationnel pour des consignes de puissance du distributeur positives ou négatives.

la puissance active des groupes et la puissance réactive fournie par le distributeur sont constantes

La puissance active fournie par les groupes de production est régulée à une valeur prédéfinie. Les variations de puissance active sont alors supportées par le distributeur.

La puissance réactive fournie par le distributeur est régulée à une valeur prédéfinie (par exemple, la valeur limite non facturée). Les variations de puissance réactive sont alors supportées par les groupes de production dans la limite de leur capacité.

La puissance réactive que doivent fournir les groupes de production est la différence entre la puissance réactive de la charge et la consigne de puissance réactive (ou $\cos\varphi$) du distributeur.

Supposons que l'installation électrique possède une centrale de production de n groupes.

Le système de contrôle-commande doit :

- déterminer le nombre de groupes à mettre en marche en fonction de la consigne de puissance active et en fonction de la puissance réactive demandée
- commander le démarrage des groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes
- réaliser le synchro-couplage entre les groupes et le distributeur
- gérer la répartition des puissances active et réactive entre les groupes (voir § 4), c'est-à-dire les pourcentages de puissance i % fournis par chaque groupe par rapport à la puissance active de consigne et la puissance réactive demandée, avec $\sum_1^n i \% = 100$.
- commander la puissance des machines d'entraînement afin de mettre en charge les groupes de production interne
- réguler la puissance active fournie par les groupes de production, en agissant sur la commande de puissance des machines d'entraînement

- réguler la puissance réactive fournie par le distributeur à la valeur de consigne, en agissant sur l'excitation des alternateurs (ou éventuellement sur le régleur en charge du transformateur d'alimentation raccordé au distributeur) de façon à maintenir :

$$Q_g = Q_{ch} - Q_{cd}$$

Q_g : puissance réactive fournie par les groupes de production

Q_{ch} : puissance réactive de la charge

Q_{cd} : consigne de puissance réactive du distributeur (valeur constante).

Nota : les puissance actives et réactives du distributeur peuvent être négatives, les groupes de production fournissent alors de la puissance au distributeur. Le système de contrôle-commande doit être opérationnel pour des puissances du distributeur positives ou négatives.

■ passage d'un fonctionnement couplé au distributeur à un fonctionnement îloté et réciproquement

Lors du passage d'un fonctionnement couplé au distributeur à un fonctionnement îloté, le système de contrôle-commande passe automatiquement d'une régulation de puissance active et réactive à une régulation de fréquence et de tension.

Réciproquement, lors du passage d'un fonctionnement îloté à un fonctionnement couplé au distributeur, le système de contrôle-commande passe automatiquement d'une régulation de fréquence et de tension à une régulation de puissances active et réactive.

12.2.13. La chronologie fine

Le système de contrôle-commande date l'apparition des alarmes et les changements d'état des appareils de coupure.

La précision de la date est 1 ms et la discrimination entre événements est 10 ms.

12.2.14. L'oscilloperturbographie

L'oscilloperturbographe effectue l'acquisition de grandeurs analogiques (tensions, courants) de façon permanente. De plus, il calcule les valeurs des courants résiduels et des tensions résiduelles.

Lors d'un événement sur le réseau, l'évolution de ces grandeurs analogiques est enregistrée.

Le déclenchement de l'enregistrement est provoqué :

- par une entrée externe (par exemple l'activation d'une protection)
- par une des valeurs analogiques acquise ou calculée qui dépasse un seuil prédéfini
- par changement de pente d'une des valeurs analogiques acquise ou calculée
- par variation de fréquence.

L'enregistrement est effectué sur une durée précédant le déclenchement et une durée postérieure au déclenchement.

La durée précédant le déclenchement est paramétrable (de 100 ms à 2 secondes par exemple).

La durée postérieure au déclenchement est paramétrable (de 100 ms à 20 secondes par exemple).

La vitesse d'échantillonnage est paramétrable (de l'ordre de 1000 Hz).

Les données d'acquisitions de l'oscilloperturbographe sont transmises par la liaison série du système de contrôle-commande vers un poste opérateur dédié à cette application.

Ce poste opérateur est muni d'un logiciel permettant de présenter les valeurs enregistrées sous forme de courbes ou de tableaux de valeurs.

Le logiciel peut effectuer des calculs d'harmoniques ou de valeurs RMS.

12.3 Description matérielle d'un système de contrôle-commande

■ l'architecture type

Pour réaliser la conduite du réseau électrique et les automatismes associés, un système de contrôle-commande est composé de matériels et logiciels informatiques cohérents, fédérés autour d'un réseau de communication.

La figure 12-10 décrit l'architecture de principe d'un système de contrôle-commande. Le système doit pouvoir communiquer avec l'ensemble du matériel électrique basse, moyenne et haute tension que l'on désire contrôler.

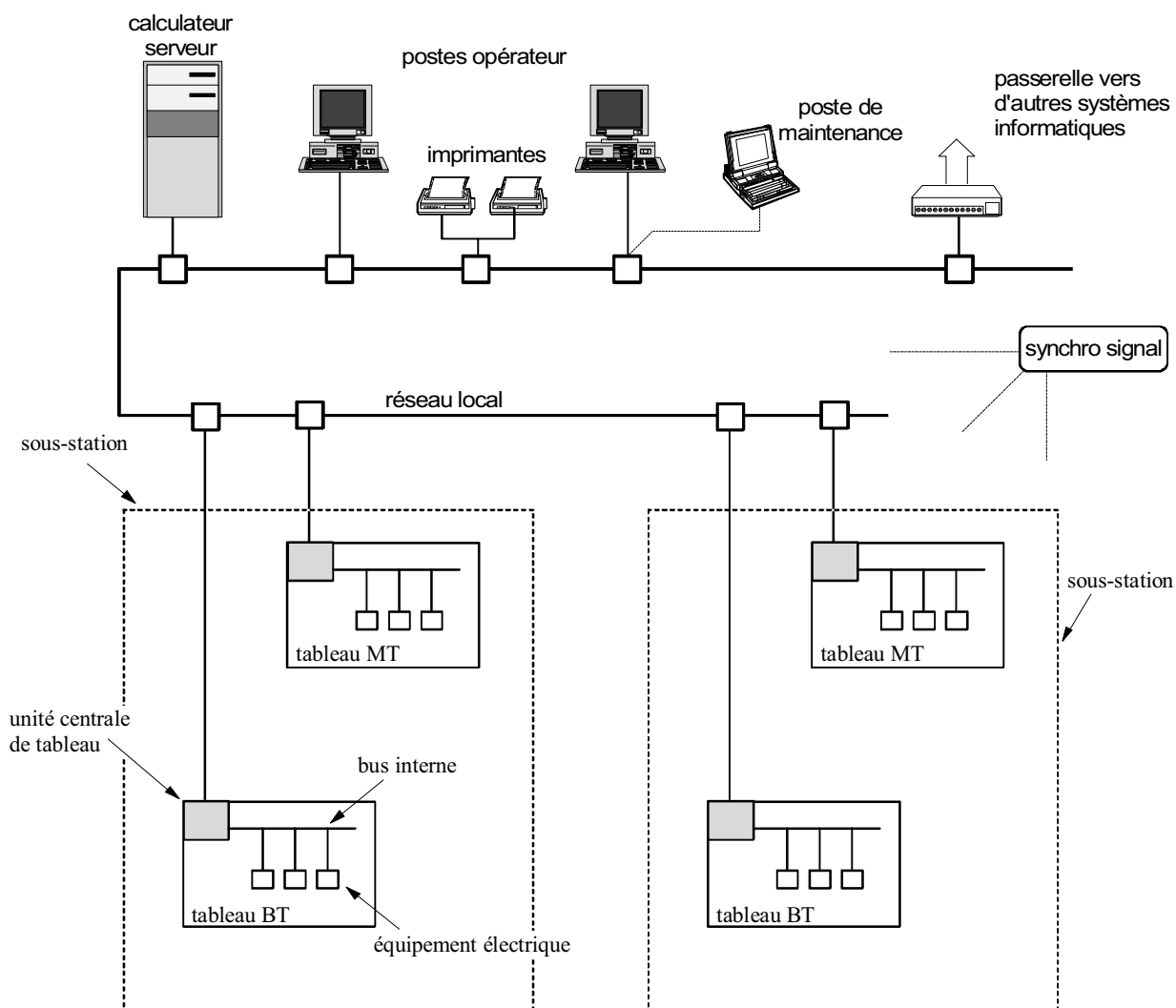


Figure 12-10 : architecture de principe d'un système de contrôle-commande

le calculateur serveur

C'est la machine qui supporte les traitements relatifs à la supervision, elle gère la base de données temps réel et la communication avec les unités centrales de tableaux.

Ses performances doivent être suffisantes pour gérer correctement le réseau électrique. Pour les gros systèmes, un mini-ordinateur est généralement utilisé. Pour les petits systèmes, un micro-ordinateur est suffisant. Une redondance Normal / Secours du serveur est parfois mise en place pour améliorer la disponibilité du système de contrôle-commande.

les postes opérateurs

Les postes opérateurs supportent l'interface graphique homme-machine du système de contrôle-commande et peuvent être disposés dans la salle de contrôle de l'installation. Ils peuvent aussi être situés dans des sous-stations. Il s'agit, selon le cas, de stations de travail, de PC ou de terminaux.

le poste de maintenance

Le personnel de maintenance dispose d'un PC pouvant être connecté en n'importe quel point du réseau de communication (et en particulier dans chaque sous-station).

Cela lui permet de modifier les programmes des contrôleurs de sous-stations et de surveiller le réseau de communication.

les imprimantes

Elles permettent l'impression des informations arrivant "au fil de l'eau" (événements ou alarmes) et des copies de rapports ou d'écrans.

les unités centrales de tableaux

Ce sont des automates ou des matériels équivalents, ils sont chargés des fonctions suivantes :

- l'interface avec les appareils électriques communicants tels que disjoncteurs, contacteurs, protections, ...
- la datation des événements.
- la communication avec le calculateur serveur.
- les automatismes de tableaux tels que transferts de sources, délestages, inter - verrouillages, ...

la passerelle vers d'autres systèmes informatiques

Elle permet d'échanger des informations entre le système de contrôle-commande et d'autres systèmes informatiques existants (processus industriel, gestion administrative ...).

Son rôle principal est la conversion de protocoles de communication.

Selon le cas, les données sont échangées avec la base de données du calculateur serveur ou échangées directement avec les unités centrales de tableaux.

le réseau de communication

Il permet :

- les échanges d'informations entre les unités centrales de tableaux et le serveur.
- les échanges d'informations entre le serveur et les postes opérateurs.
- éventuellement, si besoin est, de communiquer, via la passerelle, avec d'autres systèmes informatiques.
- de satisfaire les contraintes de longue distance entre les sous-stations et de répartition géographique compliquée.
- de proposer des solutions de redondance partielle ou globale.

L'utilisation de fibres optiques permet de se prémunir contre les perturbations électromagnétiques. De plus, elles autorisent des distances importantes.

Le réseau est à haut débit (supérieur à 10 Mbits/s), Ethernet par exemple.

le bus interne

Le bus interne permet la communication entre les matériels électriques et l'unité centrale de tableau.

la synchronisation des divers équipements

Les divers équipements du système de contrôle-commande qui acquièrent des états du réseau électrique doivent être synchronisés (protections, contrôleurs de sous-station, serveur, ...).

En effet, il faut pouvoir certifier qu'un disjoncteur d'une sous-station a déclenché avant un autre disjoncteur d'une autre sous-station avec un pouvoir de discrimination inférieur à 10 ms.

On utilise de préférence une horloge externe électronique de grande précision disposant d'une autonomie de fonctionnement en cas de panne d'alimentation.

La date délivrée par cette horloge est la date de référence, elle est diffusée à tous les équipements du système qui datent les changements d'états, les alarmes,

■ performances diverses d'un système de contrôle-commande

évolutivité

L'architecture logicielle et matérielle du système de contrôle-commande doit permettre une **évolutivité** aisée en termes de fonctionnalités et de capacité de traitement, afin de répondre aux modifications du réseau électrique sans remettre en cause les investissements initiaux.

sûreté de fonctionnement du système de contrôle-commande

Dans le cas d'installations qui requièrent un haut degré de disponibilité et de sécurité, des redondances de calculateur serveur ou de réseau peuvent être mises en place.

Pour les gros systèmes, une étude de sûreté du système de contrôle-commande permet d'apporter des informations intéressantes pour situer la solution proposée (voir § 10). Elle permet de définir quels sont les éléments à redonder en fonction des besoins et des contraintes propres à chaque application.

quelques critères de performance d'un système de contrôle-commande
(voir tableau 12-1)

Type de performance	Temps en secondes
Délai pour que l'exploitation soit possible lors d'un redémarrage du système (après initialisation des matériels et des logiciels)	60
Durée de traitement d'une télésignalisation ou télémesure reçue d'une unité centrale de tableau	1
Affichage sur demande d'une image quel que soit le nombre de symboles animés	2
Affichage d'un changement d'état ou d'une alarme	1

Tableau 12-1 : critères de performance d'un système de contrôle-commande

12.4 Description des fonctions de supervision et contrôle

Les postes opérateurs constituent l'interface matérielle et logicielle entre l'opérateur et le réseau de distribution et supportent ainsi des fonctions de contrôle (envois de télécommandes) et de supervision (synoptiques animés, alarmes, listes d'événements, ...).

Ils ont la possibilité de paramétrer, de configurer et de faire évoluer le système de contrôle-commande. L'opérateur qui interagit avec le système de contrôle-commande a donc accès à toutes les variables temps réel et aux variables historisées représentant l'état global du réseau électrique.

Après une description des principes généraux qui régissent une interface homme-machine, nous décrivons en détail les fonctionnalités offertes à l'opérateur pour contrôler et commander son réseau électrique.

■ principes généraux d'une interface homme-machine

Le travail d'un concepteur d'une interface homme-machine consiste à définir un outil informatique correspondant au besoin de l'utilisateur, simple d'emploi et d'apprentissage.

Diverses sciences (ergonomie, psychologie, ...) concourent à la prise en compte d'éléments spécifiques à la nature humaine. Par contre, d'autres caractéristiques sont issues de la pratique et de l'habitude de travail et sont donc identifiées par diverses expériences de mise en situation.

L'interface homme-machine graphique est généralement développée à partir d'un système de multi-fenêtrage standard de type Windows.

Le système "look and feel" est utilisé, il repose sur le principe d'uniformité :

- tous les écrans sont conçus selon un même canevas, ce qui permet de retrouver partout la même information à la même place sur l'écran.
- une fonction est obtenue à travers les mêmes actions de l'opérateur quel que soit l'état de l'interface homme-machine.

description de l'écran de base

L'écran contient, selon le cas :

- un menu avec ses différentes options.
- un synoptique du réseau électrique animé en temps réel.
- des tableaux de valeurs.
- des courbes.
- des listes d'alarmes, d'événements.
- des rapports.
- etc ...

■ les fonctionnalités du système

Un ensemble de fonctionnalités permet à l'opérateur d'atteindre les divers objectifs qu'il poursuit selon sa fonction. Elles concernent le suivi temps réel de l'installation électrique, les fonctions d'analyse et de maintenance.

la limitation des droits d'accès ou fonctions du système de contrôle-commande selon les utilisateurs

Le système propose, en général, des codes d'accès permettant de limiter les fonctions offertes à un utilisateur selon sa fonction.

On a, par exemple, quatre niveaux d'accès de type hiérarchique :

- niveau 0 : Visualisation

L'opérateur chargé du suivi de l'installation peut uniquement visualiser les synoptiques, les écrans d'alarmes, les rapports, les listes d'événements, les courbes de tendances, les tableaux de mesures ...

- niveau 1 : Visualisation et commandes

En plus des droits de visualisation, l'opérateur peut acquitter les alarmes et envoyer des télécommandes d'ouverture-fermeture, de marche-arrêt ... aux appareils du réseau.

- niveau 2 : Visualisation, commandes et paramétrage

En plus des droits du niveau 1, l'opérateur peut modifier les paramètres du système tels que les niveaux de priorité de délestage, les plages tarifaires et horaires, les grandeurs visualisables sur les courbes ...

- niveau 3 : Gestion du système

En plus du niveau 2, l'opérateur peut intervenir sur la gestion du système :

- . modifier les programmes des unités centrales de tableaux, les seuils d'alarmes ...
- . modifier les bases de données et les synoptiques
- . affecter les droits des opérateurs

l'animation en temps réel des synoptiques matérialisant le réseau électrique

Les synoptiques d'unifilaires offrent une représentation dynamique en temps réel du réseau électrique. Ils permettent de visualiser sous forme graphique et numérique :

- les positions des différents appareils de coupure (disjoncteur, sectionneurs ...)
- les valeurs de mesure en différents points du réseau (tensions, courants, puissances ...)
- l'état d'alimentation des différents jeux de barres et câbles grâce à l'emploi de couleurs symbolisant le niveau de tension et la présence ou non de celle-ci.

Plusieurs synoptiques sont prévus pour représenter le réseau électrique depuis un schéma global jusqu'à un niveau détaillé où tous les appareils sont représentés avec les valeurs mesurées.

