



**André SASTRE**

Dès 1966 il se spécialise dans les mesures électrotechniques et les automatismes industriels.  
Ingénieur autodidacte en 1971.  
Il entre chez Merlin Gerin en 1988 et participe à la création de l'activité Protection-Contrôle-Commande HTA.  
Il est maintenant chargé de l'animation du réseau commercial pour cette activité.

**n° 174**

**protection des  
réseaux HTA  
industriels et  
tertiaires**

## lexique

---

### **AMDEC :**

méthode d'étude, «Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité», dans laquelle selon une définition de la CEI 812 «un mode de défaillance est un effet par lequel on observe la défaillance d'un élément du système étudié».

### **BTA et BTB :**

catégories de tensions définies par le décret du 14 novembre 1988 :

#### ■ en alternatif

50 V < BTA ≤ 500V

500 V < BTB ≤ 1000V

#### ■ en continu (taux d'ondulation < 10 %)

120 V < BTA ≤ 750V

750 V < BTB ≤ 1500V

Ces deux catégories sont regroupées dans le domaine I selon la CEI 364 et NF C 15-100,

### **courant différentiel résiduel :**

somme vectorielle des courants parcourant tous les conducteurs actifs (phases et neutre) d'un circuit en un point de l'installation (aussi appelé courant résiduel).

### **électrisation :**

action de communiquer une charge électrique à un corps, état d'une personne reliée à un élément sous tension.

### **électrocution :**

mort accidentelle causée par le courant électrique, phase ultime de l'électrisation.

### **HTA et HTB :**

les niveaux de tensions font l'objet de différents classements selon les décrets, les normes, et autres spécifications particulières telles celles de certains distributeurs d'énergie, ainsi en ce qui concerne les tensions alternatives supérieures à 1 000 V :

- le décret français du 14 novembre 1988 définit deux domaines de tension : HTA = 1 kV < U ≤ 50 kV, HTB = U > 50 kV.

■ la publication CEI 71 précise des gammes de tensions les plus élevées pour le matériel :

□ gamme A = 1 kV < U < 52 kV,

□ gamme B = 52 kV ≤ U < 300 kV,

□ gamme C = U ≥ 300 kV.

Une révision est prévue, elle retient seulement deux gammes :

□ gamme I = 1 kV < U ≤ 245 kV,

□ gamme II = U ≥ 245 kV.

### **mesure RMS -Root Mean Square- :**

valeur du courant efficace, courants harmoniques compris =

$$I_{\text{eff}} = \sqrt{I_{h1}^2 + I_{h3}^2 + I_{h5}^2 + \dots + I_{hn}^2 + \dots}$$

avec

h1 = harmonique de rang 1,

h3 = harmonique de rang 3,

hn = harmonique de rang n.

### **Pcc :**

puissance de court-circuit.

### **stabilité dynamique d'un réseau :**

faculté qu'a un réseau, comportant plusieurs machines tournantes asynchrones et synchrones, de reprendre un fonctionnement normal à la suite d'une perturbation brutale ayant entraîné une modification provisoire (cas d'un court-circuit) ou définitive (ouverture d'une ligne) de sa configuration.

---

# protection des réseaux HTA industriels et tertiaires

## sommaire

<b>1. protection électrique et sûreté</b>	les conséquences d'un défaut électrique	p. 4
	le besoin de l'exploitant	p. 4
	la structure d'un réseau électrique	p. 4
	le plan de protection	p. 5
	la sélectivité	p. 7
	la fiabilité des protections	p. 8
	les fonctions de protection et de contrôle-commande réunies	p. 8
<b>2. les types de sélectivité et de protection</b>	sélectivité ampèremétrique	p. 10
	sélectivité chronométrique	p. 10
	sélectivité logique	p. 11
	protection différentielle	p. 12
	protection directionnelle	p. 14
	protection à minimum d'impédance	p. 15
	la sélectivité optimale	p. 16
	synthèse d'emploi des différents types de protections	p. 18
<b>3. emploi des protections</b>	précautions de choix et d'emploi des protections	p. 19
	précautions relatives aux capteurs	p. 20
	précautions relatives au réseau	p. 21
<b>4. guide de choix</b>		p. 22
<b>5. conclusion</b>		p. 24
<b>6. informations pratiques</b>	données nécessaires pour réaliser une étude de sélectivité	p. 25
	diagramme de sélectivité	p. 25
<b>7. bibliographie</b>		p. 27

La protection des réseaux électriques nécessite la mise en œuvre de nombreuses et différentes techniques dont l'organisation, ou plan de protection, nécessite les compétences d'un spécialiste.

En effet, ce travail impose de connaître les règlements et les normes, mais aussi de concilier des aspects technico-économiques qui parfois s'opposent. Ce spécialiste doit satisfaire le besoin de l'exploitant en termes de sécurité et de disponibilité de l'énergie électrique. L'atteinte de cet objectif de sûreté dépend pour une très grande part de la sélectivité entre les dispositifs de protection.

Pour permettre à un non spécialiste de dialoguer utilement avec le concepteur d'une installation électrique HTA, ce Cahier Technique aborde simplement ces techniques de protection et de sélectivité. Un lecteur déjà informé pourra entamer sa lecture à partir du deuxième chapitre, et un praticien se porter directement au chapitre trois.

# 1. protection électrique et sûreté

## les conséquences d'un défaut électrique

Les conséquences d'un défaut électrique sont multiples, parfois non évidentes, à priori difficiles à imaginer, voici quelques exemples :

- en aval du défaut, le réseau mis hors tension entraîne un arrêt partiel et inopiné de l'exploitation ;
- le siège du défaut est souvent endommagé, d'où démontage, réparation, remplacement, retour en usine, expertise... ;
- pendant la durée du défaut, le personnel est confronté à un risque d'électrisation, de brûlures (effets thermiques), voire même de traumatismes (projection ou chute).

Des conséquences peuvent être ressenties également sur les parties saines du réseau, par exemple lors d'un court-circuit :

- chute de tension préjudiciable aux accrochages électriques, aux automates et équipements informatiques.

- perte de stabilité des machines tournantes qui peut, même après élimination du défaut, s'aggraver jusqu'à entraîner l'effondrement total de la distribution et des sources de secours prévues pour assurer la continuité de l'alimentation.

Ainsi donc, dans presque tous les cas, un défaut provoque une interruption d'alimentation et de production.

Interruption qui, du fait des contraintes économiques, est de moins en moins acceptable.

L'arrêt d'exploitation peut cependant être circonscrit à une zone du réseau selon :

- le lieu du défaut,
- l'efficacité des protections,
- la technique de sélectivité mise en œuvre.

Cette réduction du risque d'interruption est obtenue par un plan de protection bien établi. Le rôle des protections est de provoquer rapidement la mise hors tension de la partie du réseau affectée par le défaut afin d'en limiter les conséquences. La sélectivité vise à ne mettre hors tension que cette partie du réseau et seulement celle-ci (cf. fig. 1).

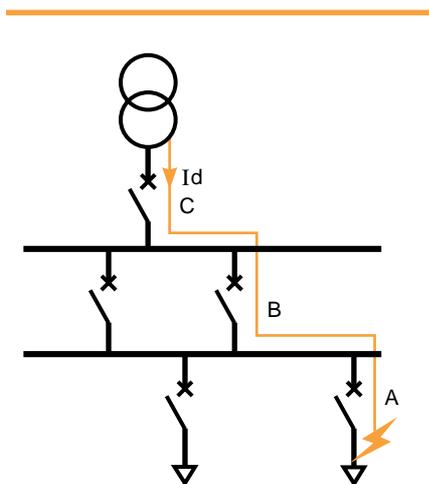


fig. 1 : il y a sélectivité entre les protections A et B ainsi que B et C lorsque pour tout défaut en aval de A, seul le disjoncteur A s'ouvre, alors que le courant de défaut  $I_d$  a aussi été détecté par B et C.

## le besoin de l'exploitant

Si ce besoin devait être exprimé par un seul mot, ce serait **SÛRETÉ**.

Ce mot a plusieurs acceptions (cf. Cahiers Techniques n° 134 et 144), dans ce document les deux sens retenus sont :

- sécurité
- disponibilité, mais abordés sous l'angle des protections électriques.

Ainsi, les dispositifs de protection ont une forte incidence sur la sécurité, car ils doivent éliminer au plus vite un défaut pour protéger les personnes et les biens contre ses conséquences (accident corporel, dégât matériel).

Ces mêmes dispositifs influent fortement sur la disponibilité, car :

- leur sélectivité limite la zone affectée par un défaut,
- ils minimisent le délai de rétablissement de la tension,
- par leurs auto contrôles, mieux leurs auto diagnostics, ils réduisent le risque de non fonctionnement et de déclenchement intempestif,
- ils donnent à l'exploitant la possibilité de diagnostiquer à distance (c'est la fonction communication),

- ils peuvent intégrer des automatismes de reprise de service (relestage, séquences de redémarrage, permutation...).

Il convient de remarquer que la sécurité s'oppose à la disponibilité puisque les dispositifs automatiques de protection provoquent souvent des interruptions de service. Ainsi le niveau de sûreté retenu pour une installation est le résultat d'un compromis qui tient compte d'une multitude de choix formalisés par le plan de protection.

En conséquence toute modification, en cours d'étude ou ultérieure, doit être soigneusement analysée quant à ses répercussions sur la sécurité et la disponibilité. Pour cela, les différents niveaux de sûreté recherchés sur un réseau doivent impérativement être fixés :

- dès l'étude de conception, donc bien avant le choix des constituants,
- et lors du choix du mode de conduite.

## la structure d'un réseau électrique

Elle est souvent représentée par un schéma unifilaire qui précise les principaux constituants du réseau (transformateur, alternateur, machines,...) et comment ils sont liés entre eux (ligne, jeu de barres, ...). Le niveau de continuité de service dépend fortement de sa structure.