On a, par exemple, les synoptiques suivants :

- un schéma unifilaire général qui représente la vue complète du réseau. Les diverses sous-stations et liaisons électriques apparaissent.
- un schéma unifilaire de sous-station (pour chaque sous-station), qui permet de faire apparaître chaque appareil, son état ouvert-fermé, l'intensité du courant qui le traverse ...
- un schéma détaillé d'un appareil qui permet de donner des informations complémentaires sur les mesures (température, pression, ...), l'état de fonctionnement, le nombre de manoeuvres effectuées Il permet également de modifier ses paramètres de fonctionnement (seuil d'alarme, niveau de priorité de délestage, plages tarifaires et horaires ...).

■ la gestion des événements et des alarmes

Le système de contrôle-commande date l'apparition des alarmes et des événements avec un pouvoir de discrimination de dix millisecondes. Ils sont imprimés au fil de l'eau dans l'ordre chronologique.

les événements

De manière générale, un événement rend compte d'un changement d'état d'un appareil, d'une modification de paramétrage par l'opérateur, de l'activation d'une protection

Chaque événement est consigné et stocké sur disque dur, afin de permettre à l'opérateur de surveiller avec précision l'installation. Un événement peut être déclaré alarmant, auquel cas, sa survenance entraîne la génération d'une alarme.

Il existe deux types d'événements :

- les événements datés à la milliseconde. Ils proviennent du réseau électrique, ce sont les changements d'état des appareils de coupure, les activations de protections Ils sont présentés à l'opérateur dans l'ordre chronologique. Ils sont datés au niveau de l'appareil ou par l'unité centrale de tableau.
- les événements datés à la seconde. Ils proviennent du système de contrôle-commande, ce sont les modifications de paramètre de conduite, les actions de l'opérateur (acquiescement d'alarmes, envoi de télécommandes), les défauts de communication, les messages à l'attention d'un autre opérateur Ils sont datés par le calculateur serveur.

Les événements sont fournis à l'opérateur par plusieurs supports :

- la consignation sur l'imprimante "au fil de l'eau".
- la consignation sur l'écran. Celui-ci est mis à jour lorsqu'un nouvel événement survient. Il ne contient que les derniers événements apparus.
- l'historique des événements enregistrés sur disque. On peut ainsi visualiser des événements anciens afin d'analyser une séquence lors d'un défaut ou de comparer deux situations.

Les messages d'événements contiennent les informations suivantes :

- date, heure, minute, seconde, milliseconde.
- définition de l'équipement sur lequel est apparu l'événement (sous-station, tableau électrique, appareil, ...).

- message explicatif.

les alarmes

Une alarme est le résultat de l'apparition d'un événement déclaré alarmant. Ainsi, une alarme apparaît dans la liste des événements mais aussi dans la liste des alarmes.

Une alarme peut provenir :

- d'un défaut de fonctionnement d'un appareil (disjoncteur, générateur, moteur, ...).
- d'un défaut électrique détecté par une protection (défaut à la terre, surintensité, minimum de tension, ...).
- d'un défaut du système de contrôle-commande (contrôleur de sous-station, réseau de communication ...).
- d'un défaut de synchronisation des différents éléments horodateurs.
- d'un fonctionnement anormal d'une séquence d'automatisme (transfert de source, délestage ...).
- d'un dépassement de seuil d'une mesure.

En général, plusieurs niveaux de gravité sont définis, selon leur importance.

Lorsque l'opérateur a pris connaissance de l'alarme, il peut l'acquitter.

Une alarme peut donc prendre les états suivants :

- non active.
- active et non acquittée.
- active et acquittée.

Les alarmes sont fournies à l'opérateur par plusieurs supports :

- la consignation sur l'imprimante "au fil de l'eau".
- la consignation sur l'écran. Deux listes sont affichées, l'une contenant les alarmes non acquittées, l'autre contenant les alarmes acquittées. L'écran est mis à jour lorsqu'une nouvelle alarme survient. Il ne contient que les dernières alarmes apparues.
- l'historique des alarmes enregistrées sur disque. On peut visualiser d'anciennes alarmes afin d'effectuer des analyses.

Les alarmes peuvent être acquittées individuellement, par groupe, globalement (toutes les alarmes sont alors acquittées) ou après le résultat d'un tri.

L'acquiescement d'une alarme provoque la génération d'un événement supplémentaire.

Les messages d'alarmes contiennent les informations suivantes :

- date, heure, minute, seconde, milliseconde.
- définition de l'équipement sur lequel est apparue l'alarme (sous-station, tableau, transformateur, appareil, ...).
- message explicatif.
- niveau de gravité.

■ télécommande des appareils électriques

L'utilisateur qui possède le droit d'accès adéquat peut envoyer des télécommandes aux appareils électriques à partir des postes opérateurs.

Les éléments télécommandables sont en général :

- les appareils de manoeuvre (disjoncteurs, sectionneurs, interrupteurs, contacteurs).
- les générateurs.
- les régleurs en charge des transformateurs.

Le mode opératoire est basé sur le principe "Select - Before - Execute" :

- l'opérateur sélectionne la commande.
- le système vérifie si celle-ci est exécutable.
- si la commande n'est pas exécutable (asservissement, appareil en mode local, appareil en panne) elle est interdite. Un message est affiché, indiquant à l'opérateur la cause de l'interdiction.
- si la commande est réalisable, l'opérateur doit valider sa demande. La commande est alors transmise à l'unité centrale de tableau qui la transmet à l'appareil.
- lorsque la commande a été exécutée, l'appareil renvoie à l'opérateur l'information "commande exécutée" en mettant à jour le synoptique.

■ affichage des mesures

Les valeurs numériques issues de mesures de grandeurs électriques (courant, tension) ou calculées (puissance, énergie, ...) peuvent être affichées sur les synoptiques dans des tableaux de valeurs ou sous forme de courbes.

Ainsi, sur les synoptiques d'unifilaires, les mesures des grandeurs électriques principales (courant, tension) sont affichées à proximité des éléments auxquels elles sont attachées. Les grandeurs secondaires sont, quant à elles, affichées dans le synoptique de détail associé à l'appareil électrique.

Cette notion de grandeurs principales / secondaires permet de ne pas surcharger un synoptique en limitant la visualisation à une ou quelques grandeurs essentielles.

Les valeurs numériques sont remontées du réseau vers le calculateur de manière cyclique, avec une période de quelques secondes.

Elles sont historisées afin de pouvoir effectuer des rapports ou des analyses.

■ les courbes

Le système offre la possibilité de visualiser des courbes représentant l'évolution des valeurs numériques dans le temps.

■ les rapports

Les rapports sont des comptes-rendus de mesures, de calculs, de manoeuvres effectuées, Ils sont effectués sur diverses périodes de temps : poste tarifaire, jour, semaine, mois, an.

Ils permettent à l'opérateur de suivre l'évolution du fonctionnement de l'installation électrique.

■ historisation, archivage

L'ensemble des informations disponibles dans le système constitue l'historique. Il comporte :

- les mesures de grandeurs électriques.
- les événements, les alarmes.
- les informations relatives à la gestion du système de contrôle-commande.
- les défauts survenus sur les équipements du système de contrôle-commande.

Les fichiers historiques sont créés automatiquement en fonction d'une durée de fonctionnement déterminée.

L'opérateur dispose alors d'un ensemble de fichiers historiques qui correspondent à des périodes de temps (jour, semaine, ...).

Lorsque le nombre de fichiers historiques devient trop important, l'opérateur procède à un archivage externe sur support magnétique afin de ne pas saturer le système.

La figure 12-11 illustre le principe d'historisation et d'archivage

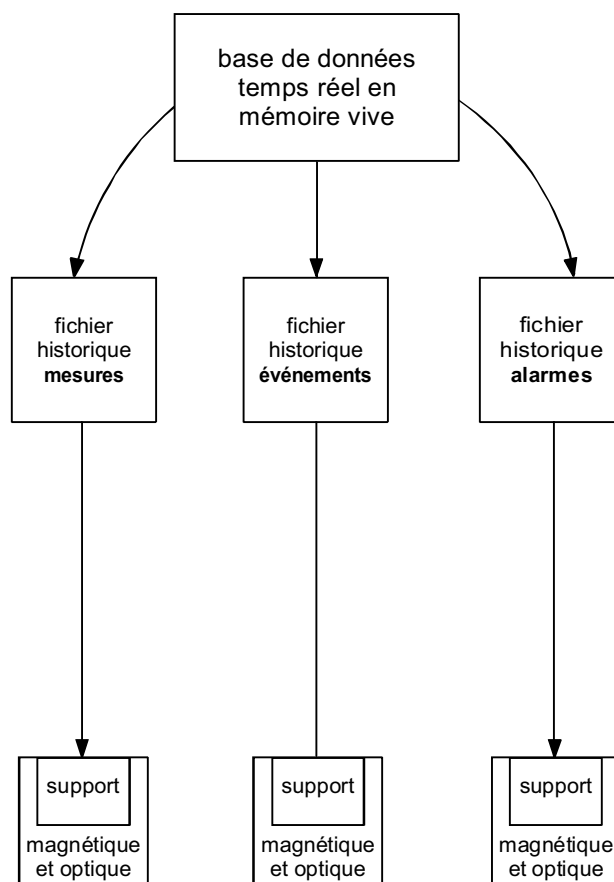


Figure 12-11 : principe d'historisation et d'archivage

■ tris

Le système propose des fonctions de tris sur les événements et les alarmes.

Ces tris sont obtenus à partir des fichiers historiques.

Les critères de tris possibles sont, par exemple : dates, référence d'un équipement, niveau de gravité d'une alarme, ...

■ carnet de messages

Le système propose un carnet de messages qui permet aux divers opérateurs de se passer des consignes et des informations sur le comportement du réseau.

■ aide en ligne, aide à l'exploitation

L'aide en ligne est une fonction qui offre à la demande de l'opérateur des informations complémentaires sur la signification de fonctions ou sur la façon de mener à bien une séquence de manoeuvres.

■ visualisation du système de contrôle-commande

Des synoptiques du système de contrôle-commande sont fournis à l'opérateur. Ils sont animés en temps réel et permettent ainsi à l'opérateur d'identifier rapidement un élément en défaut.

■ simulation d'événements pour former le personnel

Pour les grosses installations où la disponibilité est primordiale, le système propose une fonction qui permet de simuler le comportement du réseau en cas d'incident et lorsque l'opérateur effectue des manoeuvres.

Cette fonction permet la formation et l'entraînement des opérateurs à réagir en cas d'incident.

13. Méthodologie de conception d'un réseau électrique et exemple d'application

13. METHODOLOGIE DE CONCEPTION D'UN RESEAU ELECTRIQUE ET EXEMPLE D'APPLICATION

La rentabilité d'une installation industrielle est directement liée à la disponibilité de l'outil de production.

Les réseaux électriques livrent l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'outil de production. Ainsi, la continuité d'alimentation des récepteurs est recherchée dès la conception du réseau et en particulier lors des choix préliminaires du schéma unifilaire.

La conception d'un réseau électrique a pour objectif de déterminer l'installation électrique satisfaisant les exigences du processus industriel au moindre coût d'investissement, d'exploitation et de défaillance.

La méthodologie de conception d'un réseau comporte six grandes étapes.

n **recueil des données** (étape 1)

Il s'agit :

- de l'identification des problèmes, des besoins à satisfaire et des contraintes imposées
- de recueillir les éléments nécessaires à la conception du réseau et à la définition des matériels.

n **élaboration du premier schéma unifilaire** (étape 2)

Il s'agit d'élaborer un schéma unifilaire préliminaire qui réponde aux besoins et aux contraintes, et qui tienne compte de l'ensemble des données.

n **études techniques et validation du schéma unifilaire** (étape 3)

Il s'agit d'une étude de validation et d'optimisation technico-économique de l'architecture envisagée prenant en compte l'ensemble des données et hypothèses. Elle nécessite des calculs de réseaux (courants de court-circuit, flux de puissance, ...).

n **choix des équipements** (étape 4)

Le schéma unifilaire étant validé, il s'agit de choisir et dimensionner les équipements à partir des résultats des calculs effectués à l'étape précédente et des données recueillies à l'étape 1.

n choix et réglage des dispositifs de protection (étape 5)

Il s'agit de définir les dispositifs de protection permettant la détection et l'élimination des défauts et de déterminer leurs réglages.

n choix et mise en place d'un système de contrôle commande (étape 6)

Il s'agit de choisir l'architecture du système de contrôle commande qui permettra aux exploitants de conduire et surveiller le réseau et dans lequel seront implantés les automatismes optimisant le coût et la disponibilité de l'énergie :

- les transferts de sources
- les délestages / relestages
- les reconfigurations automatiques de boucles de distribution
- ...

13.1. Recueil des données (étape 1)

Il faut recueillir le maximum de données qui vont permettre de concevoir le réseau et de définir les matériels.

13.1.1. Conditions d'environnement

Les caractéristiques des équipements et des matériels sont données pour des conditions d'environnement standards. La connaissance des paramètres relatifs aux conditions réelles du site permet au concepteur d'introduire des facteurs de correction ou de déclassement pour les matériels.

Parmi les conditions d'environnement, le concepteur s'intéressera :

- aux risques d'explosion en présence de gaz ou de produits inflammables dans l'atmosphère, ce qui détermine le degré de protection des équipements
- aux risques de séisme
- à l'altitude
- aux températures moyennes et maximales
- à la résistivité du sol
- à la présence de givre, de vent et de neige
- au niveau kéraunique de la région pour la protection de l'installation contre les dangers de la foudre (voir § 5.1.3)
- à la pollution atmosphérique (poussière, corrosion, taux d'humidité)
- aux réglementations sur les sites (établissement recevant du public, immeuble de grande hauteur, ...).

13.1.2. Classement des récepteurs

Il s'agit de lister les récepteurs de l'installation en les classant par type :

- moteur
- éclairage
- chauffage
- ...

pour lesquels on doit connaître :

- les puissances nominales (active, réactive et apparente)
- les puissances réellement absorbées
- le $\cos\varphi$
- le rendement
- les transitoires de fonctionnement (démarrage des moteurs, ...)

- les niveaux de perturbation émis et tolérés (harmoniques, déséquilibres, flicker, coupures, ...).

13.1.3. Attachement géographique ou fonctionnel des récepteurs

Il y a lieu de recenser les récepteurs en fonction du plan de masse de l'usine et de leurs rôles respectifs dans le processus industriel.

En effet, de par leur position géographique dans l'usine, ou de par leur attachement à un ensemble fonctionnel, les récepteurs engendrent un premier degré de regroupement naturel des charges.

A titre d'exemple, citons :

- une unité chimique
- un atelier de production
- une chaudière
- une station de pompage
- ...

Ces regroupements étant effectués, il y a lieu de déterminer les conditions d'environnement liées au fonctionnement de ces récepteurs.

Nota : des regroupements de récepteurs peuvent être imposés afin d'effectuer des sous-comptages de l'énergie.

13.1.4. Conditions de fonctionnement des récepteurs

Pour effectuer un bilan de puissance, il est nécessaire de préciser les conditions de fonctionnement des différents récepteurs.

On distingue trois cas de fonctionnement principaux :

- les récepteurs dont le fonctionnement est **permanent** pendant toute la durée d'exploitation des installations
- les récepteurs dont le fonctionnement est **intermittent** par rapport à la durée d'exploitation
- les récepteurs qui ne fonctionnent pas en marche normale et qui sont en **secours** des récepteurs dont le fonctionnement est vital pour la sécurité et éventuellement pour le processus industriel.

13.1.5. Perturbations générées et tolérées par les récepteurs

Certains récepteurs provoquent des perturbations sur le réseau interne, voire même sur le réseau du distributeur.

Le concepteur doit donc recenser le niveau des perturbations provoquées par chaque récepteur (voir § 3) afin de prévoir les moyens de les réduire à un niveau acceptable pour l'ensemble de l'installation électrique.

Il faut donc recenser le niveau de perturbation toléré par les équipements électriques. Ces niveaux ne sont pas toujours connus ou fournis par les constructeurs. Par contre, la norme CEI 1000-2-4 définit le niveau de compatibilité électromagnétique sur les réseaux industriels (voir tableau 3-1). Elle fournit le niveau de perturbations généralement acceptable par les équipements moyenne et basse tension.

13.1.6. Extensions futures

La connaissance exacte des possibilités d'extensions de tout ou partie de l'installation permet au concepteur d'en tenir compte notamment :

- pour le dimensionnement des liaisons, des transformateurs, des disjoncteurs...
- pour le choix de la structure du réseau de distribution
- pour l'estimation des superficies des locaux.

13.1.7. Classement des récepteurs par importance

Les conséquences d'une coupure d'alimentation vis à vis de la sécurité des personnes et des biens et de la production, peuvent être graves.

Ainsi, il est important de définir pour chaque catégorie de récepteurs le temps maximal de coupure et de choisir en conséquence le mode de réalimentation approprié.

On peut classer les récepteurs, en trois grandes familles :

- les récepteurs n'acceptant aucune coupure
- les récepteurs nécessitant des temps de reprises incompatibles avec l'intervention humaine
- les récepteurs à temps de reprise compatible avec l'intervention humaine.

Pour la première catégorie de récepteurs, il est nécessaire de disposer d'une source autonome très fiable :

- une alimentation statique sans interruption (ASI) (voir § 1.6.3)
- un groupe tournant (voir § 4.1.2).

C'est le cas des récepteurs tels que :

- automatisme de conduite de process
- systèmes informatiques.

Pour la deuxième catégorie, le temps maximal de coupure peut varier de quelques dixièmes de secondes à quelques dizaines de secondes. Sous cette catégorie, on distingue :

- les récepteurs que ne tolèrent que les coupures brèves ou la permutation rapide des sources ; ce qui correspond au temps nécessaire pour le basculement sur un câble de secours ou une source autonome permanente ($t < 1s$)
- les récepteurs qui tolèrent des coupures compatibles avec les réenclenchements lents ou le démarrage automatique d'une source de secours (système de délestage - relestage automatique : $t < 20s$).

Pour la troisième catégorie, le temps de coupure est généralement supérieure à la minute ce qui reste compatible avec une intervention manuelle pour la reconfiguration du réseau ou le démarrage d'une source de secours.

13.1.8. Contraintes du réseau public

Au point de raccordement, le réseau public impose certaines contraintes qui peuvent être décisives pour les choix préliminaires de la structure du réseau interne à l'usine.

n puissance de court-circuit et tension d'alimentation disponibles par le distributeur

La puissance de court-circuit requise au point de raccordement dépend de la puissance de l'installation, de la puissance des gros récepteurs et des perturbations générées et tolérées par l'installation.

La puissance de court-circuit dépend fortement du niveau de la tension de raccordement.

Elle est, de ce fait, un élément déterminant dans le choix de la structure du réseau interne de l'usine.

n caractéristique de l'alimentation du distributeur

Les caractéristiques principales de la tension fournie par un réseau public de distribution moyenne et basse tension dans des conditions normales d'exploitation sont définies par la norme EN 50160.

L'objet de cette norme est de définir et de décrire les valeurs caractérisant la tension d'alimentation fournie telles que (voir tableau 4-1) :

- la fréquence
- l'amplitude
- la forme de l'onde
- la symétrie des tensions triphasées.

En France, les caractéristiques de la tension fournie par les réseaux de distribution publique HTB et HTA sont définies dans le contrat Emeraude liant EDF aux utilisateurs. Ce contrat stipule les engagements de EDF sur la qualité de l'énergie et les engagements des utilisateurs sur les perturbations émises (harmoniques - voir § 8.3.2.2, flicker, déséquilibre).

13.2. Elaboration d'un premier schéma unifilaire (étape 2)

A partir du recueil des données, un premier schéma unifilaire de distribution peut être établi.

13.2.1. Bilan de puissance

C'est la première étape essentielle de l'étude de conception d'un réseau. Elle doit cerner et localiser géographiquement les valeurs des puissances actives et réactives.

Selon l'étendu du site, les puissances installées et leurs répartitions, l'installation sera divisée en plusieurs zones géographiques (3 à 8 zones).

Le bilan des puissances actives et réactives sera alors fait pour chaque zone en appliquant, aux puissances installées, les facteurs d'utilisation propre à chaque récepteur (voir § 6.1.2.) et le facteur de simultanéité pour le groupement de plusieurs récepteurs ou circuits (voir tableaux 6-1 et 6-2).

13.2.2. Choix des niveaux de tension

n choix de la tension d'alimentation du distributeur

Le choix de la tension d'alimentation dépend :

- de la puissance de l'installation
- de la puissance de court-circuit minimale requise
- des perturbations générées et tolérées par l'installation
- des niveaux de tension disponibles à proximité du site.

Le tableau 1-1 indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en France en fonction de la puissance souscrite.

n choix des tensions

Le choix des tensions à l'intérieur du site dépend :

- de l'étendu du site et de la répartition des puissances
- de l'existence ou non des récepteurs MT tels que moteurs, fours...

Le choix de deux ou trois niveaux de tension résulte d'une étude d'optimisation technico-économique qui tient compte des avantages et des inconvénients de chaque variante.

En général, l'expérience acquise montre que :

- pour des puissances jusqu'à 10 MVA, on choisit deux niveaux de tension (MT, BT)
- pour des puissances de plus de 10 MVA, le choix de trois niveaux de tension peut s'avérer plus économique (HT, MT, BT).

13.2.3. Sources d'énergie

La source principale d'énergie est généralement constituée par le réseau de distribution publique.

Pour des raisons de sécurité ou de continuité de service, la source principale d'une installation industrielle est souvent accompagnée d'une source de remplacement.

Les différentes sources de remplacement envisageables sont détaillées ci-après.

n deuxième alimentation du distributeur

Cette solution trouve tout son intérêt lorsque cette deuxième alimentation est issue d'un poste source différent de celui qui alimente la première.

Elle peut néanmoins rester intéressante dans le cas où les deux alimentations sont issues d'un même poste source si les départs sont affectés à des jeux de barres ou à des transformateurs différents.

n source autonome permanente

Cette solution peut s'imposer pour des raisons de sécurité ou de continuité de service en fonction du niveau de qualité disponible sur le réseau de distribution publique. Elle peut également se justifier économiquement :

- l'usine dispose de combustible résiduel à coût marginal (usine d'incinération, papeterie, sidérurgie, pétrochimie)
- l'usine produit de la vapeur pour le processus industriel qui peut être récupérée pour produire de l'énergie électrique (chauffage urbain).

Généralement, les sources autonomes permanentes sont exploitées couplées avec le réseau de distribution publique. Le schéma de raccordement doit néanmoins permettre un découplage rapide des sources et un équilibrage des charges respectivement affectées à chacune d'entre elles.

Le raccordement peut s'effectuer à n'importe quel niveau de la structure du réseau de distribution, en fonction des critères suivants :

- puissance de la source autonome par rapport à la puissance totale
- présence de cette source liée à des besoins particuliers localisés ou non
- concentration ou dispersion des récepteurs à sauvegarder, ...

Les générateurs de ces sources autonomes peuvent être entraînés par :

- turbine à gaz avec ou sans chaudière de récupération
- turbine à vapeur à contre-pression
- turbine à vapeur à condensation
- moteur diesel
- ...

n source de secours

Cet équipement permet de secourir les parties vitales de l'installation en cas de panne du distributeur. Il est aussi utilisé pour réduire la facture d'énergie par son utilisation pendant les périodes où le coût du kWh est élevé (jours EJP par exemple).

D'une façon générale, ces sources ne fonctionnent pas couplées au réseau du "distributeur". Selon l'étendue des installations et les puissances à secourir, elle peuvent être, soit installées localement à proximité des récepteurs, soit centralisées de manière à éviter la multiplication des sources. Dans ce dernier cas, ces sources sont raccordées au niveau MT, voire même HT, de la distribution. Les alternateurs de ces sources de secours peuvent être entraînés par des moteurs diesels ou par des turbines à gaz.

n sources d'alimentation des auxiliaires des postes

Ce sont les récepteurs liés à la distribution électrique tels que :

- relais de protection
- dispositifs effectuant les commandes d'ouverture et de fermeture des disjoncteurs, des interrupteurs et des sectionneurs
- bobines de contact des contacteurs
- appareillage lié au contrôle commande du poste
- appareils de climatisation des locaux électriques ou des tableaux et résistances anti-condensation
- ventilateur des locaux électriques
- éclairage des locaux électriques
- aéroréfrigérant et changeurs de prise des transformateurs.

Ces récepteurs doivent être alimentés par des sources spécifiques dont le niveau de fiabilité est important.

En cas de perte de ces sources, deux principes de fonctionnement sont utilisés :

- déclenchement du poste ; ce principe rend prioritaire la sécurité des biens et des personnes
- non déclenchement ; ce principe rend prioritaire la continuité de service.

La surveillance de l'état de ces sources est indispensable.

Elles proviennent en général :

- d'un transformateur auxiliaire spécifique au poste électrique
- de batteries d'accumulateurs
- d'une alimentation sans interruption (ASI).

13.2.4. Choix des régimes de neutre

n choix des régimes de neutre des réseaux MT

Le choix du régime de neutre en moyenne tension est un compromis entre les paramètres suivants (voir § 2.12.2) :

- la continuité de service
- le niveau des surtensions générées
- le niveau d'isolement phase - terre du matériel
- les contraintes thermiques liées à la valeur du courant de défaut à la terre
- la complexité des protections
- les contraintes d'exploitation et de maintenance
- l'étendue du réseau.

n choix des schémas de liaison à la terre des réseaux BT

Le choix du schéma de liaison à la terre en basse tension est un compromis entre les paramètres suivants (voir § 2.11.2) :

- la continuité de service
- le niveau des surtensions générées
- le risque d'incendie d'origine électrique
- le niveau des perturbations électromagnétiques
- les contraintes de conception et d'exploitation.

Le nombre de réseaux basse tension peut être important (plusieurs dizaines) ; il faut pour chacun d'eux déterminer le schéma de liaison à la terre le plus approprié.

13.2.5. Choix de la structure du réseau

Le choix d'une structure de réseau est une étape déterminante pour la disponibilité de l'énergie.

Parmi les différentes structures possibles, il est important de baser ce choix notamment sur les exigences de continuité de service, sur la limitation des perturbations (creux de tension, déséquilibres, harmoniques, flicker) et sur les contraintes d'exploitation et de maintenance.

Les différentes structures sont détaillées dans le paragraphe 1.

n structure du poste de livraison HT/MT

Suivant l'importance de l'installation et la continuité de service exigée, les schémas suivants sont utilisés :

- simple antenne (voir fig. 1-2)
- double antenne (voir fig. 1-3)
- double antenne - double jeu de barres (voir fig. 1-4).

n structure du réseau MT

La distribution en MT à l'intérieur du site est réalisée en fonction de la continuité de service souhaitée pour chaque zone.

Ainsi, on distingue :

- l'alimentation en simple antenne (voir fig. 1-17). Elle est utilisée lorsque la continuité de service exigée est faible. Elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.
- l'alimentation en double antenne (avec ou sans couplage - voir fig 1-18 et 1-19). Elle est souvent utilisée (avec couplage) en sidérurgie et en pétrochimie pour sa bonne continuité de service.
- l'alimentation en boucle (ouverte ou fermée - voir fig. 1-20-a et 1-20-b). Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. La boucle fermée est plus performante que la boucle ouverte. Elle est, par contre, plus onéreuse.
- l'alimentation en double dérivation (voir fig. 1-21). Elle est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne continuité de service.

n structure des réseaux BT

Suivant le niveau de sûreté de fonctionnement exigé, les tableaux BT peuvent être alimentés par plusieurs sources, un groupe de secours ou une alimentation sans interruption (voir § 1.6).

Les parties de l'installation devant être alimentées avec un schéma de liaison à la terre particulier doivent être alimentées à travers un transformateur spécifique (voir § 2). Les récepteurs sensibles ou fortement perturbateurs peuvent imposer un transformateur spécifique pour les alimenter (voir § 3).

13.2.6. Gestion de l'énergie - Choix de la tarification optimale

Les distributeurs d'énergie électrique proposent une tarification adaptée à la fois à leur coût de production et aux spécificités des utilisateurs.

L'utilisateur connaît souvent mal ses besoins réels en énergie et son contrat avec le distributeur est parfois mal adapté à ses besoins.

Une étude d'optimisation tarifaire s'avère toujours rentable et permet de gagner jusqu'à 10 à 20 % de la facture d'énergie si une véritable "gestion de l'énergie" est mise en oeuvre, notamment avec l'aide d'un système de contrôle - commande performant (voir § 12).

n composante de la tarification

Les distributeurs d'énergie électrique proposent à leurs clients des contrats de fourniture dont les caractéristiques générales sont basées sur des principes identiques (voir § 11).

Le coût de l'énergie est composé :

- d'une prime fixe qui est fonction de la puissance souscrite (puissance à ne pas dépasser). Plus la puissance souscrite est basse plus la prime fixe est faible.
- de la consommation d'énergie active en kWh.
- d'éventuelles pénalités de dépassement apparaissant lorsque la puissance consommée est supérieure à la puissance souscrite.
- de la consommation d'énergie réactive en kvarh, si celle-ci dépasse le seuil de consommation non facturé par le distributeur pendant certaines périodes tarifaires (voir § 11.4.4).

Les différents éléments du coût de l'énergie varient suivant le mois de l'année, le jour de la semaine et les heures de la journée, ce sont les périodes tarifaires.

n compensation de l'énergie réactive

Pour s'affranchir des coûts liés à une consommation excessive d'énergie réactive, le concepteur détermine les compensations à mettre en place (voir § 7).

n courbes de charge

Les courbes de charges journalières et saisonnières représentant les variations de puissance active et réactive de l'installation permettent :

- d'optimiser la tarification et la compensation de l'énergie réactive
- de décider la mise en service ou non de l'alimentation de secours, notamment en période de pointe (effacement en jour de pointe EJP)
- de déterminer les puissances à délester et les durées de délestage en fonction de la période tarifaire.

n identification des charges délestables

Il s'agit d'identifier les récepteurs pouvant être délestés sans conséquence pour le processus industriel et la durée possible de ce délestage.

n intérêt d'installer un groupe EJP

Les allures des courbes de charge et les possibilités de délestage permettent de déterminer l'intérêt ou non d'installer un groupe EJP.

Il faut faire une simulation du coût de l'énergie et comparer :

- une tarification classique sans groupe EJP
- une tarification EJP en faisant fonctionner le groupe de production pendant les périodes EJP.

L'écart de coût de l'énergie permettra de déterminer l'opportunité ou non d'investir dans l'achat d'un groupe EJP.

Le concepteur devra intégrer les coûts de maintenance du groupe.

Il faut ajouter que le groupe EJP peut aussi, dans certains cas, assurer une fonction de secours de l'installation. L'investissement sera alors d'autant plus intéressant.

n intérêt d'installer une centrale de cogénération

Dans les installations consommant simultanément de l'énergie électrique et thermique, une centrale de cogénération peut s'avérer très rentable. En effet, récupérer l'énergie thermique produite par un groupe diesel améliore fortement le rendement énergétique. Celui-ci peut atteindre 80 à 90 % au lieu de 35 à 40 % sans système de récupération.

Dans certains cas, une partie de l'énergie électrique est revendue au distributeur.

Une étude technico-économique doit être effectuée, elle doit tenir compte, notamment :

- des coûts d'achat et de vente au distributeur d'énergie électrique
- des coûts d'investissement et de maintenance de la centrale de cogénération
- des gains réalisés par la récupération d'énergie thermique
- de l'intérêt de bénéficier d'une source de remplacement.

Les centrales de cogénération sont en plein développement des les grosses installations du secteur tertiaire telles que les hôpitaux, aéroports, hôtels,...

Nota : un autre type de cogénération existe, il s'agit des usines d'incinération et des centrales de chauffage urbain. Elles possèdent une énergie thermique à moindre coût qui peut être utilisée pour produire de l'énergie électrique.

13.3. Etudes techniques et validation du schéma unifilaire (étape 3)

Dans cette étape de l'étude de conception, il s'agit de valider par des calculs la structure définie précédemment.

C'est une étape itérative dans la mesure où certains paramètres déjà définis peuvent être modifiés pour satisfaire certaines conditions ou dispositions normatives.

Dans ce cas, les calculs qui en dépendent seront à chaque fois revus en conséquence.

13.3.1. Calcul des courants nominaux

Sur la base du bilan de puissance effectué au paragraphe 13.3.1., seront déterminés les courants nominaux qui transitent dans chaque canalisation, transformateurs et autres éléments du réseau.

13.3.2. Choix des transformateurs

Le choix du transformateur est fait sur la base de la puissance maximale qui correspond à la journée la plus chargée de l'année. Cette puissance est le résultat d'un bilan de puissance, en tenant compte des coefficients d'utilisation et de simultanéité (voir § 13.3.1).

Une méthode plus précise permet de déterminer la puissance du transformateur en se basant sur les courbes de charge de l'installation et les courbes de surcharge des transformateurs (voir CEI 76-2).

Nota : il est parfois intéressant d'installer une gamme de transformateurs de même puissance afin de faciliter la maintenance et l'interchangeabilité.

13.3.3. Choix des générateurs

La puissance des générateurs sera déterminée en fonction de la puissance de remplacement nécessaire ou de la puissance à déléster pendant les périodes EJP.

Pour une utilisation toujours couplée au réseau de distribution publique, il peut s'avérer intéressant d'installer une génératrice asynchrone (voir § 4.3)

13.3.4. Détermination des sections des conducteurs

La méthode détaillée de détermination des sections des conducteurs est présentée dans le paragraphe 6.

La méthode consiste à :

- calculer le courant maximal d'emploi
- déterminer le facteur de correction global relatif au mode de pose et aux conditions d'installation
- déterminer la section nécessaire à l'échauffement en régime normal
- vérifier la contrainte thermique en cas de court-circuit en fonction du dispositif de protection
- vérifier les chutes de tension en régime normal et pendant le démarrage de gros moteurs
- vérifier, pour la basse tension, les longueurs maximales des canalisations pour la protection des personnes contre les contacts indirects, en fonction du dispositif de protection
- vérifier la tenue thermique des écrans de câble lors d'un défaut phase - terre en MT
- déterminer les conditions de mise à la terre des écrans de câbles en MT
- déterminer les sections des conducteurs de neutre, de protection et d'équipotentialité.