En effet les types de protections et les techniques de sélectivité sont choisis selon le schéma retenu (en antenne, double dérivation, boucle, simple ou double jeu de barres,...), mais aussi selon la position relative des constituants (cf. Cahier Technique n° 169).

Pour satisfaire le besoin de l'exploitant le plus économiquement possible, la méthode suivante peut être conseillée, elle comporte quatre phases :

- 1 - se fixer les objectifs de sûreté par zone d'utilisation de l'énergie,
- 2 - créer une structure de réseau en partant des utilisations (schéma unifilaire),
- 3 - élaborer le plan de protection qui précise le choix des techniques de protection et l'étude de sélectivité,

4 - vérifier que les objectifs de sûreté sont tenus.

Si ce n'est pas le cas, il faut modifier partiellement la phase 2 (structure), puis recommencer les phases 3 et 4.

Pour les seules études de disponibilité les concepteurs peuvent utiliser des systèmes experts. Par exemple le système ADELIA est couramment employé lors des études de réseaux de distribution d'énergie confiés à la Société Merlin Gerin. Ces systèmes travaillent à partir des données de fiabilité AMDEC -Analyse des Modes de Défaillance, de leurs Effets et de leur Criticité- et des arbres de défaillance (cf. Cahier Technique n° 144). Il est ainsi possible de chiffrer la disponibilité de différentes structures pour ensuite sélectionner la plus adéquate.

## le plan de protection

C'est un ensemble cohérent et efficace de protections choisies dans le but de satisfaire aux objectifs de disponibilité de l'énergie, de sécurité des personnes et des équipements.

Le plan de protection précise les conditions d'action et de non action des protections en période de défauts, lors des transitoires normales (dues aux manœuvres d'exploitation, par exemple), mais aussi en présence d'harmoniques, de perturbations induites et/ou rayonnées...

Le plan s'appuie sur des données générales et inhérentes à l'installation considérée, telles que :

- les règlements,
- les normes,
- les habitudes,
- les conditions d'exploitation,
- les récepteurs,
- le régime de neutre,
- la coordination des protections,
- les conséquences d'un défaut,
- la présence de diverses sources d'énergie (ou non).

Toutes ces données répertorient les différents risques potentiels qui sont très variés, souvent interdépendants et difficilement quantifiables. Par exemple :

- ceux liés à la structure du réseau (en antenne, en boucle fermée, sources en parallèle, délestage, régime de neutre,...), qui sont reliés au type de régime de neutre retenu, mais aussi à l'environnement (voie d'accès, humidité, altitude,...).

■ ceux inhérents aux récepteurs : un transformateur n'est pas sujet aux mêmes risques qu'un moteur, un laminoir n'a pas les mêmes contraintes qu'un concasseur...

En final, pour tous les constituants du réseau, y compris les générateurs, les conducteurs et les récepteurs, le plan de protection définit au minimum les choix et réglages des dispositifs de protection contre les défauts de court-circuit phase-phase et phase-terre.

### Les règlements

Ce sont tous les textes de loi, ou ayant valeur de loi, qui imposent des choix incontournables (par exemple : en France le décret concernant la protection des travailleurs).

### Les normes

Il faut toujours considérer les normes applicables à l'installation concernée. Pour les installations électriques les normes à appliquer dépendent des niveaux de tension de chaque circuit et sont généralement assujetties à différents paramètres. Ainsi, en France la norme NF C 13-200 qui a pour domaine d'application «Les installations privées à haute tension» prend aussi en compte le climat et l'environnement.

### Les habitudes

Bien qu'elles concernent les choix de structure, de type de protection comme de mode d'exploitation, les habitudes ne sont pas toujours écrites.

Cependant leur application rend l'exploitation plus aisée : l'utilisateur n'est ainsi confronté qu'à des principes de fonctionnement qu'il connaît bien.

### Les conditions d'exploitation

Conduite centralisée ou non du réseau, possibilité de conduite locale, constitution des équipes, astreinte sur place ou non, délai d'intervention, etc, sont autant de conditions qui influent sur le plan.

### Les récepteurs

Tous les récepteurs ont leur propre influence : les moteurs par leurs caractéristiques de démarrage, les alternateurs par leurs réactances, les transformateurs par leur tension de court-circuit, les câbles par leurs capacités et leurs tenues au court-circuit,...

### Le régime de neutre

(cf. Cahier Technique n° 62)

Le schéma des liaisons du réseau à la terre, ou régime de neutre, est

déterminé en fonction du niveau recherché pour :

- la sécurité du personnel et des équipements,
  - les impératifs de continuité de service.
- Il doit tenir compte :
- de la qualification du personnel d'exploitation,
  - des risques de détérioration du matériel,
  - de la volonté de limiter les surtensions.

Le régime retenu affecte la valeur du courant de défaut terre fixée par le système de mise à la terre, valeur qui résulte d'un compromis entre

■ avoir un courant suffisamment fort pour

- réaliser une bonne sélectivité : le courant résiduel doit être détecté sans être confondu avec les courants capacitifs des liaisons saines (câbles),
- se protéger contre les surtensions par réduction d'impédance entre le réseau et la terre ;

■ et avoir un courant faible pour limiter les dégâts (notamment dans les machines tournantes et les transformateurs) mais aussi les risques d'incendie ou d'explosion dans les zones sensibles (pétrochimie, mines,...).

Pour une installation existante, les protections mises en œuvre et l'étude de sélectivité sont directement influencées par le régime de neutre existant.

Pour une installation nouvelle, l'étude de sélectivité permet de valider les options retenues (régime de neutre, valeur maximale du courant de défaut terre et l'emplacement adéquat du système de mise à la terre), sinon d'aider à faire d'autres choix.

### La coordination des protections

Par coordination il faut comprendre "mettre en harmonie le fonctionnement des dispositifs de protection", et plus précisément "veiller à leur sélectivité".

Il est rare qu'un réseau de distribution électrique soit totalement indépendant d'une autre installation, en particulier cette coordination est impérative entre

- le réseau de l'installation projetée et celui de l'installation existante, ou entre
- le réseau de l'installation projetée et le réseau amont et/ou public.

Son étude se fait à partir :

- des courbes de fonctionnement des protections, par exemple il est judicieux de prévoir une protection à temps

extrêmement inverse pour «se coordonner» avec un fusible ;  
 ■ des temps de déclenchement (sélectivité).

**Nota** : les distributeurs publics d'énergie électrique imposent généralement des réglages maximaux applicables au poste de livraison (en France, EDF demande pour les postes HTA 20 kV un temps de 0,2 s).

Une étude de coordination, précise les temps d'élimination des défauts qui doivent être :

- satisfaisants pour la sécurité du personnel,
- conformes à la tenue du matériel, (échauffement, tenue aux efforts électrodynamiques),
- sélectifs avec les installations voisines.

### Les conséquences d'un défaut

Ce sont les accidents corporels, les dégâts voire destructions de matériel, les pertes de production...

Elles sont estimées en termes de risques :

- pour le personnel, à partir du courant de défaut, de l'élévation du potentiel des masses accessibles, de l'impédance des circuits de terre... Ils diminuent si le temps de contact, direct ou indirect avec une partie sous tension, est court.
- pour le matériel, à partir de sa tenue thermique et/ou électrodynamique, des probabilités de brûlage ou de perforation des tôles de circuits magnétiques des équipements, de sa sensibilité aux manques ou baisses de tension.
- les échauffements et efforts électrodynamiques affectent plus la durée de vie du matériel lorsqu'ils sont importants et maintenus. Les interrompre rapidement évite un vieillissement rapide (fatigue) du matériel.
- les manques de tension, souvent dus à un défaut détecté par un appareil de protection. Ils concernent tout le réseau aval.

- ils peuvent être brefs, c'est le cas de coupures suivies de réenclenchements automatiques ou de permutation de source. Ils gênent surtout les matériels électroniques (régulation, informatique,...), moins les machines à forte inertie (four, ventilateur,...).  
 - ils peuvent être longs du fait des travaux préalables de remise en ordre avant la remise sous tension, et alors affecter financièrement l'entreprise.

□ les baisses de tension, souvent dues à un court-circuit. Elles sont plus importantes lorsqu'elles sont proches du point de défaut, elles peuvent être source de graves désordres, même sur les parties saines du réseau. Limiter la durée de tous ces défauts de tension contribue à réduire leurs incidences sur les utilisations.

■ selon le type d'équipement (moteurs synchrones ou asynchrones, transformateurs enrobés ou immergés, alternateurs...).

■ en fonctionnement séparé du réseau de distribution publique, selon l'importance relative des puissances cumulées des machines tournantes (moteurs et alternateurs) il est possible qu'une perte de stabilité entraîne l'effondrement total de la distribution et des sources de secours sensées assurer la pérennité de l'alimentation. Il est à noter que même après l'élimination du défaut, cette perte de stabilité peut s'aggraver.

Le maintien en service de toutes les machines tournantes, synchrones et asynchrones, est d'autant plus probable que le creux ou manque de tension est de plus courte durée. En résumé il s'avère que la rapidité d'élimination d'un défaut est essentielle pour réduire les risques, de plus elle améliore la disponibilité et la maintenabilité.

Une fois estimées, les conséquences d'un incident sont discutées pour finalement être acceptées ou refusées, avec des dispositions particulières :

- sélectivité partielle,
- transformateur d'isolement,
- régime de neutre temporaire,
- protection chronométrique ou logique,
- autorisation ou non du fonctionnement des sources en parallèle,
- générateur homopolaire sur jeu de barres,
- etc.

### Présence de sources diverses

Lorsqu'un réseau peut, pendant certaines périodes, être alimenté selon des configurations et des sources différentes, il faut pour chaque cas, déterminer les courants de court-circuit phase-phase et phase-terre. Ils sont généralement très différents et leur connaissance est indispensable pour assurer la protection et la sélectivité dans tous les cas. Les protections nécessitent alors des seuils et temporisations différents selon les configurations (cf. fig. 2a). Il est

notamment nécessaire de «doubler» les fusibles par des protections indirectes pour assurer la sélectivité lorsque les courants de défaut peuvent être de faible intensité (forte impédance lors du défaut ou puissance limitée de la source) ; cas présenté dans la figure 2b où

$$I_{CC\text{transformateur}} \gg I_{CC\text{alternateur}}$$

Une solution pratique est le téléajustage, mais la solution idéale est la télévalidation ou choix à distance de valeurs prédéfinies et testées (cf. fig. 2c).

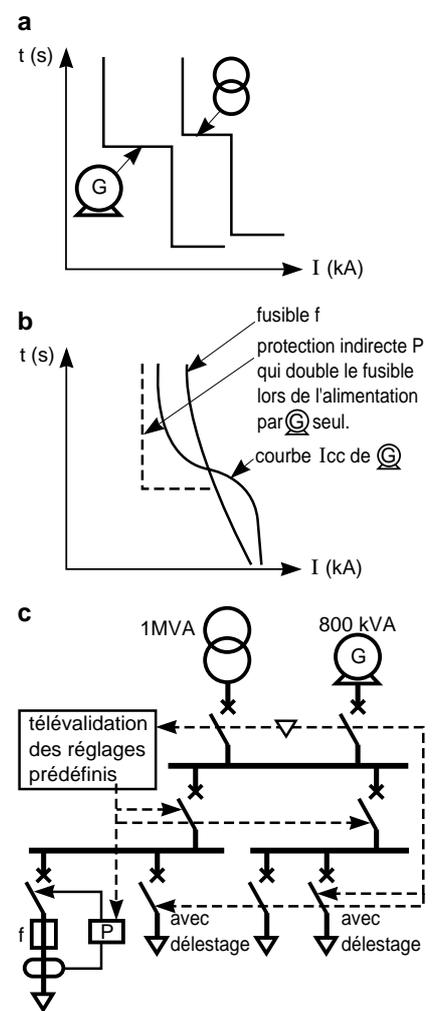


fig. 2 : exemple d'intérêt de la télévalidation. Lors du changement de la source d'alimentation, il est nécessaire d'adapter les réglages des protections des départs par changement de seuil (a) et/ou mise en service de protection complémentaire (b). La télévalidation (c) améliore la sûreté (disponibilité et sécurité).

## la sélectivité

La sélectivité consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci. Elle organise les déclenchements, des différents dispositifs de protection phases et terre, qui doivent être les plus rapides possible (cf. Cahier Technique n° 62).

Pour cela chaque installation fait normalement l'objet d'une «étude de sélectivité». Son but est de confirmer que tout défaut envisageable sera bien éliminé dans les limites techniques fixées pour le matériel d'installation (ex. : pouvoir de coupure) et pour les utilisations (ex. : durée maximale d'interruption). Pour ce faire, l'architecture la plus appropriée est recherchée en plaçant ou non des protections en tel ou tel point de l'arborescence du réseau électrique.

### Contenu d'une étude de sélectivité

Dans la pratique, une étude de sélectivité consiste à déterminer les différents réglages (temporisations et seuils) des appareils de protection tout en vérifiant la compatibilité entre les temps d'intervention définis pour les appareils amont et ceux définis pour les appareils aval.

Une telle étude est un travail important car :

- elle considère les différentes valeurs des courants de défauts pouvant apparaître en différents points d'un réseau ;
- elle vérifie que chaque défaut probable peut être éliminé par deux protections différentes, pour palier l'éventuelle défaillance de la protection la plus proche ou d'un de ses éléments associés tels que filerie, réducteurs, disjoncteur, connectique...

A noter que les réglages des appareils en amont du réseau (arrivée) sont souvent imposés par le distributeur d'énergie, et ceux des appareils en aval (départs) le sont par le circuit de plus forte puissance.

### Présentation d'une étude de sélectivité

Une telle étude doit comprendre :

- la description des modes d'exploitation retenus pour l'étude,
- un schéma unifilaire simplifié,
- les diagrammes de sélectivité, ceux des protection de phases, et ceux des protections de défaut «terre»,
- une note technique,
- le carnet de réglage.

#### ■ schéma unifilaire simplifié.

Il représente l'ossature du réseau, les organes de manœuvres essentiels, les protections repérées (cf. fig. 3a).

#### ■ diagrammes de sélectivité.

Sur ces diagrammes (cf. fig. 3b) sont

visualisés les courbes de déclenchement de chacune des protections avec leurs repères correspondants à ceux notés sur le schéma unifilaire (cf. fig. 3a).

#### ■ note technique.

Elle décrit les principes de sélectivité qui ne peuvent pas être représentés par les diagrammes (sélectivités logique et différentielle par exemple). Elle présente et explique les résultats, notamment la durée de déclenchement obtenue au niveau du disjoncteur de tête. Elle signale les risques et si nécessaire propose des solutions qui, comme indiqué précédemment, peuvent influencer l'architecture de

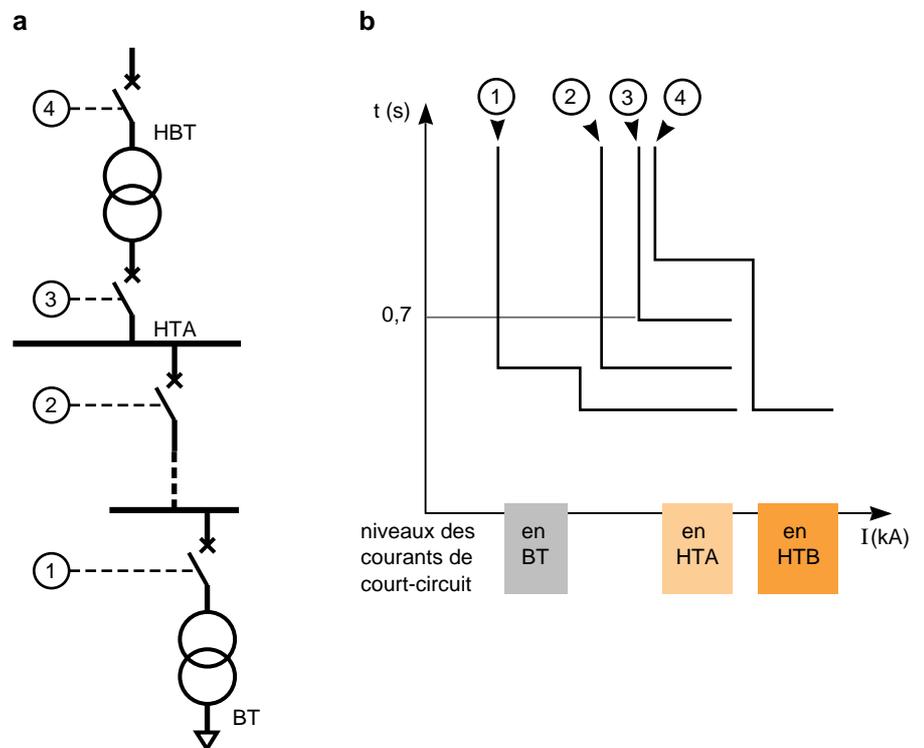


fig. 3 : exemple d'un schéma unifilaire (a) et du diagramme de sélectivité de ses protections (b). A noter que, pour être comparés, les  $I_{cc}$  sont exprimés à un même niveau de tension.

distribution. Quelques exemples sont donnés dans le tableau de la figure 4. Cette liste non exhaustive montre les liens importants entre les études :

- d'architecture,
- de courants de court-circuit,
- de sélectivité.

Entreprendre ces études dès le début d'un projet s'avère donc particulièrement utile.

■ carnet de réglage.

Ce document réunit toutes les valeurs de réglage de toutes les protections. Indispensable lors de la mise en service, il est l'aboutissement de l'étude de sélectivité.

## la fiabilité des protections

La fiabilité des protections est un facteur essentiel de la sécurité et de la disponibilité d'une installation électrique. Les constructeurs de dispositifs de protection poursuivent, lors du développement et de la fabrication, un double objectif :

- être sûr du déclenchement
- ➔ sécurité,

■ ne pas avoir de déclenchement intempestif

➔ disponibilité.

Cet objectif est maintenant atteint avec des protections à technologie numérique, car :

■ après avoir subi, en conception et fabrication, de nombreux tests de compatibilité électromagnétique, elles peuvent être placées dans des environnements sévères ;

■ une fois installées :

- en permanence, elles pratiquent des auto-contrôles (c'est la fonction «chien de garde»),
- lors d'une défaillance, elles fournissent un auto-diagnostic qui indique la cause et ainsi diminue le temps d'indisponibilité.

Toutefois, quel que soit le type de protection, l'objectif global ne peut être atteint que si :

- les capteurs sont de bonne qualité,
- l'alimentation auxiliaire est fiable,
- la mise en œuvre est correctement effectuée et les réglages bien faits.

## les fonctions de protection et de contrôle-commande réunies

Les dispositifs de protections, avec les capacités de travail étendues des microprocesseurs (cf. fig. 5), remplissent de nombreuses fonctions :

■ ainsi, ils traitent l'information fournie par les capteurs de courant et de tension, ils affichent diverses mesures (I, W, cos φ, P, Q, etc.) et réalisent les différentes protections paramétrées.

■ en plus ils peuvent aussi remplir des fonctions locales d'automatisme :

- la permutation (ou transfert automatique),
- le pré-traitement des alarmes,
- la mémorisation des informations (déclenchement, blocage...),
- l'inter déclenchement entre deux extrémités d'une ligne ou sur le primaire et le secondaire d'un transformateur,
- la sélectivité logique (cf. Cahier Technique n° 2),
- le délestage - reletage.

Ces automatismes répartis sont aussi importants que la sélectivité du point de vue de l'objectif de continuité service.