La section à retenir est la section minimale vérifiant toutes ces conditions.

Il peut être utile de déterminer la section économique sur la base d'un bilan économique (investissement, pertes joules - voir § 6.3).

13.3.5. Etude des circuits de terre et des prises de terre

Les valeurs des impédances des circuits de terre et des prises de terre déterminent les niveaux de surtension qui peuvent apparaître sur les équipements électriques (voir § 5 et § 2). Il est notamment intéressant de réaliser des zones équipotentielles en fond de fouille qui réduisent les surtensions entre les équipements et la terre.

13.3.6. Calcul des courants de court-circuit (voir § 4 du *Guide des protections*)

L'installation électrique doit être protégée contre les courts-circuits et ceci sauf exception, chaque fois qu'il y a une discontinuité électrique, ce qui correspond le plus généralement à un changement de section des conducteurs. L'intensité du courant de court-circuit doit être calculée à chaque étage de l'installation pour les différentes configurations possibles du réseau; ceci pour pouvoir déterminer les caractéristiques du matériel qui doit supporter ou qui doit couper ce courant de défaut.

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection, trois valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

n la valeur efficace du courant de court-circuit maximal (court-circuit triphasé symétrique)

Elle détermine :

- le pouvoir de coupure des disjoncteurs et fusibles
- la contrainte thermique que doivent supporter les matériels.

Il correspond à un court-circuit à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure. Il doit être calculé avec une bonne marge de sécurité (valeur maximale).

n la valeur crête du courant de court-circuit maximal (valeur de la première crête de la période transitoire)

Elle détermine :

- le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs
- la tenue électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

n le courant de court-circuit minimal

Il est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils des protections à maximum de courant, en particulier quand :

- la longueur des câbles est importante ou lorsque la source a une impédance interne relativement élevée (générateurs ou onduleurs)
- la protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant phase, c'est essentiellement le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre du neutre TN ou IT.

L'utilisation de logiciels de calcul* conformes à la norme CEI 909 est d'une utilité précieuse pour la rapidité et la fiabilité des résultats.

(*) SELENA (Schneider ELEctrical Network Analysis)

13.3.7. Démarrage des moteurs

Le démarrage est un point délicat de l'exploitation des moteurs électriques. Les dispositifs de démarrage doivent pouvoir résoudre la plupart des cas qui se présentent au concepteur d'installation :

- couple résistant élevé
- appel limité d'intensité
- démarrages fréquents.

Lors de la mise sous tension, l'impédance présentée par le moteur est très faible. Il peut s'ensuivre un violent appel de courant (4 à 10 fois le courant nominal) si aucun dispositif particulier ne vient le limiter.

Le réseau d'alimentation n'étant jamais de puissance infinie, cet appel de courant peut provoquer une chute de tension sur le réseau susceptible de perturber les autres utilisateurs. Cette chute de tension peut aussi conduire à faire travailler le moteur dans des zones de fonctionnement à proscrire, du fait de l'échauffement excessif en résultant, ou d'une mise en vitesse trop lente de la machine entraînée, voire d'un ralentissement et d'un arrêt du moteur sous tension.

La puissance de court-circuit du réseau est un paramètre très important. Un moteur démarre plus vite, s'échauffe moins et provoque une moindre chute de tension si la puissance de court-circuit au point de raccordement du moteur est élevée. On peut considérer qu'elle est élevée si elle est supérieure à 100 fois la puissance du moteur.

Le paragraphe 3.3.4. explicite les différents modes de démarrage des moteurs et les caractéristiques du courant et du couple.

13.3.8. Etude de la stabilité dynamique du réseau

La stabilité dynamique d'un réseau est la faculté pour celui-ci de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale.

L'état du réseau est déterminé par la répartition des charges et les valeurs du courant et tension en régime permanent.

Cet état est soumis à des variations par suite des fluctuations de charge, des incidents électriques et des modifications de branchement. La modification progressive ou brusque d'un ou plusieurs paramètres change l'état du réseau. Celui-ci peut évoluer vers un nouveau régime permanent ou bien son comportement peut devenir instable. Il lui est alors impossible de retrouver un régime permanent acceptable. Cela se traduit par la perte du synchronisme des machines synchrones et le ralentissement des moteurs asynchrones pouvant aller jusqu'à l'arrêt.

Par exemple, lorsqu'un court-circuit se produit dans un réseau comportant un nombre plus ou moins grand de machines synchrones (alternateurs et moteurs) et asynchrones (génératrices et moteurs), l'ensemble des machines débite dans ce court-circuit, les moteurs ralentissent et les générateurs accélèrent (les générateurs ne sont plus en mesure de fournir leur puissance active mais restent par contre entraînés par les turbines ou les moteurs Diesel).

Une étude de stabilité (voir § 9) consiste donc à analyser le comportement électrique et mécanique des machines entre le moment où la perturbation apparaît et celui où la perturbation étant éliminée, le réseau revient ou ne revient pas à des conditions normales de fonctionnement.

Même pour un réseau simple, le nombre de paramètres intervenant est trop grand pour que l'on puisse estimer intuitivement l'influence de tel ou tel facteur et prévoir approximativement les conséquences de la variation de l'un d'eux.

L'étude est réalisée par des calculs sur ordinateur car le volume de calcul ne permet pas de résolution "manuelle".

Le logiciel MGSTAB développé par Schneider Electric pour effectuer les calculs, permet un traitement direct et économique de tous les cas de réseaux industriels, sans limitation du nombre de liaisons et de machines.

13.3.9. Compensation de l'énergie réactive (voir § 7)

En général, les distributeurs d'énergie électrique pénalisent financièrement les consommateurs dont la valeur de $tg\varphi$ est élevée.

Par exemple, en France :

- les clients souscrivant une puissance supérieure à 250 kVA payent l'énergie réactive au-delà de 40 % de l'énergie active consommée (pendant certaines périodes).
- les clients souscrivant une puissance comprise entre 36 et 250 kVA payent une prime fixe qui dépend de la puissance apparente souscrite. La compensation d'énergie réactive permet de réduire la prime fixe en diminuant la puissance apparente souscrite.

Ainsi, la compensation de la puissance réactive permet de faire des économies sur la facture d'énergie. De plus, elle permet de réduire les pertes joule et les chutes de tension dans les conducteurs et les transformateurs.

n recherche de la compensation optimale

Après avoir effectué le calcul de la puissance réactive globale à installer (voir § 7.6.), il faut déterminer les emplacements optimaux des condensateurs et le type de batterie (fixe ou automatique) afin d'obtenir un retour d'investissement le plus court possible.

Il faut tout d'abord déterminer la valeur de la puissance réactive et si possible la courbe de charge aux différents endroits susceptibles de recevoir des condensateurs. A partir de ces courbes, on obtient des renseignements sur les puissances réactives minimales, moyennes et maximales appelées à ces différents endroits.

Le mode de compensation dépend de la valeur de la puissance réactive minimale consommée par l'installation comparée à la puissance globale à installer.

o cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est supérieure à la puissance de compensation envisagée

La compensation peut être globale car il n'y a pas de risque de surcompensation en fonctionnement normal, qui provoquerait des élévations anormales de la tension.

Cependant, lors de l'arrêt de l'installation, il faut déconnecter les condensateurs afin de ne pas provoquer de surtensions permanentes sur le réseau de distribution publique, dues à une surcompensation.

o **cas où la puissance réactive minimale consommée par l'installation est inférieure à la puissance de compensation envisagée**

Lorsque la puissance réactive consommée est minimale, avec une compensation globale il y aurait une surcompensation qui provoquerait une élévation anormale de la tension. Par exemple, la surcompensation aux bornes d'un transformateur ne doit pas dépasser 15 % de sa puissance nominale.

Pour éviter une surcompensation, on peut :

- installer une batterie en gradins avec régulation automatique qui permet d'épouser la courbe de charge
- installer en tête d'installation une compensation égale à la puissance minimale consommée et compenser localement les récepteurs ou les secteurs à forte consommation de puissance réactive, dans la mesure où la commande des condensateurs est asservie au récepteur ou au secteur.
- dans le cas d'une installation contenant plusieurs transformateurs HTA/BT, reporter une partie de la compensation d'un transformateur sur un autre transformateur.

o **critères de choix**

La compensation peut être :

- effectuée en MT et/ou en BT ; il est plus économique d'installer des condensateurs moyenne tension pour des puissances supérieures à environ 800 kvar.
- globale, par secteur, individuelle.
- effectuée par batterie fixe ou en gradins manoeuvrables automatiquement ; dans le cas où la batterie en gradins est choisie, il peut être préférable d'installer des gradins de puissances différentes afin d'obtenir un meilleur ajustement. Par exemple, avec des gradins de 800, 400, 200 et 100 kvar on peut obtenir toutes les puissances de 0 à 1 500 kvar par pas de 100 kvar.

Pour déterminer la solution optimale, les critères suivants doivent être pris en compte :

- suppression des coûts d'énergie réactive (tarif vert) ou abaissement de la puissance souscrite (tarif jaune)
- diminution des pertes Joule dans les conducteurs et dans les transformateurs
- tension régulière en tout point de l'installation
- coût d'investissement, d'installation et de maintenance de chaque solution.

n enclenchement des batteries de condensateurs et protections

L'enclenchement des batteries de condensateurs provoque des surintensités et des surtensions importantes dans le réseau. Celles-ci sont contraignantes pour les appareils de manoeuvre des condensateurs et pour les protections (surtout en MT).

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 10.6. du *Guide des protections*.

n problèmes liés aux condensateurs en présence d'harmoniques

En présence d'harmoniques, l'installation de condensateurs risque de provoquer une amplification des courants et des tensions harmoniques et des problèmes qui en résultent. Dans ce cas, une étude s'avère nécessaire.

Ces problèmes sont étudiés dans le paragraphe 8.

13.3.10. Etude des harmoniques (voir § 8)

Les récepteurs non linéaires tels que fours à arc, éclairages, convertisseurs, redresseurs, ... absorbent des courants non sinusoïdaux qui traversent les impédances du réseau et provoquent ainsi une déformation de la sinusoïde de tension d'alimentation. La déformation de la forme d'onde est caractérisée par l'apparition de fréquences harmoniques de tension.

Les perturbations généralement constatées sont :

- échauffement ou claquage de condensateurs
- échauffement de moteurs ou de transformateurs
- dysfonctionnement de régulateurs, convertisseurs, contrôleurs permanents d'isolement, relais de protection, ...

Une étude d'harmoniques a pour objectif de définir les moyens permettant de réduire les perturbations à des niveaux acceptables :

- pour les équipements du site, un taux global de distorsion < 5 à 10 %
- pour le réseau de distribution publique (voir tableau 8-23 pour le cas de la France).

Les moyens généralement mis en oeuvre sont :

- l'installation de batteries de condensateurs avec inductances antiharmoniques qui réduisent les phénomènes de résonance entre les condensateurs et l'inductance de l'alimentation
- l'installation de filtres shunt qui réduisent les tensions harmoniques en "piégeant" les courants harmoniques
- l'augmentation de la puissance de court-circuit au niveau des charges perturbatrices
- l'éloignement électrique entre les charges perturbatrices et les équipements sensibles
- l'installation de filtres actifs
- le confinement des harmoniques.

Une étude d'harmoniques est généralement indispensable en présence de condensateurs qui amplifient le taux de distorsion par le phénomène de résonance.

L'étude des harmoniques consiste à:

- déterminer les harmoniques de tension préexistants sur la source d'alimentation
- définir les puissances et les valeurs d'harmoniques de courants pour chaque récepteur non linéaire
- calculer les taux de distorsion en tension, en différents points de l'installation et pour toutes les configurations possibles du réseau

- simuler les solutions envisagées dans le cas du dépassement des limites acceptables par les équipements ou par le réseau de distribution publique.

13.3.11. Coordination de l'isolement dans une installation électrique industrielle

La coordination de l'isolement d'une installation consiste à déterminer les caractéristiques d'isolement nécessaires aux divers constituants du réseau, en vue d'obtenir une tenue homogène aux tensions normales, ainsi qu'aux différentes surtensions (voir § 5).

Son but final est de permettre une distribution sûre et optimisée de l'énergie électrique.

Cette optimisation permet de trouver le meilleur rapport économique entre les différents paramètres dépendant de cette coordination :

- coût de l'isolement du matériel
- coût des protections contre les surtensions
- coût des défaillances (perte de l'exploitation et destruction de matériel), en tenant compte de leur probabilité d'occurrence.

Le coût du surisolement du matériel étant très élevé, il ne peut pas être dimensionné pour supporter les contraintes de toutes les surtensions étudiées au paragraphe 5.2.

S'affranchir des effets néfastes des surtensions suppose une première démarche qui consiste à s'attaquer à leurs phénomènes générateurs, ce qui n'est pas toujours évident. En effet, si à l'aide de techniques de coupure appropriées les surtensions de manoeuvre de l'appareillage peuvent être limitées, il est impossible d'empêcher les coups de foudre.

La réduction des risques des surtensions, par conséquent du danger qu'elles représentent pour les personnes et le matériel, est d'autant meilleure si certaines mesures de protection sont respectées :

- limitation des résistances de prise de terre du poste pour la réduction des surtensions lors d'un défaut à la terre
- réduction des surtensions de manoeuvre par le choix d'appareils de coupure appropriés
- écoulement à la terre des chocs de foudre par un premier écrêtage (parafoudre ou éclateur à l'entrée des postes) avec limitation des résistances de prises de terre et des impédances des pylônes
- limitation de la tension résiduelle du premier écrêtage par le parafoudre HT transmise au réseau aval, en prévoyant un deuxième niveau de protection au secondaire du transformateur
- protection des équipements sensibles en BT (informatiques, télécommunications, automatismes, ...) en leur associant des filtres séries et/ou des limiteurs de surtensions.

13.3.12. Etude de la sûreté de fonctionnement

En raison de l'accroissement des coûts générés par une perte d'alimentation, les concepteurs et les exploitants de réseaux électriques ont besoin de s'appuyer sur un ensemble de méthodes d'évaluation qualitative et quantitative de la sûreté de fonctionnement du réseau (voir § 10).

Au niveau de la conception, il est important de disposer de méthodes permettant :

- d'évaluer la sûreté de fonctionnement pour répondre à un cahier des charges
- de choisir des solutions adaptées
- de réaliser la continuité de service au coût minimum
- de déterminer la politique de maintenance optimale.

Schneider Electric a développé deux logiciels permettant d'effectuer des études de sûreté de fonctionnement.

Adélia

C'est un système expert capable de **construire l'arbre de défaillance d'un réseau électrique à partir du schéma** et d'en faire les analyses qualitative et quantitative.

Micro Markov

C'est un logiciel qui détermine la fiabilité d'un réseau électrique **par la méthode des graphes de Markov**.

L'étude de sûreté d'un réseau électrique permet :

- **de quantifier la continuité de service** par le calcul de l'indisponibilité
- **de chiffrer le risque de perte de la production** (à comparer avec les coûts d'investissements).

13.4. Choix du matériel (étape 4)

La structure du réseau étant choisie et validée, les matériels électriques prévus doivent satisfaire.

■ aux normes en vigueur

■ aux caractéristiques du réseau

Il s'agit notamment :

- des tensions de service qui doivent être compatibles avec la tension la plus élevée pour le matériel
- des surtensions susceptibles d'apparaître dans le réseau qui doivent être compatibles avec les tensions de tenue du matériel (à fréquence industrielle, choc de manoeuvre, choc de foudre)
- des courants nominaux
- des courants de court-circuit qui doivent être compatibles avec le pouvoir de coupure, le pouvoir de fermeture, la tenue thermique et électrodynamique du matériel.

■ aux fonctions associées à chaque équipement

- coupure sur court-circuit (disjoncteur, fusible)
- manoeuvre en régime nominal (interrupteur)
- manoeuvres fréquentes (contacteurs...)
- hors charge (sectionneurs).

■ aux exigences de la continuité de service

Ce qui détermine le choix du type de matériel :

- appareil fixe
- appareil débrochable pour faciliter l'entretien ou le remplacement.

■ aux qualifications du personnel

Le niveau de qualification des agents d'exploitation et de maintenance détermine :

- la nécessité ou non de verrouillages et d'asservissements pour éviter les fausses manoeuvres
- le choix d'un matériel avec ou sans entretien.

■ aux exigences liées aux extensions futures

Cela détermine les réserves à prévoir et peut conduire au choix de matériels modulaires.

13.5. Détermination du plan de protection (étape 5)

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique industriel est d'assurer la sécurité des personnes et des biens et, d'améliorer la continuité d'alimentation des récepteurs.

Le fonctionnement normal d'une installation peut être perturbé par un certain nombre d'incidents :

- surcharges
- courts-circuits
- fausses manoeuvres
- détérioration des isolants.

C'est le rôle des protections d'éviter les conséquences de ces incidents, en permettant :

- de limiter les contraintes thermiques, et mécaniques auxquelles sont soumis les matériels
- de préserver la stabilité du réseau
- de réduire la durée des perturbations électromagnétiques causées aux circuits voisins.

Le système de protection est un ensemble cohérent qui dépend de la structure du réseau et du schéma de liaison à la terre. Il doit assurer une sélectivité en isolant le plus rapidement possible la partie du réseau en défaut tout en préservant les parties saines (voir *Guide de protection des réseaux industriels*).