Ces ensembles ou unités de protection et de contrôle-commande ont de plus la faculté de pouvoir communiquer entre eux, en cela ils répondent au principe de l'intelligence répartie.

Par intelligence répartie il faut comprendre que la décision est laissée à l'initiative du dispositif le plus proche de l'action à accomplir :

■ un déclenchement suite à un court-circuit se décide et se fait immédiatement en amont du point de défaut ;

■ un délestage se commande selon l'importance de la surcharge, soit au niveau de l'atelier (unité de gestion locale), soit au niveau de l'arrivée (unité de gestion centrale).

Ce principe a pour avantage de favoriser grandement la disponibilité et la gestion du réseau électrique.

En effet, ces unités communicantes associées à des calculateurs autorisent la prise en compte de nombreux paramètres qui comparés à des valeurs de référence permettent de détecter des dérives dangereuses. Une alerte

### risques révélés

### remèdes

incompatibilité entre les temps d'intervention des protections.

- revoir l'architecture pour gagner un ou plusieurs crans de sélectivité.
- modifier le plan de protection pour utiliser une sélectivité logique ou différentielle.
- négocier avec le distributeur d'énergie un temps plus élevé au poste de livraison.
- changer la tension de distribution et/ou d'utilisation.

incompatibilité entre courant de court-circuit et équipements.

- empêcher la mise en parallèle des sources.
- augmenter l'Ucc des transformateurs.
- rajouter des inductances de limitation.
- choisir d'autres équipements.

non fusion fusible

- changer le calibre des fusibles.
- ajouter un relais de protection indirect associé à un interrupteur.
- remplacer les fusibles par un disjoncteur.
- modifier la source :
  - augmenter la puissance de court-circuit,
  - baisser l'Ucc du transformateur amont.

durée d'interruption trop longue

- alimenter en double dérivation.
- prévoir une source de remplacement rapide à mettre en service (générateur secours) et, si nécessaire, délester les utilisations non prioritaires.
- utiliser une permutation automatique et motoriser l'appareil de coupure.

de

fig. 4 : risques et solutions qui peuvent influencer une architecture de distribution.

est alors possible pour assurer une maintenance prédictive, par exemple :

- un risque de blocage à venir peut être signalé lorsque le courant de démarrage d'un moteur augmente de façon significative,

- le vieillissement prématuré d'un équipement peut être annoncé à la suite d'une surcharge prolongée,
- un prochain court-circuit peut être indiqué à partir de l'augmentation d'un courant résiduel (baisse d'isolement).



*fig. 5 : Sepam, une gamme de dispositifs de protection mais aussi de contrôle-commande à base de microprocesseurs (Merlin Gerin).*

---

## 2. les types de sélectivité et de protection

Les protections choisies lors de l'élaboration du plan de protection ont un impact direct sur la sélectivité.

Dans ce chapitre, sont rapidement évoqués les différents types de sélectivité et de protection.

Ces types de sélectivité et de protection ont des origines diverses :

- habitude,
- mode d'exploitation,
- influence des distributeurs d'énergie nationaux,
- évolution technologique,
- techniques élaborées par les constructeurs.

Ils perdurent car ils ont tous leurs avantages. Pour être judicieux, le choix doit donc, en un point précis du réseau, se porter sur l'un d'eux : celui qui procure le maximum d'avantages.

Cette liberté d'optimiser le choix est facilitée par l'emploi de dispositifs susceptibles d'offrir plusieurs solutions dans un même équipement.

### sélectivité ampèremétrique

Pour assurer une sélectivité de type ampèremétrique, la grandeur contrôlée est le courant.

Sur un réseau, un courant de court-circuit est d'autant plus faible que le point de défaut est éloigné de la source.

La sélectivité peut donc théoriquement être obtenue en ajustant le seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible selon leur emplacement dans la distribution (cf. fig. 6a).

Ce type de sélectivité, ne fait pas intervenir de délai de fonctionnement (instantané), car chaque protection est indépendante des autres. Il est fréquemment utilisé en BTA terminale. Il l'est peu en HTA car les variations réelles d'un courant de court-circuit entre deux points sont trop peu significatives (les impédances de liaison sont négligeables), la sélectivité n'est donc que partielle (cf. fig. 6b). A noter qu'en HT généralement un défaut

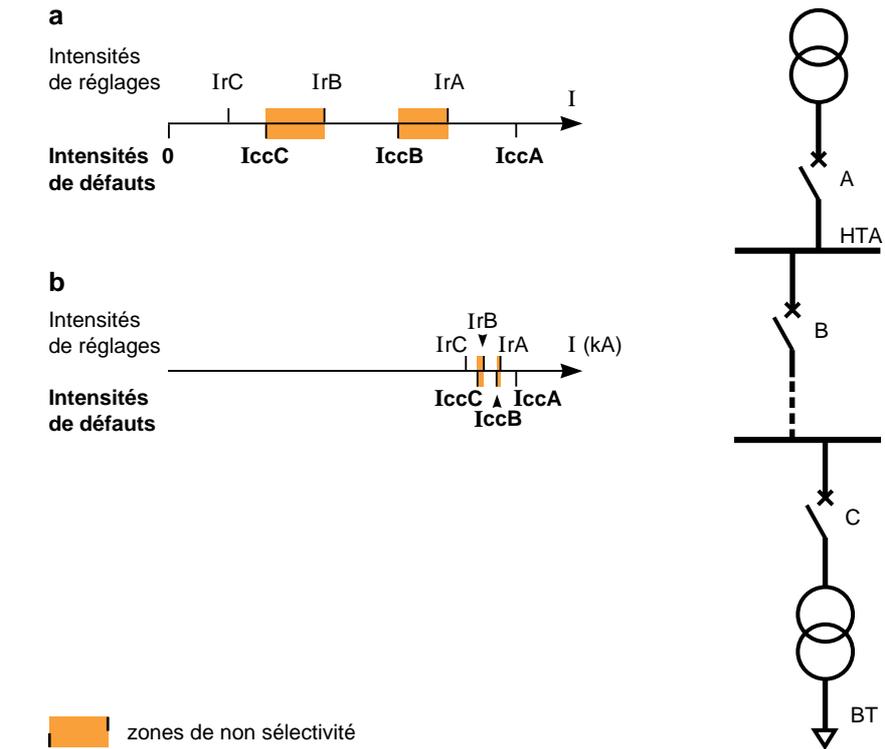


fig. 6 : en théorie (a) pour réaliser une sélectivité ampèremétrique, il faut vérifier que  $I_{ccA} > Ir_A > I_{ccB} > Ir_B > I_{ccC} > Ir_C$ .

En pratique (b) la proximité des valeurs de réglage fait que cette sélectivité n'est que partielle.

impédant évolue très rapidement en défaut franc.

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'y a pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance).

Enfin l'handicap essentiel de la sélectivité ampèremétrique est que le seuil d'une protection est d'autant plus élevé qu'elle est proche de la source, d'où des risques de dégâts plus importants. Elle ne permet donc pas souvent d'atteindre l'objectif sûreté défini au chapitre 1 puisqu'elle privilégie la sécurité.

### sélectivité chronométrique

Cette sélectivité associe une notion de temps à la grandeur contrôlée qu'est le courant : une temporisation est affectée

volontairement à l'action des dispositifs de protection ampèremétrique.

Pour cela, les seuils d'intervention sont définis avec des temps de fonctionnement croissants de l'aval vers l'amont. Ainsi, en amont d'un défaut plusieurs dispositifs sont sensibilisés (redondance), et lors d'un défaut seule la protection située immédiatement en amont de celui-ci déclenche : le défaut n'est alors plus alimenté et les autres protections cessent de le « voir » avant d'atteindre le terme de leurs temporisations respectives.

La vérification peut se faire par comparaison (superposition) des courbes de fonctionnement (cf. fig. 7) qui doivent être suffisamment espacées pour assurer cette sélectivité (par exemple 0,3 s).

Cependant lorsque deux dispositifs contrôlent un même courant nominal (avec ou sans changement de tension), pour s'affranchir des tolérances de fonctionnement il est nécessaire de prévoir aussi un écart de réglage des seuils d'environ 20 % de l'aval vers l'amont.

Les temporisations sont, soit du type à temps dépendant de l'importance du courant de défaut, soit du type indépendant (cf. fig. 8).

La sélectivité chronométrique est fréquemment utilisée car simple. Elle présente cependant un inconvénient :

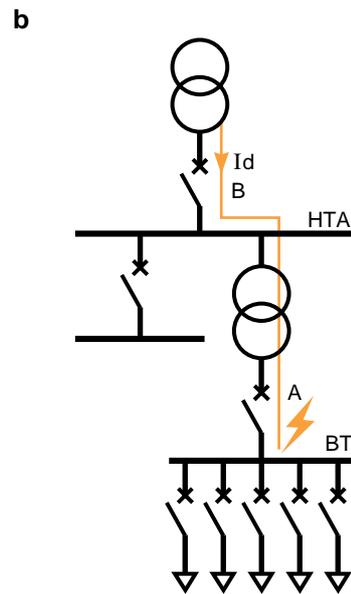
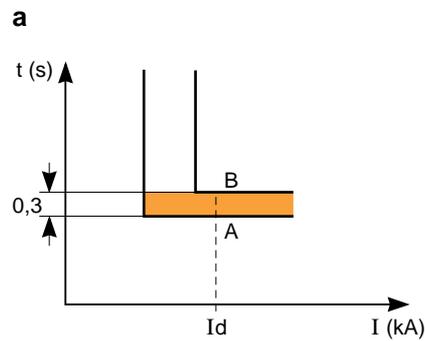


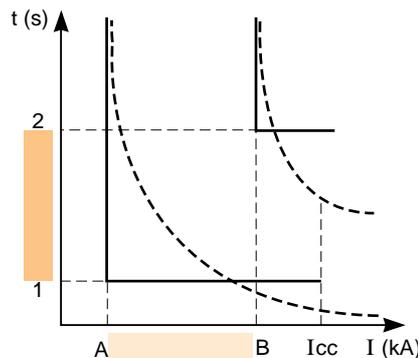
fig. 7 : la superposition des courbes de déclenchement (a) permet de vérifier que la sélectivité est effective entre les disjoncteurs A et B (b) qui détectent le même courant de défaut  $I_d$ .

le temps d'intervention augmente de 0,2 à 0,3 s à chaque « étage » au fur et à mesure que l'on s'approche de la source. Un tel écart est nécessaire pour tenir compte des tolérances des temps de réponse des éléments de la chaîne de protection (capteurs, électronique, déclencheur et disjoncteur) ainsi que du temps d'arc du disjoncteur aval. Ce sont donc les défauts de plus forte énergie et situés au plus près de la source qui sont alimentés le plus longtemps (dégâts plus importants).