13.6. Choix d'un système de contrôle-commande (étape 6)

Les installations industrielles nécessitent une gestion optimale de leur réseau électrique afin de garantir la disponibilité de l'énergie et réduire la facture d'énergie.

Un système de contrôle-commande (voir § 12) permet l'optimisation de cette gestion grâce aux fonctions d'automatismes telles que :

- transfert de sources
- reconfiguration de boucle
- délestage/relestage
- programmation horaire ou tarifaire
- gestion des groupes de production interne ...

Il permet de plus de surveiller l'état du réseau électrique, de commander les équipements à distance et de prévoir les opérations de maintenance.

■ conduire le réseau à distance

La conduite à distance du réseau permet au personnel d'exploitation :

- de visualiser l'état du réseau électrique
- de surveiller les différentes mesures
- d'effectuer les commandes à distance
- d'être informé des incidents survenant sur l'installation électrique.

■ améliorer l'efficacité et la rapidité de diagnostic et d'intervention sur le réseau

L'efficacité et la rapidité de diagnostic et d'intervention sur le réseau sont améliorées grâce à l'intégration des fonctions suivantes :

- gestion des automatismes de délestage/relestage et de transfert de sources
- gestion des automatismes de réaccélération des moteurs moyenne tension
- gestion des groupes de production interne
- chronologie fine
- oscilloperturbographie.

■ optimiser le coût de l'énergie

Le coût de l'énergie électrique est optimisé grâce aux fonctions suivantes :

- programmation tarifaire
- programmation horaire
- gestion des groupes de production interne
- compensation de l'énergie réactive
- comptage et sous-comptage de l'énergie.

■ optimiser la maintenance

Le comptage du nombre de manoeuvres effectuées par les appareils de coupure et le comptage du nombre d'heures de fonctionnement des appareils permet d'optimiser les opérations de maintenance.

13.7. Exemple d'application

On se propose d'étudier l'alimentation électrique d'une installation industrielle de production dont le plan de masse est représenté sur la figure 13-1.

L'analyse du cahier des charges et du dossier technique de l'affaire fait ressortir les contraintes et les données de base nécessaires à l'étude de conception.

L'objectif n'est pas de présenter une étude détaillée, mais de mettre en évidence des méthodes de résolution de problèmes liés à la conception.

C'est la raison pour laquelle certaines étapes ne sont pas abordées d'une manière détaillée.

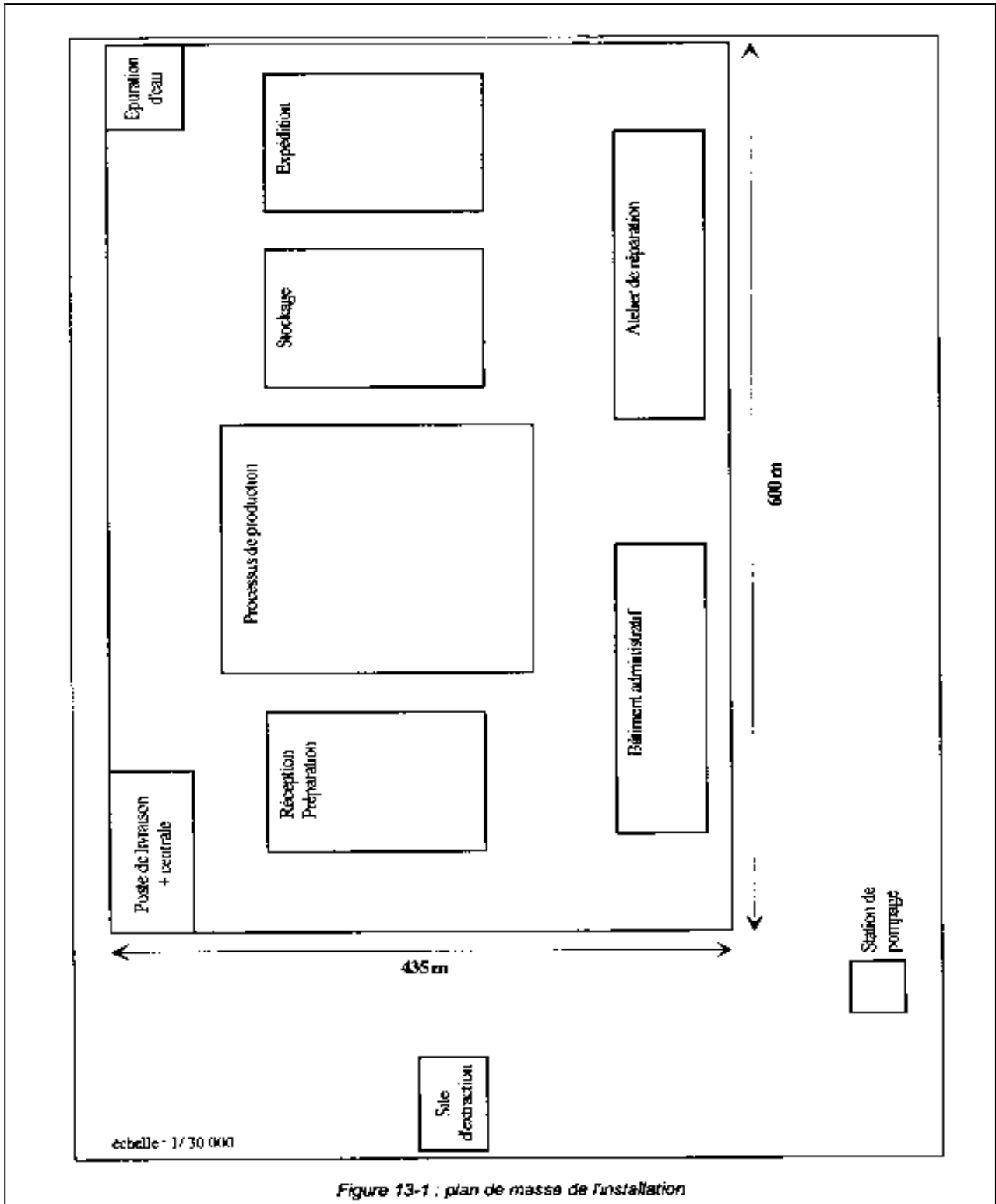
13.7.1. Description de l'installation

L'installation industrielle à alimenter est une usine de production qui s'étend sur une superficie de 26 hectares, elle est constituée de plusieurs bâtiments :

- une unité de réception-préparation
- un processus de production
- une unité de stockage
- une unité d'expédition
- un atelier de réparation
- une unité d'épuration d'eau
- un bâtiment administratif

situés à l'intérieur du site et de deux bâtiments à l'extérieur du site :

- une unité d'extraction
- une station de pompage.



13.7.2. Recueil des données

Seule les données utiles aux parties étudiées sont présentées.

■ puissance des récepteurs

Un bilan de puissance a été effectué dont les résultats sont donnés dans le tableau 13-3.

Les caractéristiques des **moteurs MT** sont données dans le tableau 13-1 :

Unité	Nombre	Rendement	$\cos \varphi$	P_m (kW) (1)	P (kW) (1)	Q (kvar)	S (kVA)	$\frac{C_{max}}{C_N}$	$\frac{I_d}{I_n}$	$\frac{C_d}{C_N}$	$\frac{C_{max}}{C_N}$
Production	2	0,95	0,9	450	474	229	526	2,4	5,7	0,75	2,4
	2	0,93	0,78	165	177	142	227	2,3	5,0	1,25	2,3
Réception-préparation	1	0,93	0,78	165	177	142	227	2,3	5,0	1,25	2,3
Stockage	1	0,93	0,78	165	177	142	227	2,3	5,0	1,25	2,3

(1) P_m : puissance mécanique

P : puissance électrique

Tableau 13-1 : caractéristiques des moteurs MT

■ équipements perturbateurs

Au niveau de l'unité de production, sont installés deux variateurs de vitesse pour moteurs asynchrones dont les caractéristiques sont présentées dans le tableau 13-2.

Type	P (kW)	$\cos \varphi$	S (kVA)	F_p	Q (kvar)	F_d	U_n (V)	Nombre
ATV 52 V	110	0,85	204	0,54	68	0,63	400	2

Tableau 13-2 : caractéristiques des variateurs de vitesse

■ contraintes imposées par le processus industriel

□ temps de coupure toléré

Le temps de coupure toléré est défini comme suit :

- aucune coupure n'est tolérée pour quelques moteurs vitaux, la commande du process et l'éclairage de sécurité ; soit une puissance totale de 250 kVA
- l'unité de production tolère une coupure de 10 s
- l'usine dispose d'une autonomie en matière première et en capacité de stockage de 8 heures, une coupure longue est donc autorisée sur les unités de réception - préparation, stockage et expédition.

□ charge délestable

Les charges qui peuvent être délestées en cas de défaillance du réseau public, sans incidence sur la production, représentent :

- 50 % de l'unité de réception-préparation
- 60 % de l'unité de stockage
- 60 % de l'unité d'expédition.

■ contraintes du réseau de distribution

- puissance de court-circuit égale à 200 MVA sur un réseau aérien 20 kV
- courant de défaut à la terre limité à 300 A
- continuité de service moyenne :
 - . coupures brèves : 50 à 100 par an
 - . coupures longues : 10 à 20 par an.
- les autres caractéristiques sont conformes à la norme EN 50160 (voir tableau 4-1).

13.7.3. Elaboration d'un premier schéma unifilaire

■ bilan des puissances (voir tableau 13-3)

Le bilan des puissances actives et réactives est indiqué pour chaque unité sur la base des puissances installées après application des facteurs d'utilisation et de simultanéité. Pour la détermination de la puissance totale de l'installation, on applique un facteur de simultanéité global de 0,9 à la somme des puissances de chaque unité.

		P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	$\cos \varphi$
Process de production	Variateurs	220	136	408	0,85
	Moteurs	300	225	375	0,80
	Eclairage	30	69	75	0,40
	Chauffage	300	0	300	1,00
	Total	850	430	953	0,89
Réception Préparation	Moteurs	150	113	188	0,80
	Eclairage	30	69	75	0,40
	Chauffage	150	0	150	1,00
	Total	330	182	377	0,88
Stockage	Moteurs	120	90	150	0,80
	Eclairage	45	103	113	0,40
	Chauffage	100	0	100	1,00
	Total	265	193	328	0,81
Expédition	Moteurs	192	144	240	0,80
	Eclairage	24	55	60	0,40
	Chauffage	100	0	100	1,00
	Total	316	199	373	0,85
Bâtiment administratif	Eclairage	30	69	75	0,40
	Chauffage	300	0	300	1,00
	Total	330	69	337	0,98
Atelier de réparation	Moteurs	80	60	100	0,80
	Eclairage	20	46	50	0,40
	Chauffage	60	0	60	1,00
	Total	160	106	192	0,83
Epuration d'eau	Moteurs	80	60	100	0,80
	Eclairage	3	7	8	0,40
	Chauffage	90	0	90	1,00
	Total	173	67	186	0,93
Extraction	Moteurs	128	96	160	0,80
	Eclairage	6	14	15	0,40
	Chauffage	50	0	50	1,00
	Total	184	110	214	0,86
Station de pompage	Total	160	120	200	0,80
Moteurs MT		2 x 474	2 x 229	2 x 526	0,90
		4 x 177	4 x 142	4 x 227	0,90
	Total	1 656	1 026	1 948	0,85
Total installation		4 424	2 502	5 082	0,87
Facteur de simultanéité global 0,9		x 0,9	x 0,9	x 0,9	
Bilan au point de livraison		3 982	2 252	4 575	

Tableau 13-3 : bilan des puissances de l'usine

■ choix des tensions

tension d'alimentation du distributeur

La tension 20 kV du réseau de distribution publique convient à la puissance appelée par l'usine qui avoisine 5 MVA. La puissance de court-circuit de 200 MVA est égale à 400 fois la puissance du plus gros récepteur. Les éventuelles perturbations générées par les récepteurs ne perturberont probablement pas le réseau de distribution publique.

tensions de distribution

Le choix d'une tension de distribution MT de 5,5 kV découle :

- de la présence de 6 moteurs MT répartis sur le site (voir tableau 13-2)
- des puissances appelées par chaque unité
- de l'étendue du site, comprenant des distances variant entre 300 m et 1 000 m.

Concernant la basse tension, une tension triphasée de 400 V est suffisante pour l'alimentation des plus gros récepteurs.

■ sources d'énergie

source principale

L'alimentation de l'usine sera assurée par 2 lignes 20 kV normale/secours issues de deux sources différentes (du même poste source mais de deux transformateurs distincts).

source de remplacement

En cas de défaillance du réseau public, l'alimentation de l'usine sera assurée par une source de remplacement raccordée au jeu de barres 5,5 kV du poste de livraison. Cette source alimentera, ilotée du réseau public, les charges non délestable en période d'orage ou d'indisponibilité des lignes 20 kV.

Elle sera couplée au réseau public en période d'EJP, afin d'effectuer des économies sur la facture d'énergie.

source de sécurité

Pour assurer la sécurité des personnes et des biens, on prévoit une alimentation sans interruption (ASI) pour les récepteurs vitaux suivants :

- 200 kVA pour le système de contrôle commande de la production
- 50 kVA d'éclairage de sécurité.

L'alimentation de cet ASI sera secourue par un groupe électrogène de 250 kVA qui débite sur le tableau BT de l'unité de production, afin de pallier l'autonomie limitée des batteries d'accumulateurs (10 à 30 min.).

■ choix des régimes de neutre

□ en moyenne tension

La présence de moteurs MT impose une limitation du courant de défaut à la terre à 30 A sur le réseau 5,5 kV. On opte pour un neutre mis à la terre par résistance de limitation.

□ en basse tension

- processus de production : les exigences sur la continuité de service imposent le choix du neutre isolé. Pour l'éclairage, on utilise un transformateur BT/BT pour passer au schéma de liaison à la terre TT.
- pour le reste de l'installation, on opte pour le schéma TT, notamment pour ne pas endommager les moteurs en cas de défaut à la terre.

■ structure du réseau

Les données et les éléments déterminés précédemment permettent d'établir un premier schéma unifilaire du réseau (voir fig. 13-2).

□ poste de livraison

Le poste de livraison est alimenté par 2 lignes 20 kV reliées à deux transformateurs 20 kV/5,5 kV débitant sur un jeu de barres 5,5 kV avec couplage.

□ réseau interne

- processus de production ; cette partie de l'installation sera alimentée en double antenne avec couplage sur la MT et la BT
- les unités de réception-préparation, de stockage et d'expédition seront alimentées en simple antenne
- le reste des unités sera alimenté en boucle ouverte (coupure d'artère) en raison des distances importantes.

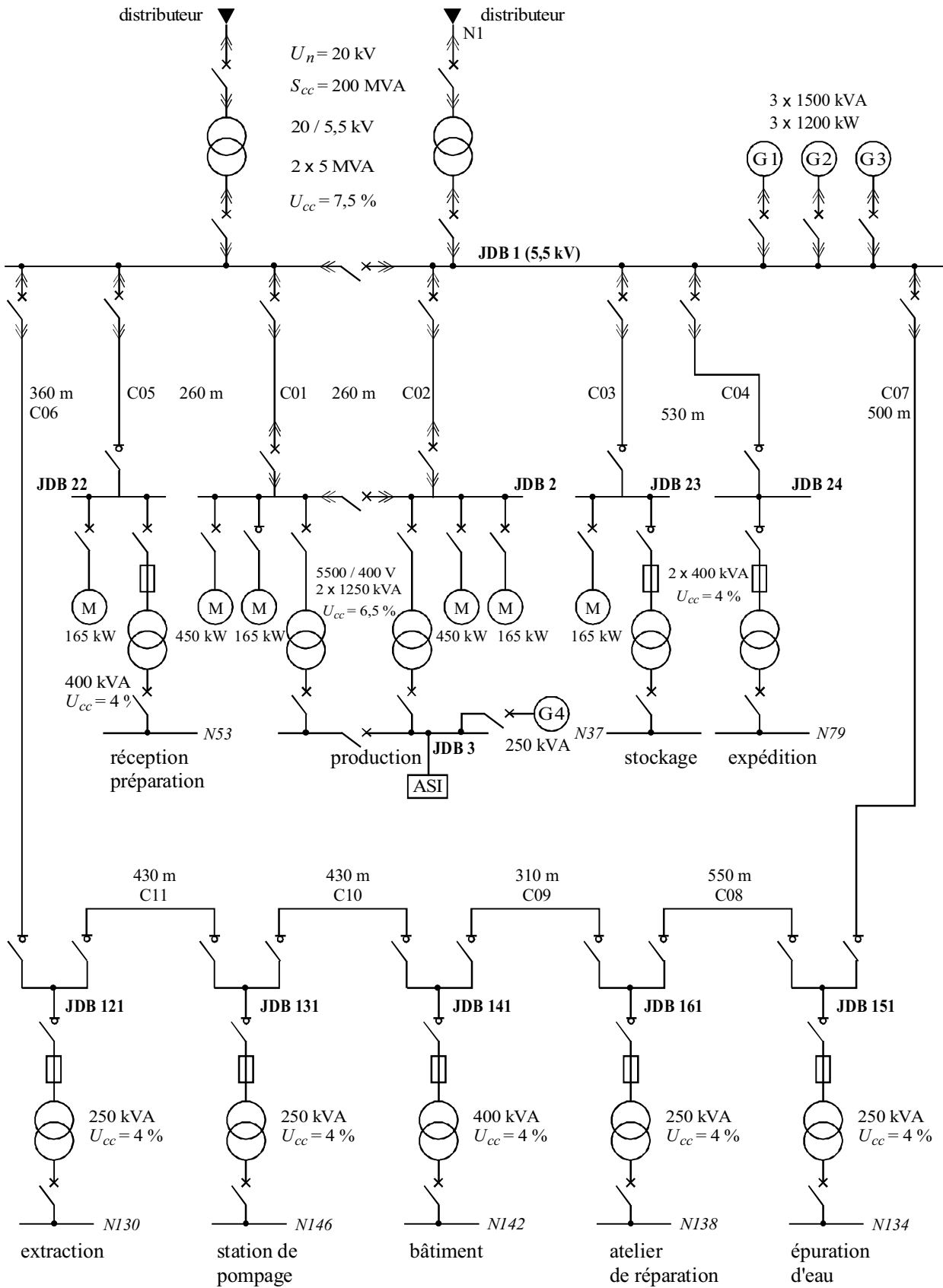


Figure 13-2 : schéma unifilaire de l'installation

13.7.4. Etudes techniques et validation du schéma unifilaire

■ choix des transformateurs

A défaut de connaître les courbes de charge de l'installation, les transformateurs sont choisis sur la base du bilan de puissance de l'installation.