L'objectif sûreté n'est pas totalement atteint, mais en appliquant cette sélectivité entre deux ou trois étages un compromis satisfaisant entre la sécurité et la disponibilité peut être trouvé.

**Nota 1 :** du fait de sa simplicité de mise en œuvre, ce type de sélectivité est intéressant pour protéger une liaison entre deux sous-stations distantes.

**Nota 2 :** le mixage des sélectivités chronométrique et ampèremétrique est particulièrement intéressant pour protéger le primaire d'un transformateur. En effet, les différences de courant de court-circuit entre les



1 = réglage "temps" minimal  
2 = réglage "temps" maximal  
➔ plage de réglage "temps" = 1 à 2

A = réglage "seuil" minimal  
B = réglage "seuil" maximal  
➔ plage de réglage "seuil" = A à B

fig. 8 : courbes de déclenchement à temps indépendant (ou constant [ — ]) et à temps dépendant (ou inverse [ - - - ]).

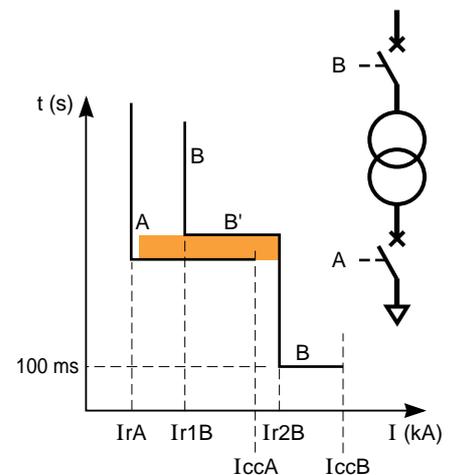
circuits primaire et secondaire sont très significatives (cf. fig. 9). Il est alors possible d'avoir une protection rapide ( $\approx 100$  ms) sur le circuit primaire si son seuil est réglé au dessus du courant  $I_{cc}$  secondaire « vu » depuis le primaire.

## sélectivité logique

(cf. Cahier Technique n° 2)

Ce type de sélectivité est aussi appelé Système de Sélectivité Logique ou SSL. Il fait l'objet d'un brevet déposé par Merlin Gerin et met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. La grandeur contrôlée est le courant.

Toutes les unités de protections SSL communiquent via une liaison filaire (liaison pilote) : par ce circuit toutes les unités sollicitées par un défaut envoient instantanément une impulsion d'attente logique à l'unité amont. Ainsi, seule la protection située immédiatement en amont du défaut reste libre de



$I_{r1B}$  = seuil bas  $\geq 1,2 \cdot I_{rA}$  pour s'affranchir des imprécisions. Un intervalle de sélectivité de 300 ms (courbe B') est habituellement prévu en secours de A.

$I_{r2B}$  = seuil haut  $< I_{ccB}$ , mais  $I_{r2B} > I_{ccA}$ , à déclenchement rapide à 100 ms pour accepter la surintensité d'enclenchement.

fig. 9 : les sélectivités chronométrique et ampèremétrique appliquées aux postes de transformation.

fonctionner puisqu'elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique (cf. fig. 10). L'avantage du SSL est de pouvoir raccourcir les temps de déclenchement (cf. fig. 11) et notamment à proximité de la source :

- soit en réglant toutes les unités avec la même temporisation,
- soit en ayant des temps d'intervention de plus en plus courts de l'aval vers l'amont contrairement à ce qui est réalisé avec la sélectivité chronométrique (cf. § précédent).

Comme avec la sélectivité chronométrique toutes les protections situées en amont d'un défaut sont sollicitées (redondance).

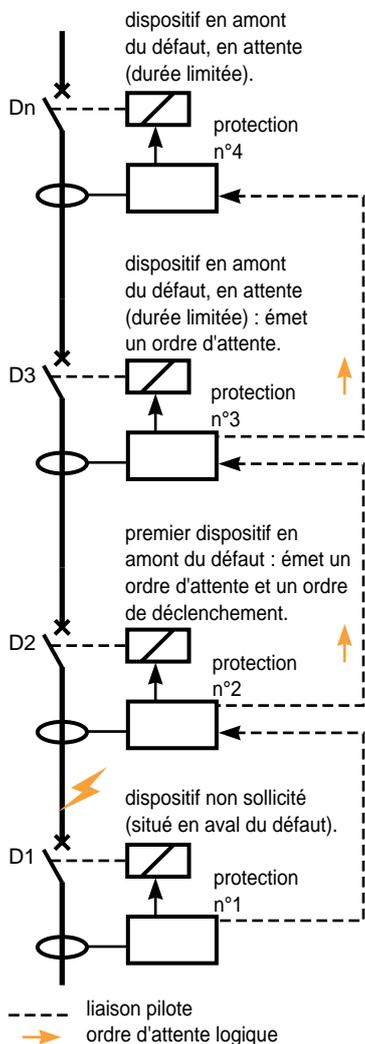


fig. 10 : principe de la sélectivité logique.

Cependant, malgré la contrainte de devoir relier par une liaison pilote toutes les unités de protection SSL, ce type de sélectivité est plus satisfaisant dans la recherche de l'objectif de sûreté que ceux présentés précédemment.

**Nota :** cette sélectivité est d'une application intéressante pour la protection des arrivées et départs d'un même tableau. Ici, les fils de liaison ne sont pas une contrainte d'installation : ils ne parcourent que le tableau. Ils peuvent donc être intégrés en usine. De plus cette solution autorise des temps d'interruption de défaut sur les arrivées inférieurs à ceux des départs.

### protection différentielle

Par principe, en l'absence de défaut, les courants entrant dans chaque élément d'une installation de

distribution électrique sont égaux, phase à phase, à ceux qui en sortent. La protection différentielle a pour rôle de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut), et pour un seuil prédéterminé de donner un ordre de déclenchement. L'élément défectueux est alors isolé du réseau (cf. fig. 12)

Cette protection permet de surveiller une zone bien délimitée par deux jeux de réducteurs de courant (ou transformateurs de courant) : elle est auto sélective et peut donc être instantanée. Cet avantage doit être conservé dans des périodes où se produisent des phénomènes transitoires ; mais sa sensibilité doit cependant être limitée aux phénomènes dus à des défauts, et non pas à d'autres qui sont normaux (courants d'enclenchement, courant de

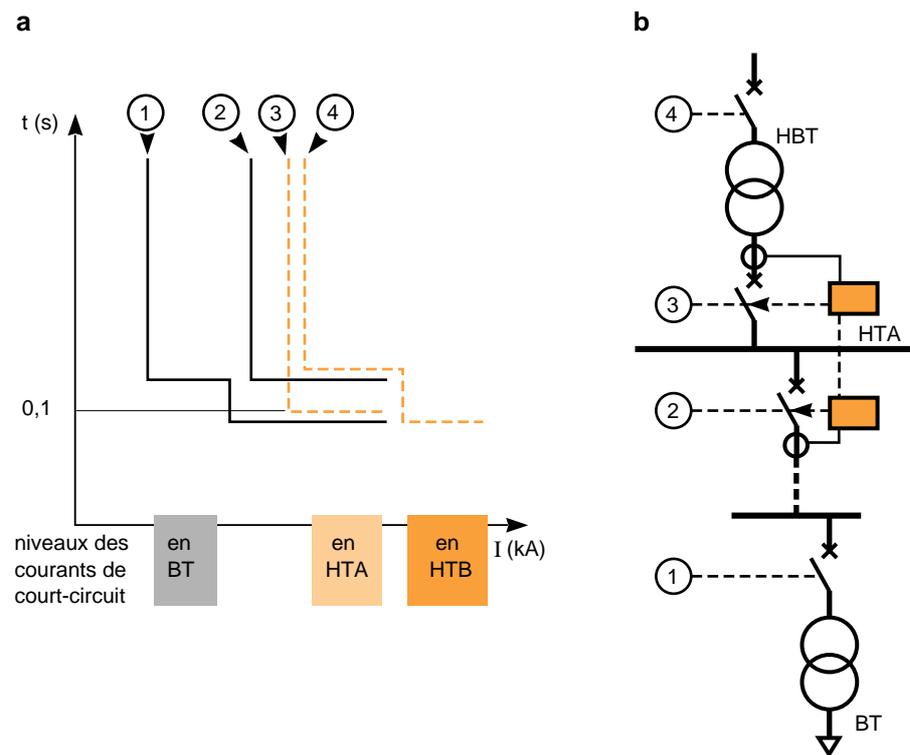


fig. 11 : exemple d'un schéma unifilaire et d'un diagramme de sélectivité des protections incluant un étage de sélectivité logique (entre 2 et 3).

Ce diagramme est à comparer à celui de la figure 3 (les courbes modifiées sont en orange). Il montre que, pour un même circuit, cette sélectivité permet une importante réduction des délais de déclenchement (sur le disjoncteur 3 par exemple, de 0,7 à 0,1 s).

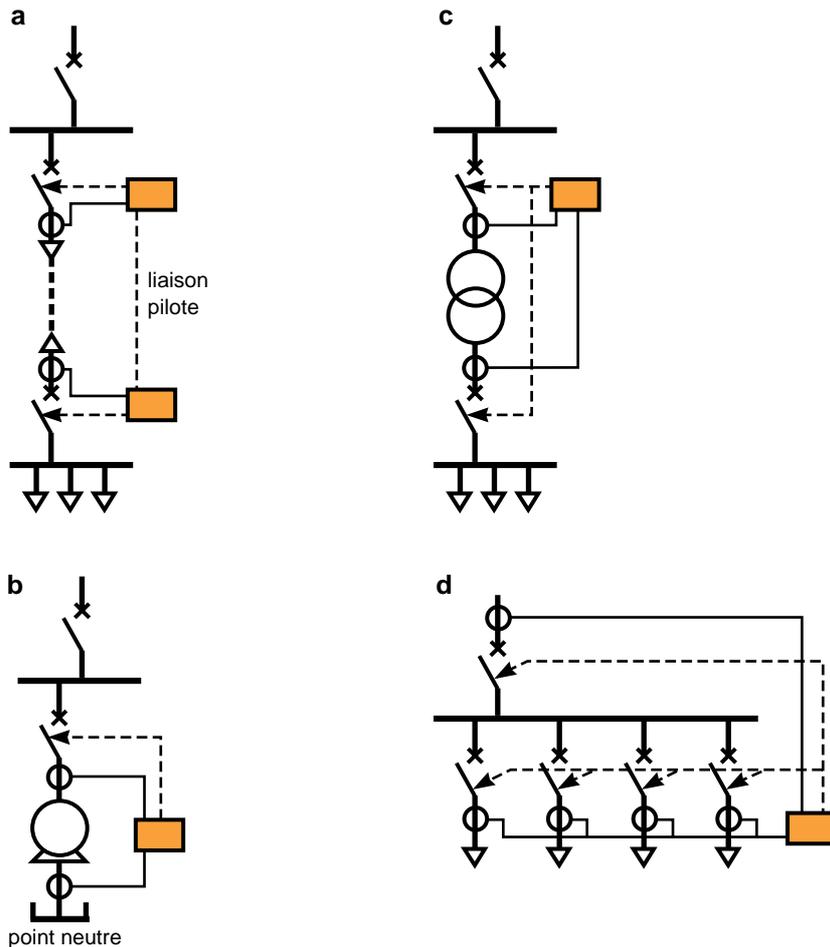


fig. 12 : exemples d'emploi de la protection différentielle.  
 a - protection différentielle de câble : sur défaut les 2 disjoncteurs ouvrent,  
 b - protection différentielle de machine, moteur ou alternateur,  
 c - protection différentielle de transformateur : s'il y a des sources en aval, sur défaut les 2 disjoncteurs ouvrent,  
 d - protection différentielle de jeu de barres : s'il y a des sources en aval, sur défaut tous les disjoncteurs ouvrent.

défauts traversants dont le siège est extérieur à la zone...).

Les caractéristiques des «transitoires» sont particulières à chaque élément de réseau : les protections différentielles sont donc technologiquement «spécialisées», soit :

- différentielle de lignes et câbles,
- différentielle de jeu de barres,
- différentielle de transformateur,
- différentielle de moteur,
- différentielle d'alternateur.

L'emploi de cette protection est limité car elle nécessite une filerie (fils pilotes ou raccordements de secondaires des

transformateurs de courant), des réducteurs de courant, et des réglages particulièrement soignés pour garantir les non déclenchements intempestifs. Elle est utilisée chaque fois qu'une élimination très rapide des défauts est impérative :

- réduction du temps amont dans une chaîne de sélectivité chronométrique, par suppression d'un étage de cette chaîne,
- amélioration de la stabilité dynamique d'une installation comportant des machines tournantes,
- protection supplémentaire d'un élément de grande importance du fait

de sa valeur intrinsèque ou des conséquences inacceptables d'une mise hors service longue sur défaut...

La mise en œuvre de ce type de protection impose aussi certaines contraintes :

- un TC -Transformateur de Courant- par phase à chaque extrémité de la zone contrôlée.
- une liaison entre les deux dispositifs pour la protection différentielle de câble. De plus avant de retenir cette protection il est utile de s'assurer de son efficacité sur tous les types de défauts imaginables. En effet le principe de détection, souvent utilisé pour une protection différentielle à fils pilote, fait que la sensibilité dépend de la phase en défaut et du type de défaut (phase-phase ou phase-terre).
- pour la protection différentielle de machine : les extrémités des enroulements du côté point neutre doivent être accessibles pour placer tous les TC.
- pour la protection différentielle de transformateur :
  - selon que le relais de protection est installé dans la cellule amont ou aval, la filerie vers l'autre jeu de TC sera relativement longue ; il est alors indispensable de veiller à sa section (consommation) et à son cheminement (perturbations).
  - si le régime de neutre est très différent de part et d'autre du transformateur, les défauts «terre» ne sont pas tous décelables ; ils doivent dans ce cas faire l'objet d'un traitement particulier.
- pour la protection différentielle de jeu de barres : avec certains types d'appareils tous les TC doivent avoir un même rapport égal à celui du plus gros TC. Cette protection à haute impédance, surtout employée dans les pays sous influence anglo-saxonne, présente de grosses difficultés :
  - pour l'aiguillage des circuits secondaires des TC, lorsque le jeu de barres alimente de nombreux départs avec différentes configurations ;
  - pour la réalisation des fileries, car sa forte impédance peut pendant le défaut engendrer des surtensions sur la filerie au secondaire des TC. Ces surtensions

peuvent nécessiter la mise en place de dispositifs parasurtenseurs.

**Rappel :** la sélectivité logique, plus pratique d'emploi, répond aussi au problème du gain de temps.

## protection directionnelle

Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens d'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Il existe des protections directionnelles :

- de courant phase,
- de courant résiduel,
- de puissance active,
- de puissance réactive,
- de puissance homopolaire (non développée dans ce Cahier Technique car essentiellement utilisée sur les réseaux de distribution publique à neutre compensé).

### Protection directionnelle de courant phase

Lorsque deux sources, deux liaisons, ou plus, fonctionnent normalement en parallèle, il y a un risque d'arrêt général de la distribution lors d'un défaut n'affectant qu'un de ces éléments. En effet tous ces éléments sont parcourus par le courant de défaut, avec un changement de sens du courant dans l'élément défectueux (cf. fig. 13).

Les protections directionnelles sont donc utilisées pour distinguer le seul élément défectueux et commander son isolement des autres éléments encore sains. Pour pouvoir isoler l'élément défectueux ces dispositifs sont plus rapides d'environ 250 ms que les protections à maximum de courant concernées par le même défaut.

### Protection directionnelle de courant de défaut «terre»

Si un réseau est alimenté par deux transformateurs ou plus (ou par des alternateurs) avec leurs points neutres simultanément reliés à la terre, lors d'un défaut «terre» sur une seule de ses sources, toutes sont parcourues par un courant résiduel. Seule celle qui est affectée par le défaut «voit» un courant résiduel de sens inverse des autres. Les dispositifs de protection directionnelle

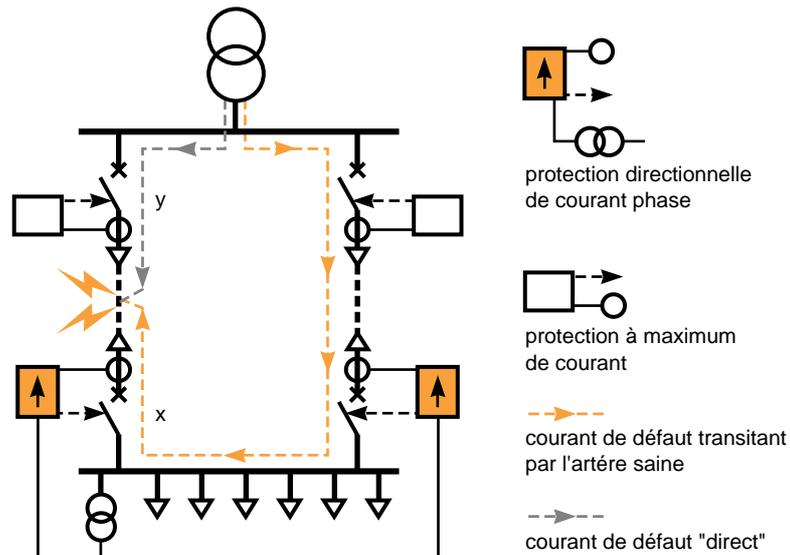


fig. 13 : principe de la protection directionnelle de courant phase.

Sur une même liaison un dispositif directionnel est plus rapide ( $\approx 250$  ms) qu'un dispositif à maximum de courant, d'où une sélectivité : ici, il y a déclenchement en x puis en y.

A noter que si ces liaisons sont remplacées par deux transformateurs en parallèle, le principe reste identique.

de «terre» peuvent ainsi faire la distinction entre les éléments sains et celui qui est en défaut (cf. fig. 14). La direction est déterminée à partir d'une mesure du déphasage entre les vecteurs «courant résiduel» et «tension résiduelle».

Ces dispositifs sont aussi employés pour sélectionner le départ en défaut sur des réseaux à fort courant capacitif, notamment lorsque les liaisons par câbles sont longues : tous les départs sains sont parcourus par un courant résiduel de même sens, et ce courant est de sens opposé dans un départ en défaut (cf. fig. 15).

**Nota :** Dans ce dernier cas, pour réaliser la sélectivité sans protection directionnelle, une autre solution est aussi utilisée. Elle exploite des protections ampéremétriques de défaut «terre». Mais le seuil  $I_s$  de ces protections doit satisfaire à :

$$I_{c\text{départ}} < I_s < \sum I_{c\text{installation}}$$

avec  $I_c$  = courant capacitif,  
 $I_s$  = intensité de seuil.