Les caractéristiques des transformateurs sont données sur la figure 13-2.

■ choix des alternateurs

La puissance à secourir est déterminée à partir du bilan de puissance au point de livraison auquel on soustrait les charges délestables en leur appliquant le facteur de simultanéité global :

$$\begin{cases} P = 3\,982 - 0,9 \times [330 \times 0,6 - 265 \times 0,5 - 316 \times 0,5] = 3\,542 \text{ kW} \\ Q = 2\,252 - 0,9 \times [182 \times 0,6 - 193 \times 0,5 - 199 \times 0,5] = 1\,977 \text{ kvar} \\ S = 4\,575 - 0,9 \times [377 \times 0,6 - 328 \times 0,5 - 373 \times 0,5] = 4\,056 \text{ kVA} \end{cases}$$

On choisit trois alternateurs 1 500 kVA dont les caractéristiques sont données dans le tableau 13-4 :

Type	U_n (V)	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	X_d'' (%)	$\cos \varphi_n$
LSA 545A	5500	3 x 1200 = 3600	3 x 900 = 2700	3 x 1500 = 4500	18,4	0,8

Tableau 13-4 : caractéristiques des alternateurs

■ calcul des courants de court-circuit

Les calculs des courants de court-circuit sont effectués à l'aide du logiciel SELENA de Schneider pour les différentes configurations de source :

- réseau alimenté seulement par le distributeur
- réseau alimenté seulement par les alternateurs
- réseau alimenté par les alternateurs couplés au distributeur.

La méthode de calcul utilisée est conforme à la norme CEI 909.

■ détermination des sections de conducteurs

L'étude est limitée aux canalisations 5,5 kV.

□ caractéristiques des canalisations

Les canalisations sont constituées de 3 câbles unipolaires 6/10 (12) kV en cuivre isolés au PR, posés directement dans des caniveaux fermés dans une température de 30 °C. Les canalisations ne comportent pas de groupement de plusieurs circuits.

La canalisation correspond au mode de pose L4 (voir tableau 6-23).

La colonne (3) des tableaux de courant admissible doit être utilisée.

Les facteurs de correction à appliquer sont :

- mode de pose $f_0 = 0,8$
- température ambiante (voir tableau 6-24) : $f_1 = 1$
- groupement de plusieurs circuits (voir tableau 6-28) : $f_5 = 1$.

Le facteur de correction global est : $f = 0,8$.

□ unité de production : canalisations C01 et C02

• détermination du courant maximal d'emploi I_B

Les canalisations C01 et C02 peuvent se secourir mutuellement, elles doivent donc pouvoir alimenter la totalité du jeu de barres sur JDB2. Le tableau 13-5 donne le bilan de puissance sur JDB2 en supposant que le transformateur a un $\cos \varphi = 0,85$.

	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	$\cos \varphi$
Moteur de 450 kW	2 x 474	2 x 229	2 x 526	0,9
Moteur de 165 kW	2 x 177	2 x 142	2 x 227	0,78
Transformateur de 1 250 kVA	2 x 1 063	2 x 658	2 x 1 250	0,85
Total JDB2	3 428	2 058	3 998	0,86

Tableau 13-5 : bilan de puissance sur le jeu de barres JDB2

Le courant maximal d'emploi est donc :

$$I_B = \frac{3\,998}{\sqrt{3 \times 5\,500}} = 420 \text{ A}$$

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{f} = 525 \text{ A}$$

Le tableau 6-31 (colonne (3), PR, cuivre) donne une section minimale $S_1 = 180 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 550 \text{ A}$.

- **vérification de la contrainte thermique**

Les calculs effectués par le logiciel SELINA nous donne le courant de court-circuit maximal au niveau de JDB1 :

$$I_{cc} = 8,77 \text{ kA}$$

On suppose que le temps d'élimination maximal du court-circuit est $t = 1$ seconde.

La section des conducteurs satisfaisant à la contrainte du court-circuit est :

$$S_2 \geq \frac{I_{cc} \sqrt{t}}{k}$$

$k = 143$: valeur du coefficient correspondant à un conducteur en cuivre isolé au PR (voir tableau 6-35)

d'où $S_2 \geq 61 \text{ mm}^2$

La section minimale est donc $S_2 = 70 \text{ mm}^2$.

- **section à retenir**

$$S = 180 \text{ mm}^2$$

□ **unité de réception-préparation : canalisation C05**

• **détermination du courant maximal d'emploi**

Le tableau 13-6 donne le bilan de puissance sur le jeu de barres JDB22 en supposant que le transformateur a un $\cos \varphi = 0,85$.

	P (kW)	Q (kvar)	S (kVA)	$\cos \varphi$
Moteur de 165 kW	177	142	227	0,78
Transformateur de 400 kVA	340	210	400	0,85
Total JDB22	517	352	625	0,83

Tableau 13-6 : bilan de puissance sur le jeu de barres JDB22

Le courant maximal d'emploi est donc :

$$I_B = \frac{625}{\sqrt{3} \times 5500} = 66 \text{ A}$$

Le courant équivalent que le câble doit pouvoir véhiculer dans les conditions standards d'installation est :

$$I_z = \frac{I_B}{f} = 83 \text{ A}$$

Le tableau 6-31 (colonne (3), PR, cuivre) donne une section minimale $S_1 = 10 \text{ mm}^2$ qui a un courant admissible $I_0 = 93 \text{ A}$.

• **vérification de la contrainte thermique**

On suppose que le temps d'élimination maximal du court-circuit est le même que pour les canalisations C01 et C02 ($t = 1$ seconde), la section minimale vérifiant la contrainte thermique est donc $S_2 = 70 \text{ mm}^2$.

• **section à retenir**

$$S_2 = 70 \text{ mm}^2$$

□ autres canalisations 5,5 kV

Les courants maximaux d'emploi sont inférieures ou égales à celui de la canalisation C05.

La section est donc imposée par la contrainte thermique en cas de court-circuit.

Les sections à retenir sont donc : $S = 70 \text{ mm}^2$.

□ chutes de tensions

Les chutes de tension en régime normal sont inférieures à 1 %, en tout point du réseau 5,5 kV. Elles ne sont donc pas contraignantes.

□ tenue thermique des écrans de câbles

Le courant de défaut à la terre est limité à 30 A, ce qui n'impose aucune contrainte (voir tableau 6-37 à 6-39).

■ compensation de l'énergie réactive

La puissance réactive à compenser est calculée de façon à limiter à $\text{tg } \varphi_0 = 0,4$ au point de livraison.

□ détermination de la puissance réactive totale à compenser

Le bilan des puissances du tableau 13-3 donne les puissances totales suivantes :

$$P = 3\,982 \text{ kW}$$

$$Q = 2\,252 \text{ kvar}$$

$$S = 4\,575 \text{ kVA}$$

$$\cos \varphi = 0,87 \rightarrow \text{tg } \varphi = 0,567$$

On en déduit :

$$Q_C = P (\text{tg } \varphi - \text{tg } \varphi_0) = 3\,982 (0,567 - 0,4)$$

$Q_C = 665 \text{ kvar}$

□ choix de l'emplacement des condensateurs

On suppose que l'énergie réactive minimale appelée par l'usine est 150 kvar ; cette puissance sera installée au poste de livraison côté 5,5 kV, sur JDB1.

L'unité de production est le plus gros consommateur d'énergie et les moteurs MT et BT ont une courbe de charge très irrégulière. On installe donc des batteries de condensateurs en gradins sur les jeux de barres alimentant les moteurs, qui seront commandés par un relais varométrique de façon à épouser la courbe de charge :

- 6 x 50 = 300 kvar sur JDB 2
- 4 x 30 = 120 kvar sur JDB 3.

Le reste de la compensation est effectué par des batteries fixes :

- 50 kvar sur l'unité de réception-préparation
- 50 kvar sur l'unité de stockage.

Le tableau 13-7 donne un récapitulatif de l'emplacement des batteries de condensateurs.

Emplacement	Poste de livraison	Unité de production		Réception-préparation	Stockage	Total
		MT	BT			
Q_C (kvar)	150	300	120	50	50	670

Tableau 13-7 : emplacement des batteries de condensateurs

La puissance à compenser n'est pas très importante et est essentiellement située en MT. Les longueurs des liaisons MT étant assez faibles, les pertes joule dues à la puissance réactive sont presque négligeables. Il n'est donc pas utile de faire un calcul d'optimisation économique.

■ étude des harmoniques

L'alimentation sans interruption de puissance 250 kVA est munie d'un filtre d'entrée qui réduit les valeurs des courants harmoniques suffisamment pour qu'elles soient négligeables.

L'étude consiste à déterminer les taux de distorsion en courant et en tension générales par les variateurs de vitesse pour différentes configurations du réseau et de déterminer les moyens de les réduire à un niveau acceptable.

On se limitera à la branche du réseau reliant le poste de livraison aux générateurs d'harmoniques ; le reste du réseau est modélisé par des charges (P, Q) reliées aux jeux de barres JBD 1, JBD 2 et JBD 3 (voir fig.13-3).

Les deux variateurs de vitesse sont identiques et sont raccordés sur le jeu de barres JBD 3. Les valeurs des courants harmoniques qu'ils génèrent sont données dans le tableau 13-8.

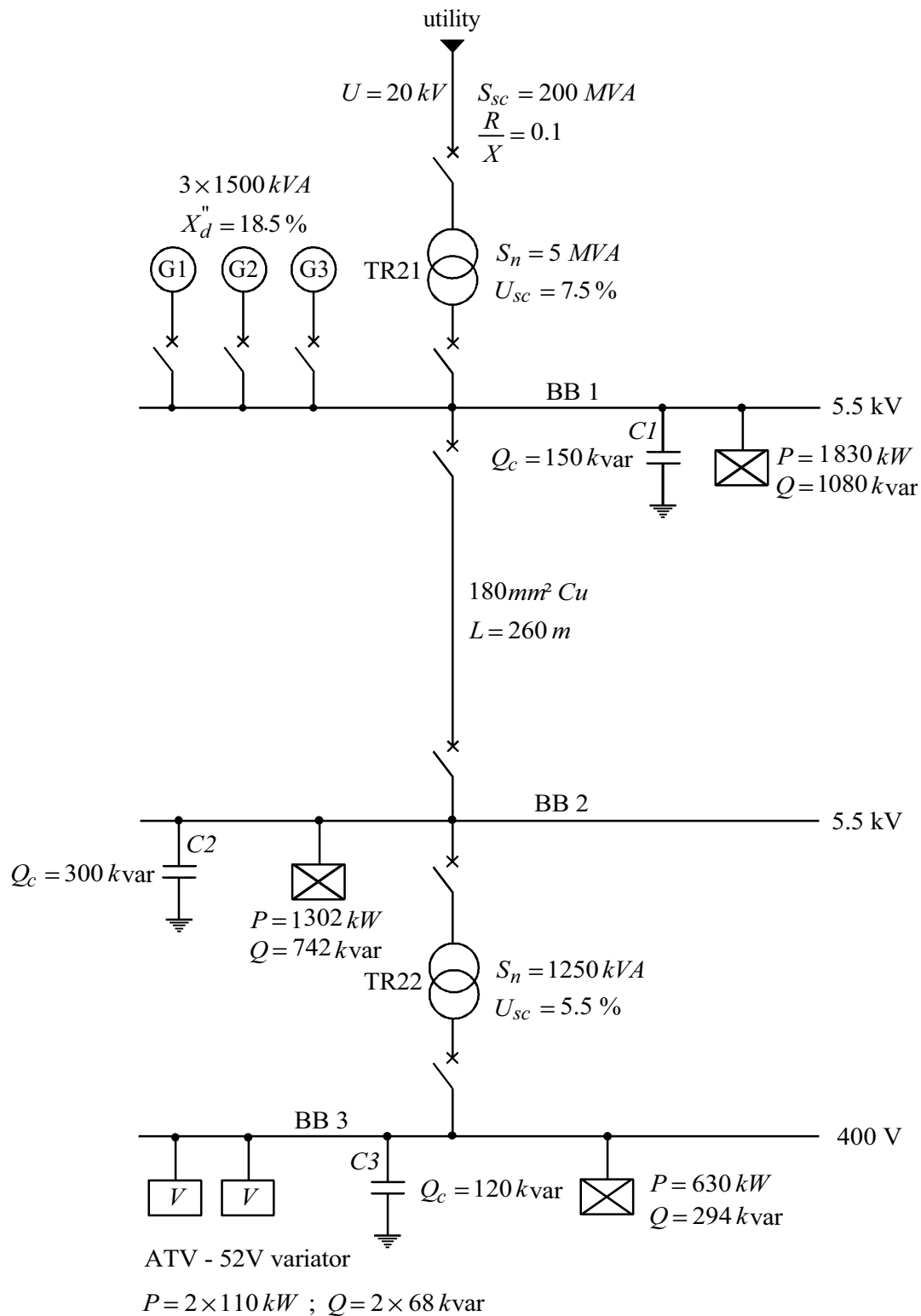
rang	1	5	7	11	13	17	19	23	25
courant (%)	100	85	72	41	27	8	5	6	5

Tableau 13-8 courants harmoniques générés par les variateurs ATV-52V

Les simulations ont été réalisées à l'aide du logiciel « harmonic » de Schneider pour différentes configurations des sources :

- EDF, usine alimentée par le distributeur seul
- EJP, usine alimentée par les groupes de secours, les condensateurs restant connectés
- EDF+EJP, usine alimentée par les deux sources en parallèle, les condensateurs restant connectés.

Nota : pour des raisons pédagogiques et afin d'effectuer des comparaisons, les condensateurs restent connectés lorsque les groupes de production fonctionnent. Dans la pratique, ceux-ci fournissent tout ou partie de la puissance réactive afin d'améliorer la stabilité du réseau (voir §9).



Pour chaque cas, 4 simulations différentes ont été réalisées :

- A : réseau avant compensation (sans condensateurs).
- B : réseau avec compensation définie dans le tableau 13-7.

- C : réseau avec compensation modifié pour déplacer la résonance vers un rang éloigné des courants harmoniques de valeur élevée. Pour réaliser cette modification, on installe 50 Kvar au lieu 120 Kvar sur JDB 3 ; la différence est installée sur JDB 1.
- D : réseau après installation sur le condensateur C3 d'une inductance anti-harmonique accordée sur le rang 3,8 ; dans le cas de la compensation du cas B.
- E : réseau après installation sur JDB 3 de shunts résonants accordés sur les rangs 5 et 7.

Les résultats des simulations sont présentés dans le tableau 13-9.

Source	Type de simulation	distorsion en tension (%)			surcharge condensateur (%)			déclassement des transformateurs (k)	
		JDB 1	JDB 2	JDB 3	C1	C2	C3	TR21	TR22
EDF	A	2.6	2.6	9.0	--	--	--	0.99	0.96
	B	7.2	7.2	13	115	117	160	0.98	0.93
	C	6.8	6.8	10.9	112	113	181	0.99	0.93
	D	8.4	8.4	10.5	138	138	128	0.98	0.97
	E	6.1	6.1	6.2	--	--	130/150*	0.99	0.98
EJP	A	4.3	4.3	10.6	--	--	--	--	0.96
	B	13.8	14.1	21.6	148	149	224	--	0.89
	C	10.8	11.0	16.3	121	122	209	--	0.93
	D	6.8	6.8	9.1	115	115	--	--	0.96
	E	3.5	3.5	2.2	107	107	146/121*	--	0.98
EDF+EJP	A	1.8	1.8	8.3	--	--	--	0.99	0.96
	B	8.6	9.1	18.8	142	148	290	0.98	0.88
	C	8.0	8.5	15.1	137	141	255	0.99	0.92
	D	4.9	4.9	8.9	120	120	--	0.99	0.96
	E	3.6	3.6	5.5	114	114	149/128*	0.99	0.99

(*)les deux valeurs correspondent respectivement aux charges des condensateurs des filtres des rangs 5 et 7.