En général  $I_s \approx 1,3$  à  $1,5 I_{c\text{départ}}$

Mais cette solution n'est applicable que si pour chaque départ :

$$I_{c\text{départ}} < \sum I_{c\text{installation}}$$

Si cela n'est pas, il faut alors prévoir un générateur de courant homopolaire. Sinon les protections des liaisons saines et longues déclenchent intempestivement (déclenchement par sympathie) car activées par le courant capacitif généré par toutes ces liaisons.

### Protection directionnelle de puissance active

Ce type de protection est utilisé par exemple pour :

- découpler du réseau un alternateur qui absorbe de l'énergie (marche en moteur) suite à une défaillance de la source d'énergie mécanique,
- couper l'alimentation d'un moteur lors d'un creux de tension.

Outre la mesure de courants et de tensions, ce type de protection mesure aussi le déphasage pour déterminer la puissance :

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos \varphi$$

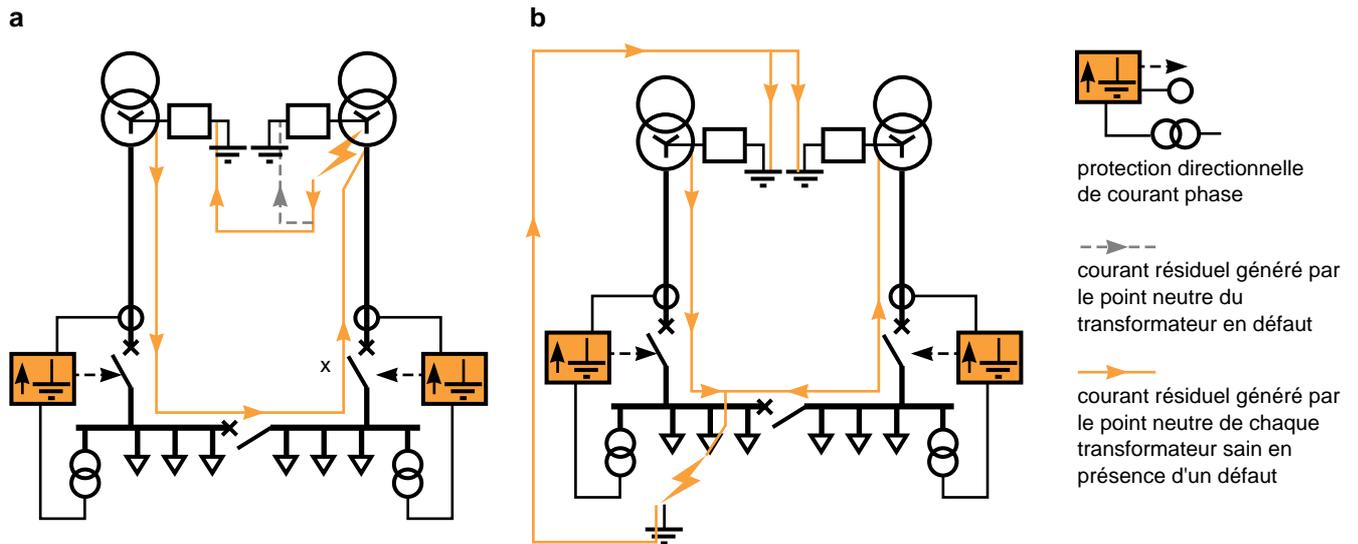


fig. 14 : une protection directionnelle de courant de défaut «terre» permet de discriminer le transformateur en défaut (a), ou être insensible à un défaut sur un départ (b).  
Ce même principe s'applique à des alternateurs couplés sur un même réseau et ayant leurs points neutre reliés à la terre.

### Protection directionnelle de puissance réactive

Ce type de protection est utilisé par exemple pour couper l'alimentation d'une machine synchrone lors d'un manque d'excitation. En effet l'énergie réactive de magnétisation du fait d'une excitation insuffisante sera apportée par le réseau vers la machine. Outre la mesure des courants et des tensions, ce type de protection mesure aussi le déphasage pour déterminer la puissance :

$$Q = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \sin \varphi$$

### protection à minimum d'impédance

Ce type de protection fonctionne à partir des grandeurs mesurées que sont le courant, la tension et le sens d'écoulement de l'énergie. A l'aide de ces informations le dispositif de protection calcule l'impédance de l'équipement contrôlé, ses seuils sont ajustables (minimum d'impédance  $Z$  - en ohm- ou d'admittance  $1/Z$  - en mho-). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit.

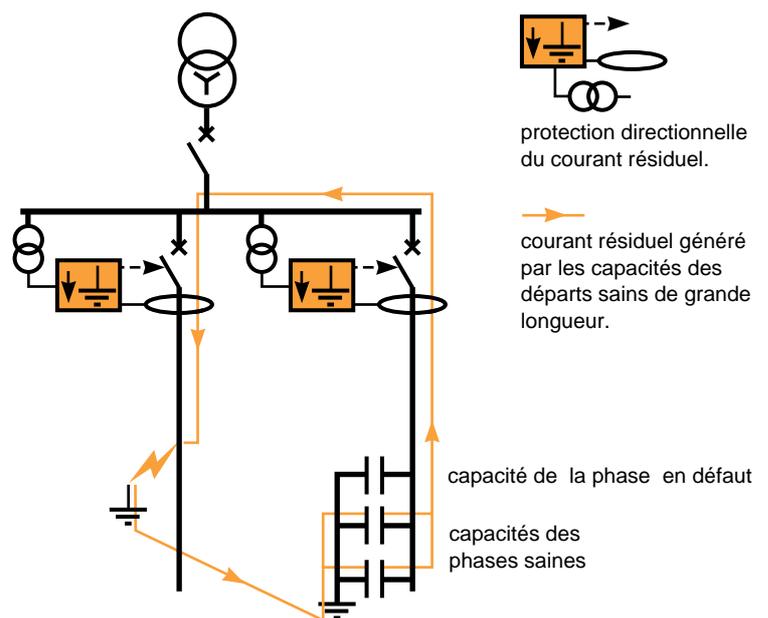


fig. 15 : l'emploi de dispositifs de protection directionnelle de courant de défaut «terre» dans une installation comportant des départs de grande longueur permet de distinguer le départ en défaut des départs sains.

Elle est surtout employée sur les lignes de transport d'énergie (réseaux maillés), mais aussi sur des jeux de barres et de grosses machines tournantes. Elle est également appelée «protection de zones». Elle effectue ses mesures dans une direction ou de part et d'autre de son lieu d'implantation (cf. fig. 16). L'étendue de son contrôle dépend de la plage de la mesure et de la variation linéaire de l'impédance de l'équipement protégé. Plusieurs dispositifs peuvent être disposés sur un même réseau, et être indépendants les uns des autres, car leur zone de contrôle individuelle est bien délimitée. Pour cette même raison, leurs temps de réaction peuvent être fortement réduits.

**Remarques :**

- les brusques variations de charge, et les appels de courant sont «vus» par ces protections comme des variations d'impédance.

Pour éviter des déclenchements intempestifs leurs caractéristiques de fonctionnement (circulaire, elliptique, polygonale...) doivent être bien choisies (cf. fig. 16).

- la variation d'impédance est proportionnelle à la longueur surveillée. Cette variation longitudinale est plus rapide pour les machines tournantes ou transformateurs que pour les câbles et les lignes aériennes. Pour cette raison, une protection à minimum d'impédance peut surveiller une petite zone limitée par une machine ou un transformateur. Cependant, lorsqu'un tel dispositif est prévu pour surveiller un jeu de barres, sa zone de contrôle peut s'étendre à une partie des enroulements des transformateurs qui sont raccordés à ce J de B. Ce qui peut sembler être un inconvénient s'avère être un avantage : les premières spires d'un transformateur qui sont les plus exposées (surtension, claquage,...) sont ainsi mieux protégées. Cette protection est essentiellement exploitée dans les postes HTB/HTB du réseau de transport ou d'alimentation de très gros sites industriels.

**Cas particulier : protection de distance**

Il s'agit d'une protection d'impédance particulière dont l'application concerne les lignes HT des réseaux de transport d'énergie, et parfois certains réseaux de distribution.

**la sélectivité optimale**

L'expérience montre que tous ces types de sélectivité et protection font l'objet de domaines d'emploi préférentiels, par exemple :

- sélectivité ampèremétrique = distribution basse tension,
- sélectivité chronométrique et logique = distribution HTA,
- protection de distance = transport HTB.

Retenir un type plutôt qu'un autre s'avère donc souvent être un choix

technico-économique avec une forte influence des habitudes.

L'évolution technologique, et surtout l'avènement du numérique, autorisent le panachage des divers principes de protection et de sélectivité. Il devient ainsi possible d'appliquer, à chaque tronçon d'un réseau, la plus optimisée des solutions.

**Association de diverses sélectivités**

Le schéma de la figure 17 montre qu'une sélectivité optimale peut nécessiter la mise en œuvre des différents type de protection présentés précédemment. Cette association autorise une élimination plus rapide des défauts.