Tableau 13-9 : résultats des simulations

□ Interprétation des résultats

- Les résultats obtenus pour les 3 configurations de source sans compensation mettent en évidence l'influence de l'impédance de court-circuit sur les taux de distorsion harmoniques
- L'installation des condensateurs augmente les taux de distorsions du fait des résonances harmoniques. Ils dépassent largement les niveaux de compatibilité de la norme CEI 1000-4-2 (voir tableau 8-20)

- L'installation d'une inductance anti-harmonique limite fortement les distorsions en tension, les surcharges des condensateurs et les facteurs de déclassement des transformateurs, mais de façon insuffisante.
- L'installation des shunts résonants accordés sur les rangs 5 et 7 limite fortement les distorsions en tensions. Le taux maximal (6,2% sur JDB 3) est enregistré sur EDF, il reste acceptable. Avec l'association d'un troisième shunt accordé sur le rang 11, on obtient des taux de distorsion très faibles (1,8% sur JDB 3), compatibles avec l'utilisation de récepteurs très sensibles (classe 1).

Ainsi, tout ou partie des condensateurs peuvent être déconnectés dans ces configurations.

□ **Interprétation des courbes d'impédances**

Les courbes des figures 13-4 à 13-8 représentent l'impédance du réseau vue des bornes des variateurs de vitesse dans le cas de l'alimentation par EJP (cas généralement le plus contraignant). Elles illustrent les taux de distorsion obtenus au niveau du jeu de barres alimentant les variateurs (JBD 3).

Avant compensation (cas A), l'impédance du réseau est proportionnelle au rang de l'harmonique.

La compensation (cas B) provoque une résonance proche du rang 7, dont la valeur du courant harmonique est élevée. Le taux de distorsion est donc important. Le déplacement des condensateurs (cas C) diminue la résonance proche du rang 7, mais de façon insuffisante.

L'installation d'une inductance anti-harmonique (cas D) réduit l'impédance sur le rang 7. Par contre, une résonance proche du rang 9 apparaît. Elle est due à une résonance entre les condensateurs MT et le réseau amont.

Les shunts résonants de rang 5 et 7 (cas E) diminuent la résonance proche du rang 9. Il n'existe pas d'impédance de valeur élevée sur les rangs d'harmonique fournis par les variateurs. Le taux de distorsion est alors réduit à une valeur acceptable.

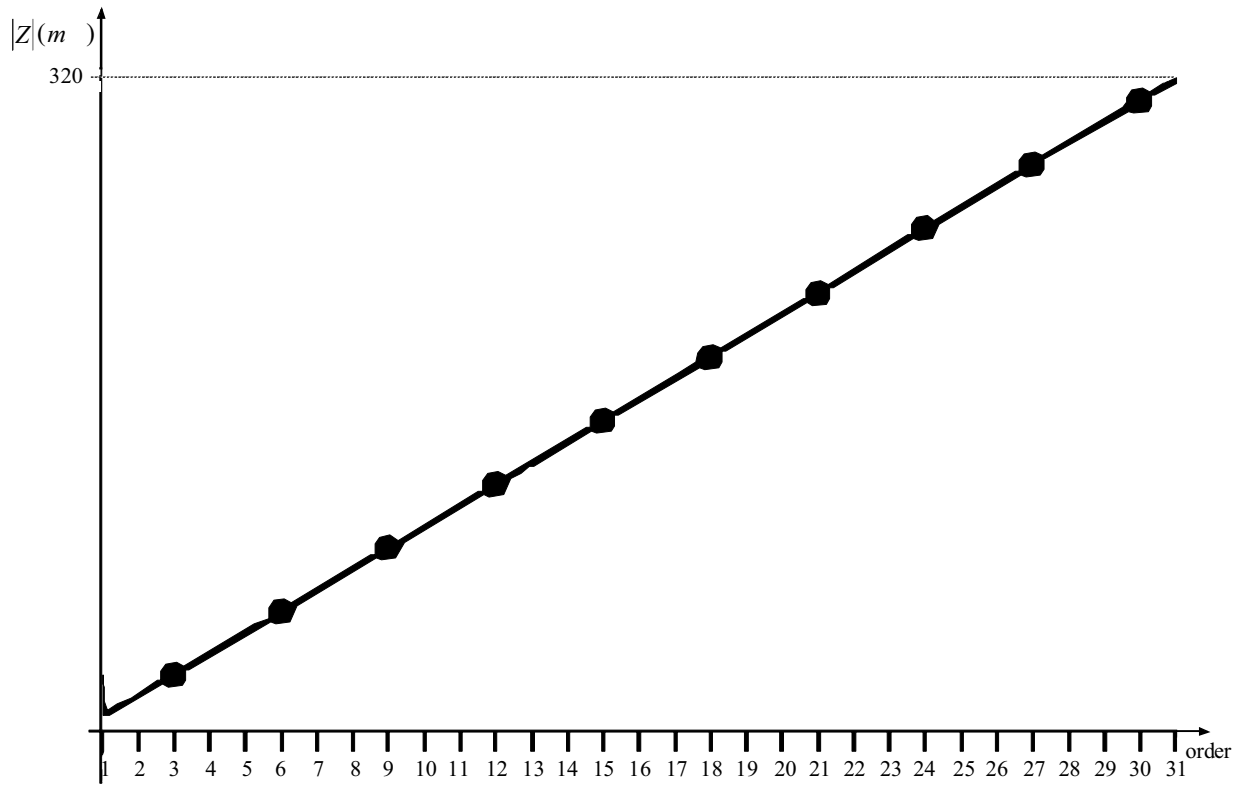


figure 13-4 : réseau alimenté par EJP, cas A

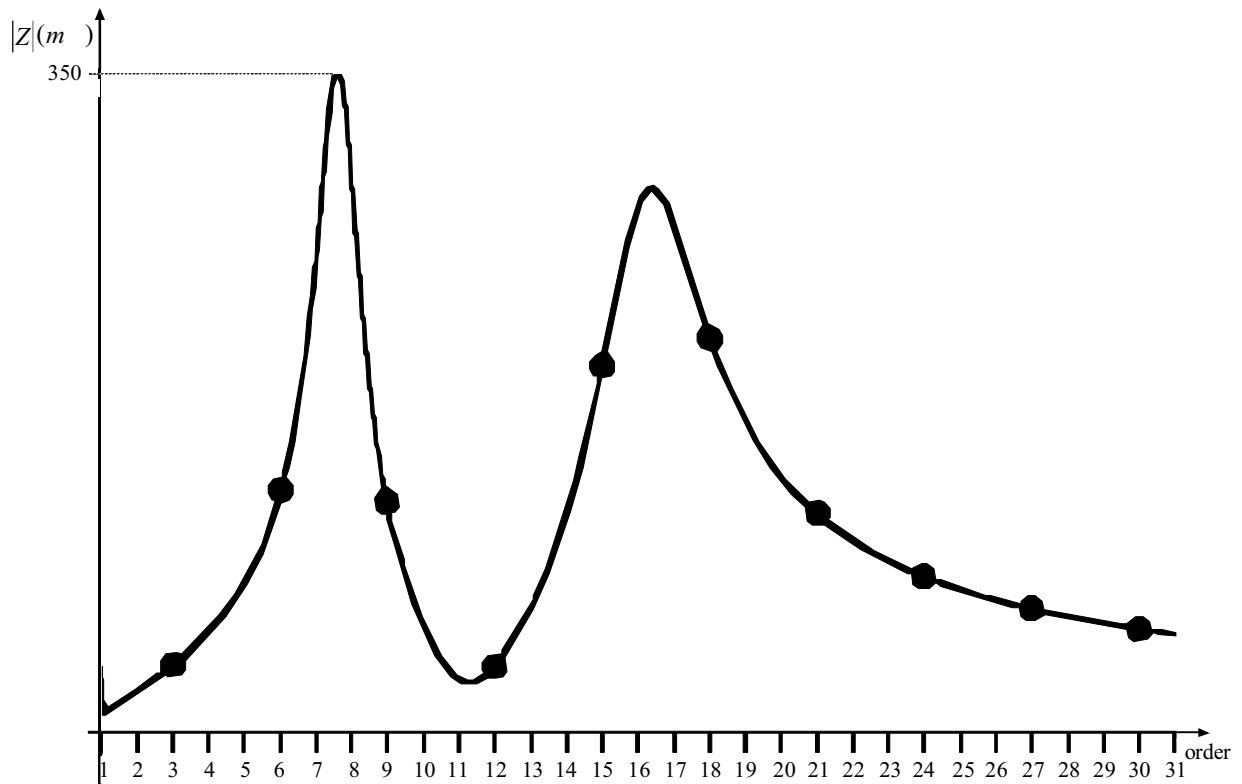


Figure 13-5 : réseau alimenté par EJP, cas B

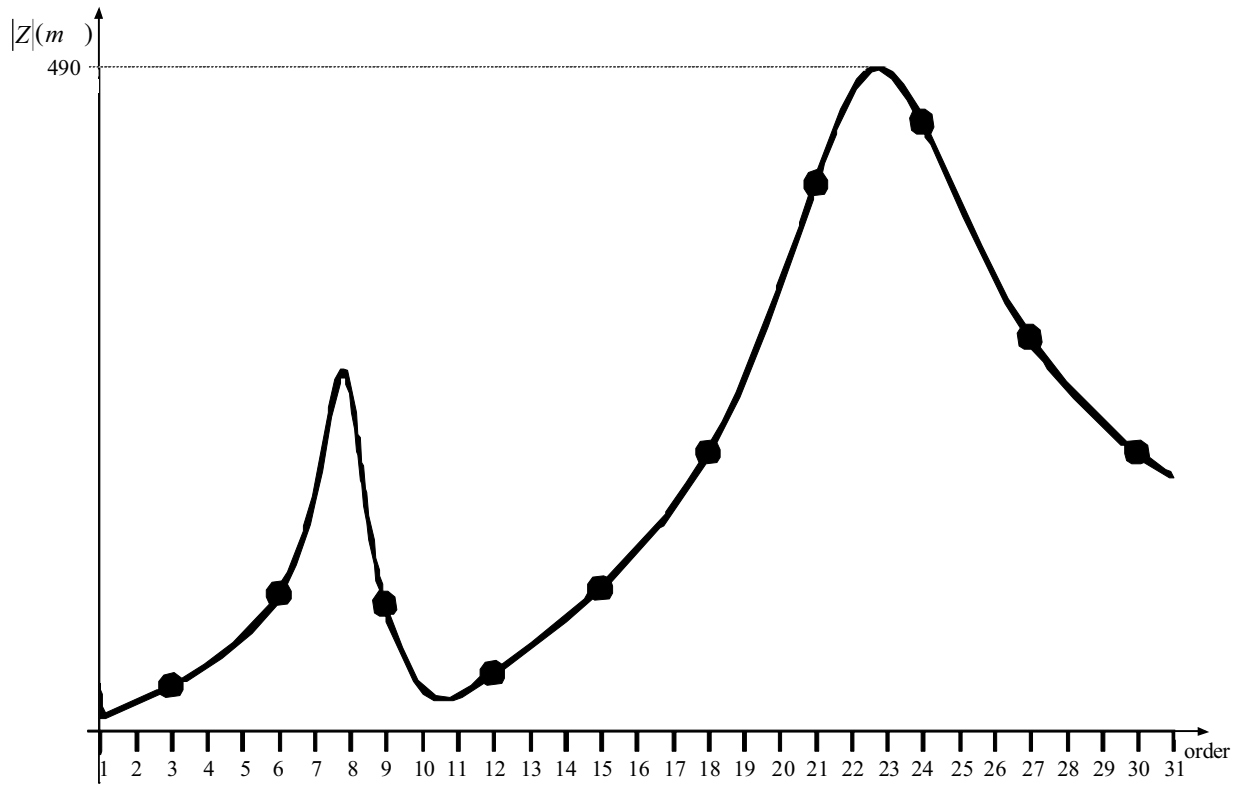


Figure 13-6 : réseau alimenté par EJP, cas C

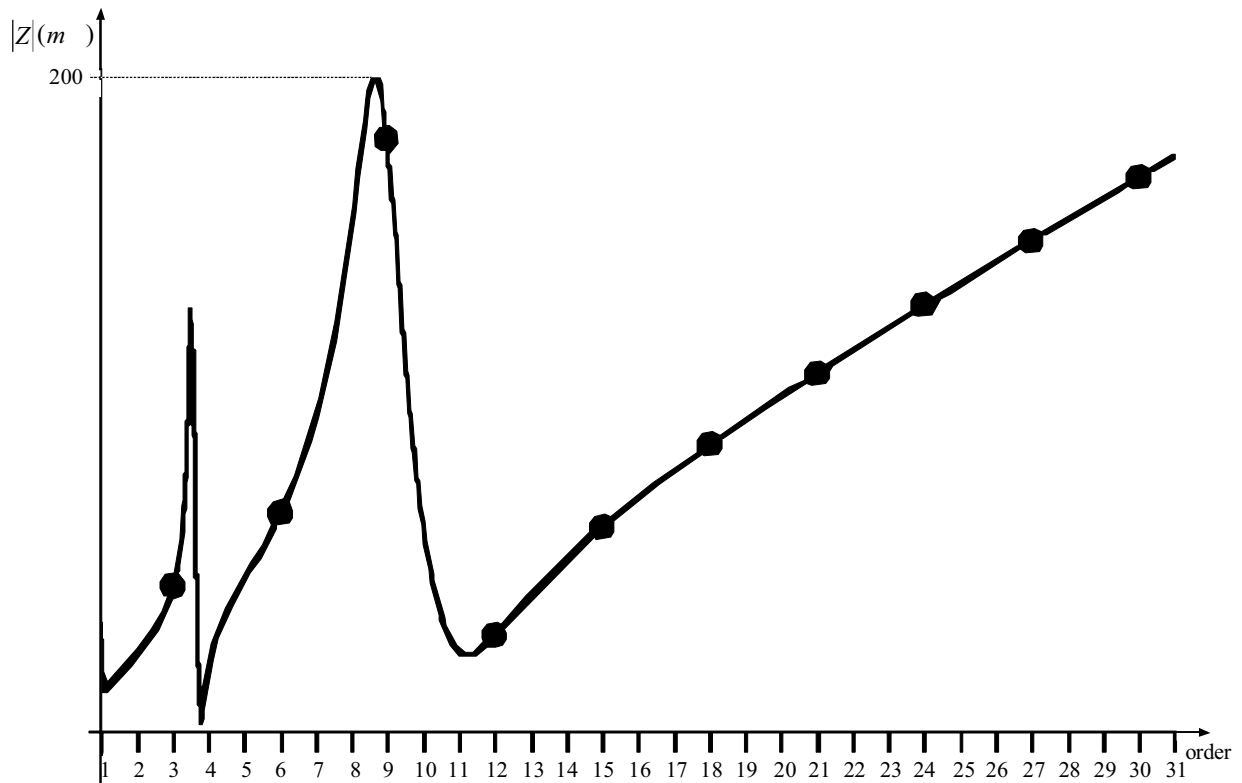


Figure 13-7 : réseau alimenté par EJP, cas D

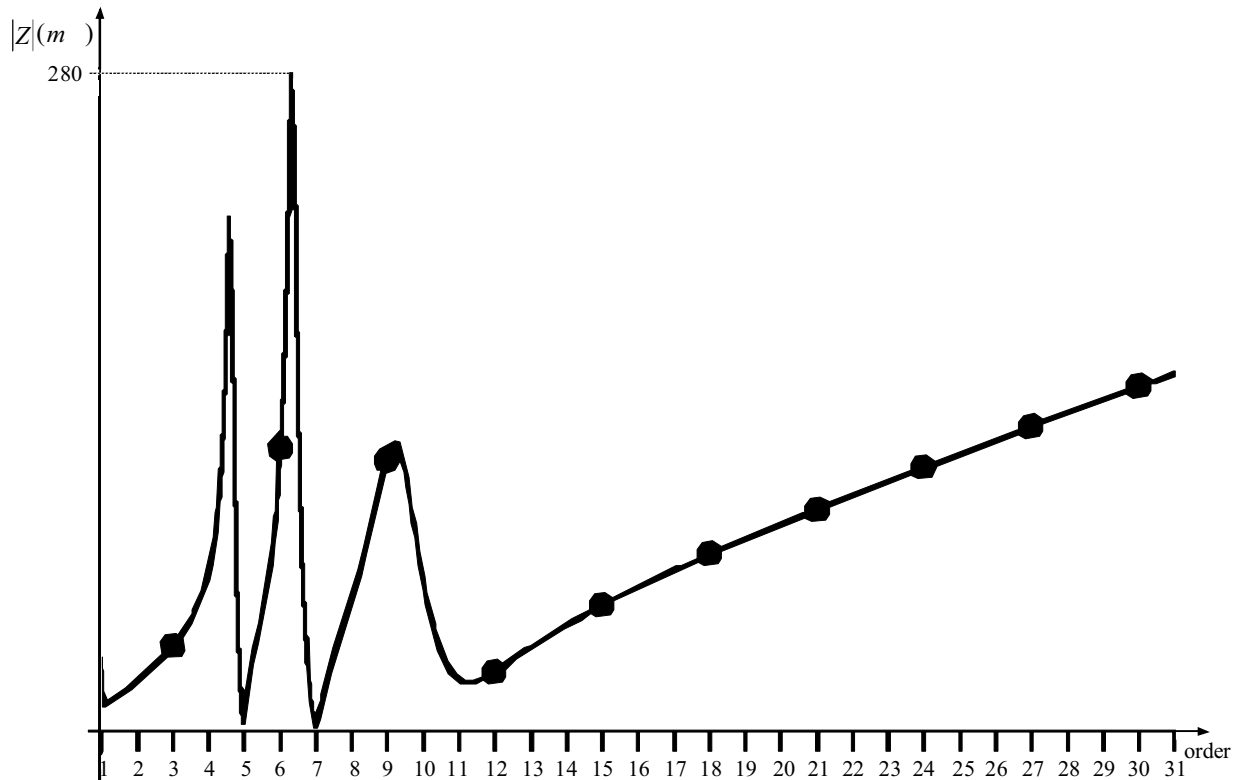


Figure 13-8 : réseau alimenté par EJP, cas E

■ Etude de la sélectivité des protections

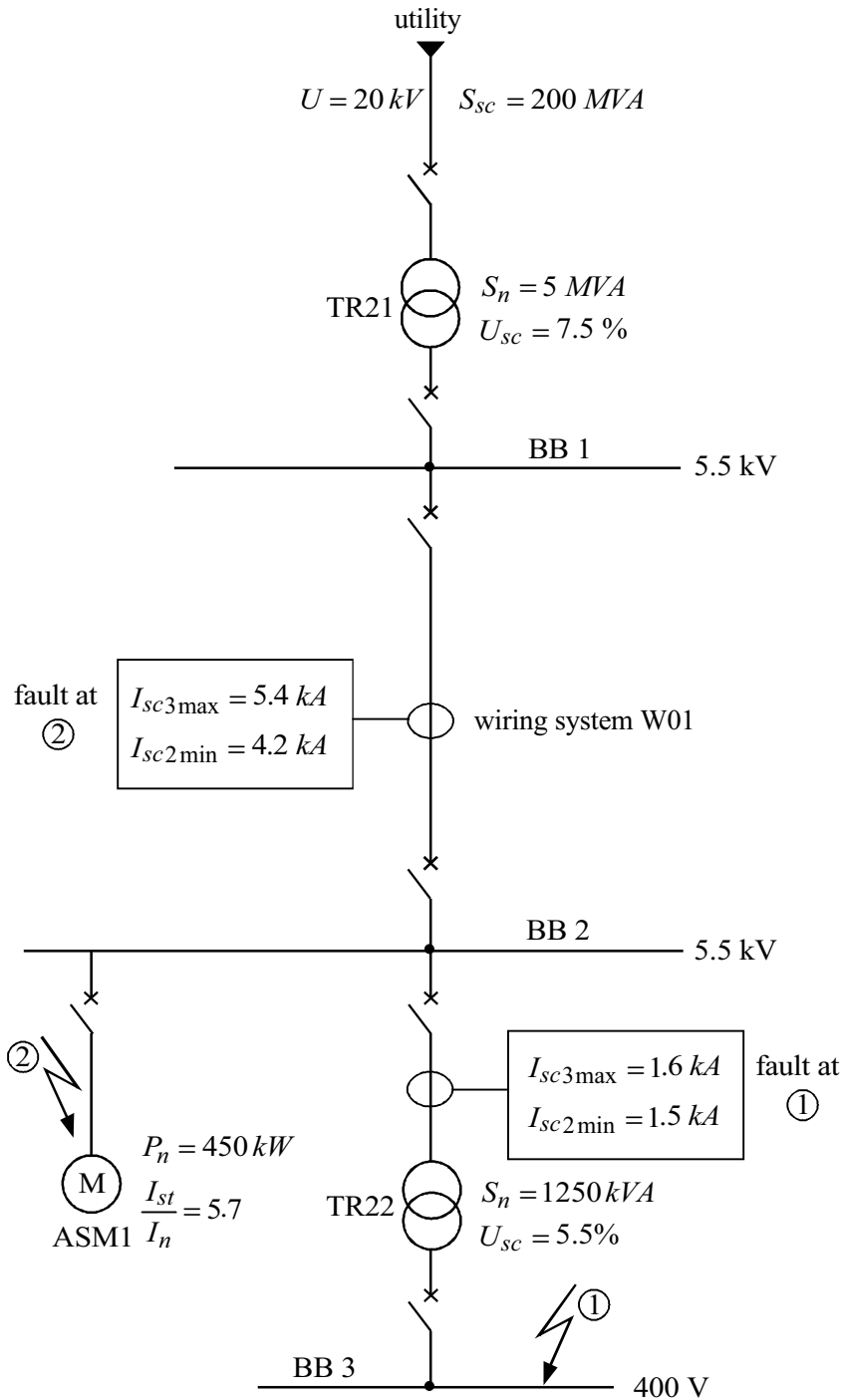
On se propose d'étudier la sélectivité des protections à maximum de courant phase pour trois éléments du réseau MT (voir fig.13-9) :

- Le transformateur MT/BT de l'unité de production, TR22
- Le moteur MT, ASM1
- Le câble MT, C01.

Obtenir la sélectivité quelle que soit la configuration des sources (EDF seul, EJP seul, EDF+EJP) est parfois difficile, voire même impossible. Dans ce dernier cas, il faut prévoir deux plans de protection, un pour EDF et EDF+EJP et un autre pour EJP seul. Un changement de configuration de source provoquera, le cas échéant, la modification des réglages des protections (le Sepam 2000 offre cette possibilité).

On se limite à l'étude du cas de l'alimentation par le réseau EDF seul.

Les calculs des courants de court-circuit et les simulations de courbes de sélectivité sont effectués à l'aide du logiciel SELENA.



$I_{cc3\ max}$: court-circuit triphasé maximal
 $I_{cc2\ min}$: court-circuit biphasé minimal

Figure 13-9 : valeurs des courants de court-circuit

□ Protection du transformateur TR22

Le transformateur est protégé par une protection à double seuil côté primaire, le seuil bas agissant en secours de la protection côté secondaire (voir § 10.3.4.3.2 du *Guide des protections*).

Voir la courbe 1 de la figure 13-10.

Seuil haut : $I_{h.set} \geq 1.25 \times I_{sc \max LV} = 1.25 \times 1600 = 2000 \text{ A}$
 $I_{h.set} = 2 \text{ kA}$
 $t_{h.set} = 0.1 \text{ s}$

Seuil bas : $I_{l.set} \leq 0.8 \times I_{sc \min LV_{HV}} = 0.8 \times 1500 = 1200 \text{ A}$
 $I_{l.set} = 1.2 \text{ kA}$
 $t_{l.set} = 0.4 \text{ s}$

Les courbes de la figure 13_10 montrent que la protection n'est pas activée lors de l'enclenchement du transformateur.

□ **Protection du moteur ASM1** (voir §10.4.1 du guide des protections)

Voir la courbe 1 de la figure 13-11.

La condition à satisfaire pour le réglage de la protection est :

$$I_{m.set} = 1.3 I_{st}$$

Le courant de démarrage est :

d'où $I_{st} = 5.7 I_n = 315 \text{ A}$
 $I_{m.set} = 410 \text{ A}$

on prendra une temporisation $t_{m.set} = 0.1 \text{ s}$

La figure 13-11 montre que la sélectivité est assurée avec l'amont.

□ **Protection de la canalisation C01**

Voir les courbes des figures 13-10 et 13-11.

La sélectivité avec les protections du transformateur TR 22 et du moteur ASM1 est de type chronométrique.

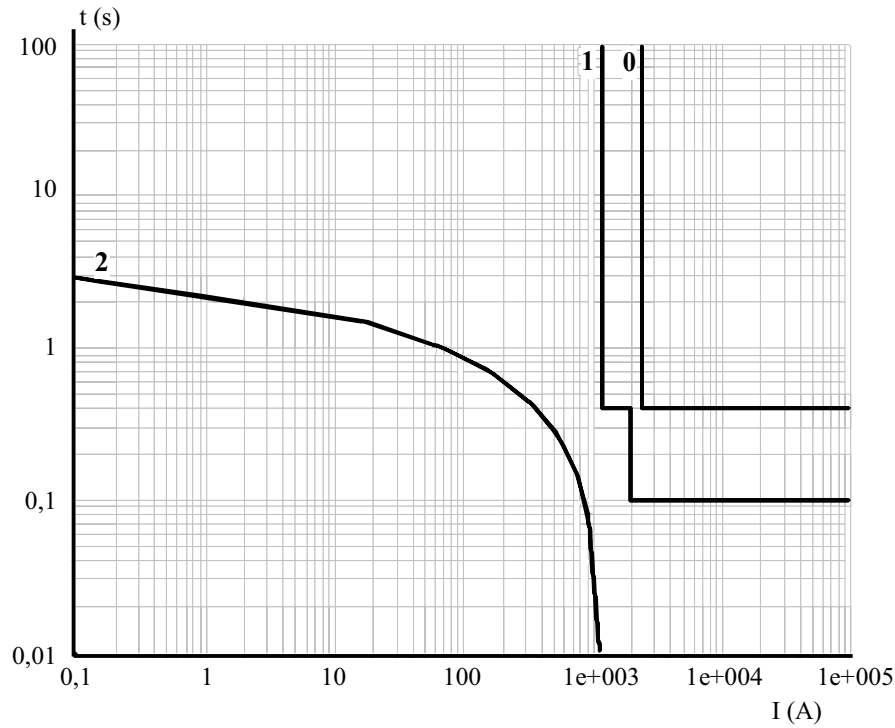
Les conditions à satisfaire pour le réglage de la protection sont :

$$\begin{aligned} - I_{w.set} &\leq 0.8 \times I_{sc, \min, BB2} = 0.8 \times 4200 = 3.4 \text{ kA} \\ - I_{w.set} &\geq 1.25 \times I_{h.set} = 2.5 \text{ kA} \quad \text{and} \quad I_{w.set} \geq 1.25 \times I_{m.set} = 0.51 \text{ kA} \\ - t_{w.set} &\geq t_{h.set} + \Delta t = 0.4 \text{ s} \quad \text{and} \quad t_{w.set} \geq t_{m.set} + \Delta t = 0.4 \text{ s} \end{aligned}$$

On choisit alors les réglages suivants :

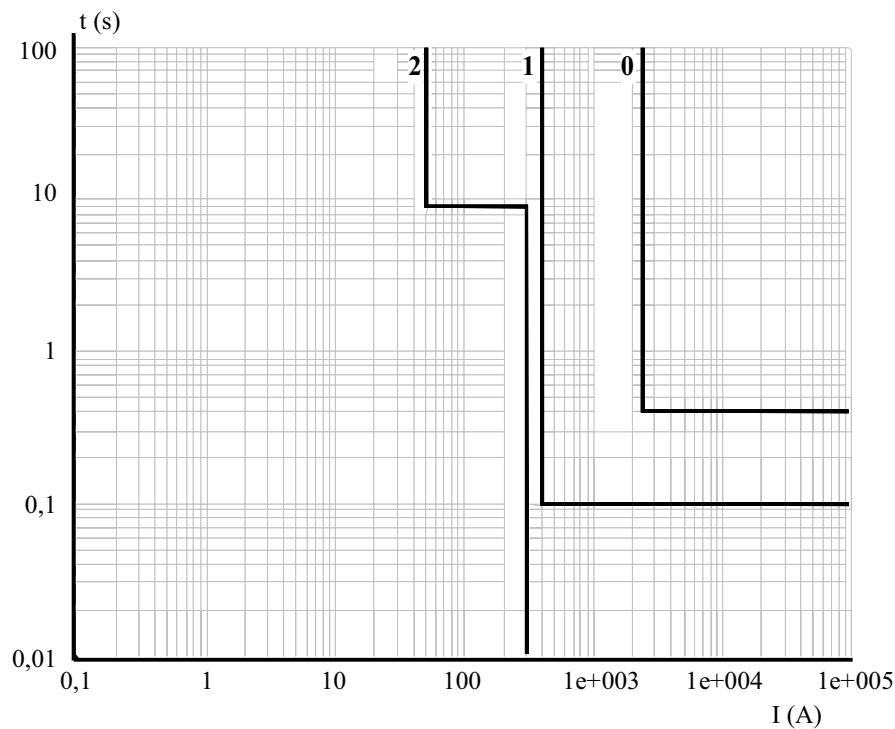
$$I_{rc} = 2,5 \text{ kA}$$

$$t_{rc} = 0,4 \text{ s}$$



- 0 : courbe de la protection de la canalisation C01
- 1 : courbe de la protection du transformateur TR22
- 2 : courant déclenchement du transformateur TR22

Figure 13-10 : courbes de sélectivité du transformateur



- 0 : courbe de la protection de la canalisation C01
- 1 : courbe de la protection du moteur ASM1
- 2 : courant de démarrage du moteur ASM1

Figure 13-11 : courbes de sélectivité du moteur

■ Etude de démarrage des moteurs

L'étude a été effectuée par des simulations sur le logiciel « start'n Go » de Schneider :

- Pour le moteur le plus puissant de l'installation
- Pour le démarrage simultané des 4 moteurs MT de l'unité de production en utilisant un moteur « équivalent » (le logiciel ne permet d'étudier qu'un seul moteur à la fois).

□ Etude du démarrage du moteur 450 kW

- **Caractéristiques de l'ensemble moteur – charge** (voir tableau 13-10)

Eléments	P_n (kW)	Rendement	Vitesse Tr/min	Moment d'inertie (kg m ²)	U_n (V)	$\cos \varphi$
Moteur Asynchrone	450	0,95	1485	135	5500	0,9
Compresseur sans ventelles	300	–	1485	200	–	–

Tableau 13-10 : caractéristiques de l'ensemble moteur – charge

Nota : Les autres caractéristiques du moteur sont données dans le tableau 13-1.

- **Diagnostic du démarrage**

- Durée du démarrage : 8.9 s

- Intensité du démarrage : 296 A

Le courant de démarrage donné par le constructeur est déterminé pour une puissance de court-circuit, sa valeur est de 315 A. La valeur déterminée par le logiciel est plus faible car celui-ci tient compte de la chute de tension au point de raccordement du moteur.

- Chutes de tension :

6,26% sur le jeu de barres JDB 2

5,93 % sur le jeu de barres JDB 1

1,57% au point de livraison (20kV)

Ces valeurs sont acceptables pour le moteur et les autres récepteurs alimentés par JDB 2 et JDB 1, et pour le distributeur dont la variation de tension doit être inférieure à 4 % (voir tableau 4.1, EN 50 160).

- Echauffement du moteur :

Le logiciel possède une base de données des contraintes admissibles au démarrage, déterminée à partir des caractéristiques d'échauffement des moteurs. Celle-ci nous fournit les contraintes admissibles par notre moteur, soit $922kA^2 \times s$ à froid et $298kA^2 \times s$ à chaud. La contrainte réalisée au démarrage est de $602kA^2 \times s$. Le moteur supportera donc le démarrage à froid, mais pas le démarrage à chaud.

□ **Etude du démarrage simultané des 4 moteurs MT de la production**

Les caractéristiques des moteurs sont donnés dans le tableau 13-1.

On suppose que les valeurs des moteurs sont données dans le tableau 13-1.

On suppose que les valeurs des moments d'inertie de chaque moteur et de chaque charge sont connues.

On détermine un $\cos\phi$ de chaque moteur en leur affectant un coefficient égal à la puissance :

$$\cos\phi = \frac{\sum_{i=1}^4 P_i \cos\phi_i}{\sum_{i=1}^4 P_i} = \frac{(474 \times 2 \times 0.9) + (177 \times 2 \times 0.78)}{2 \times 474 + 2 \times 177} = 0.87$$

On détermine de la même manière le courant de démarrage équivalent :

$$\frac{I_{st}}{I_n} = \frac{(474 \times 2 \times 5.7) + (177 \times 2 \times 5)}{2 \times 474 + 2 \times 177} = 5.5$$

On en déduit les caractéristiques de l'ensemble moteur – charge équivalent (voir tableau 13-11).

Eléments	$P_n(kW)$	Rendement	Vitesse Tr/min	Moment d'inertie (kg m ²)	$U_n (V)$	$\cos\phi$	$\frac{I_d}{I_n}$
Moteur équivalent	1230	0,95	1485	370	5500	0,87	5,5
Charge équivalente	900	—	1485	600	—	—	—

Tableau 13-11 : caractéristiques de l'ensemble moteur – charge équivalent

- **Diagnostic du démarrage**

- Durée du démarrage : 13,7 s
- Intensité de démarrage : 765 A
- Chutes de tension :

16,2% sur le jeu de barres JDB 2

15,4% sur le jeu de barres JDB 1

Les chutes de tension sont importantes et risquent de perturber le réseau. D'autre part, les moteurs subissent un échauffement important au démarrage, car la chute de tension provoque une augmentation de la durée du démarrage. Il sera donc préférable de démarrer les moteurs successivement.