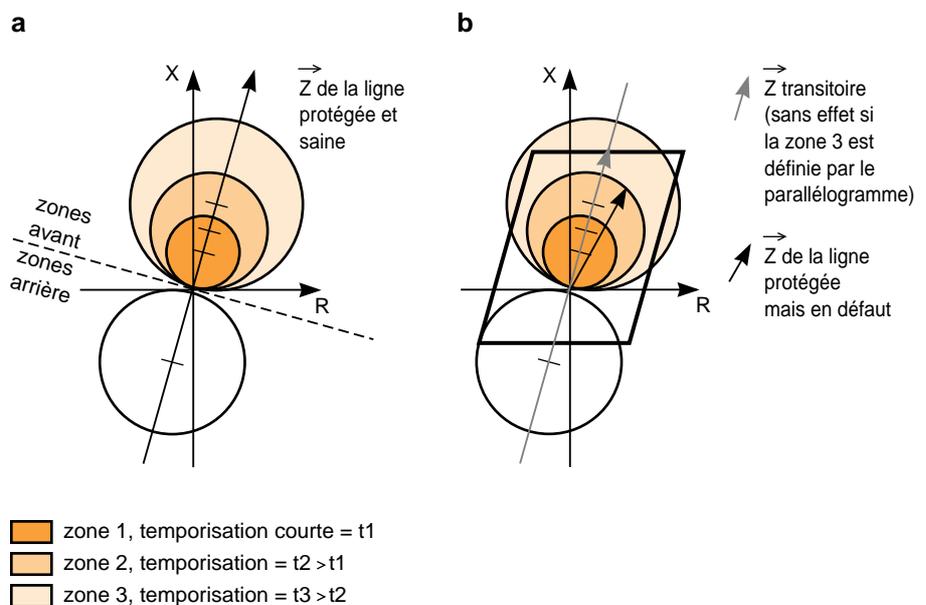
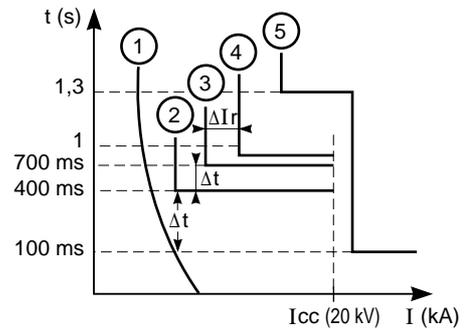
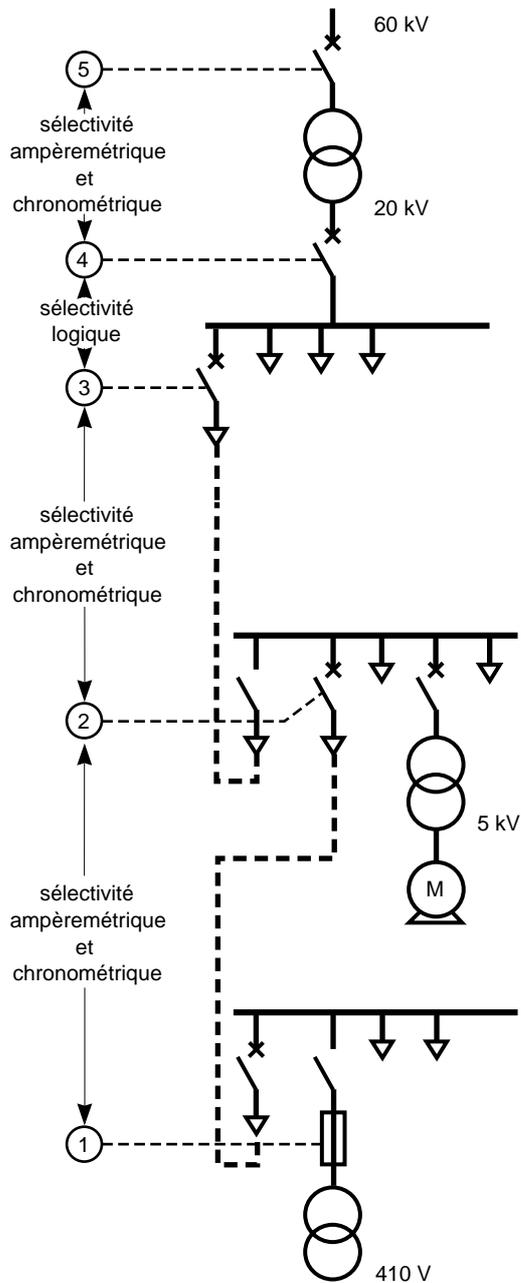
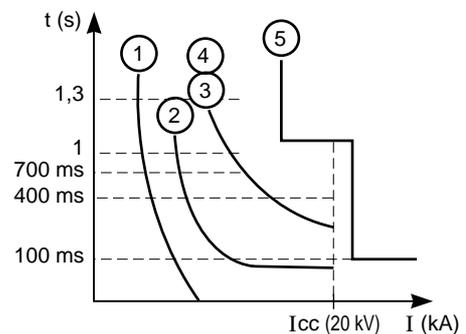


fig. 16 : diagramme de fonctionnement d'une protection de zones (a). Le déclenchement est obtenu lorsque l'extrémité du vecteur d'impédance de la ligne protégée entre dans l'une des zones de fonctionnement du dispositif (b), une temporisation étant affectée à chacune de ces zones. Pour éviter des déclenchements intempestifs dus aux variations de charge (vecteur d'impédance transitoire), les zones de fonctionnement peuvent avoir différentes formes, cercles ou quadrilatères : c'est le cas sur le dessin b lorsque la zone 3 est définie par le parallélogramme au lieu d'un cercle.



**a** - Diagramme des courbes de sélectivité en n'exploitant que la sélectivité chronométrique avec des dispositifs de protection à temps constant. A noter entre les courbes 2, 3, 4, et 5, il faut  $\Delta t = 300$  ms et  $\Delta I_r = 20\%$ .



**b** - Diagramme des courbes en exploitant différents types de sélectivité et de dispositifs de protection.

solution	a	b
repères des protections		
1	fusible	fusible
2	400	80
3	700	300
4	700	300
5	100	100

**c** - comparaison des temps d'élimination (ms) des courts-circuits entre les deux solutions **a** et **b** présentées ci-dessus.

fig. 17 : la sélectivité optimale est, dans cet exemple, obtenue par la mise en œuvre des différentes techniques. diagramme **a** : techniques ampèremétrique, chronométrique et logique, diagramme **b** : technique chronométrique avec des courbes à temps extrêmement inverse (2), inverse (et logique) (3) et (4), et constant (5).

## synthèse d'emploi des différents types de protections

type	applications principales
ampèremétrique	■ entre amont et aval d'un transformateur
chronométrique	■ entre deux sous stations
logique	■ entre arrivées et départs d'un même tableau ■ entre amont et aval d'un transformateur ■ entre deux sous stations lorsque la liaison logique peut être installée
différentielle	■ sur tout élément pour lequel la sécurité doit être maximale (câble, machine, ...).
directionnelle	■ sur liaisons, alternateurs, transformateurs fonctionnant en parallèle ■ sur départs à fort courant capacitif ■ sur réseaux ayant plusieurs points neutres ■ sur réseaux à neutre compensé
mini d'impédance	■ même application que différentielle et lorsque la zone est d'une étendue ou complexité telle que faire la somme courants entrants et sortants
d'une des est prohibitif	
de distance	■ pour les réseaux maillés (transport d'énergie)

fig. 18 : synthèse d'emploi des différents types de protection sélective abordés dans ce chapitre.

### 3. emploi des protections

L'emploi comme la mise en œuvre des différents dispositifs de protection impose certaines précautions.

Ce chapitre a pour objectif de les faire connaître, mais aussi de proposer des solutions pratiques.

Il est bien évident que certaines configurations de réseaux, et l'alimentation de machines ayant des caractéristiques particulières, nécessitent des études spécifiques qui ne peuvent pas être détaillées dans ce document.

#### précautions de choix et d'emploi des protections

Le choix d'un type puis d'un dispositif de protection se fait après avoir évalué les risques encourus par l'élément à protéger et les conséquences qui découlent d'un éventuel défaut.

Par principe, pour tous les éléments d'un réseau, le minimum à prévoir est la protection contre les risques de :

- court-circuit «phase - phase» (protection à maximum de courant phase),
- court-circuit «phase - terre» (protection à maximum de courant résiduel).

Lorsque les courants de défauts «terre» et de phases sont de même ordre de grandeur, une seule protection triphasée couvre les deux types de risques, sans toutefois les discriminer.

#### Protection à maximum de courant «phase»

Une telle protection ne peut être correcte que si son fonctionnement satisfait aux inéquations :

$I_{\text{seuil}} \text{ «phase»} < I_{cc \text{ mini}}$   
et

$I_{\text{seuil}} \text{ «phase»} > I_{\text{maxi}} \text{ hors défaut}$  (transitoire d'appel ou d'enclenchement)

Pour cela il faut effectuer les contrôles suivants :

- la condition «seuil de déclenchement inférieur à  $I_{cc \text{ mini}}$ » est à vérifier pour le cas de défaut biphasé se produisant :

sur un réseau alimenté par un seul transformateur alors que normalement alimenté par plusieurs transformateurs en parallèle,

sur un réseau alimenté par une source de remplacement,

à l'extrémité d'une liaison de grande longueur ;

■ la condition «seuil de déclenchement supérieur en valeur et/ou en temporisation aux courants maximaux hors défaut » est à vérifier pour :

le démarrage des moteurs,  
 l'enclenchement des transformateurs,  
 la mise sous tension des batteries de condensateurs.

■ vérifier l'incidence des surintensités consécutives à des baisses de tension, coupures brèves, permutations de sources...

#### Protection à maximum de courant de défaut «terre»

Le seuil, qui doit être adapté au système de mise à la terre, doit aussi satisfaire aux deux inéquations :

$I_{\text{seuil}} \text{ résiduel} < 0,2 I_{o \text{ limité}}$   
et

$I_{\text{seuil}} \text{ résiduel} > 1,3 I_{o \text{ capacitif}} \text{ généré}$   
par le tronçon protégé.

D'où :

■ un seuil objectif de 0,1 à 0,2  $I_{o \text{ limité}}$  de façon à protéger un minimum de 80 % de la longueur des enroulements des bobinages.

■ un seuil supérieur à 1,3  $I_{o \text{ capacitif}}$  de la liaison protégée pour éviter les déclenchements intempestifs lors de défauts sur une autre portion du réseau.

Dans le cas d'une installation (ou zone) de sécurité exploitée avec le neutre isolé de la terre, les réglages des dispositifs de protection contre les défauts «terre» se calculent à partir des seuls courants capacitifs du réseau ( $I_{o \text{ limité}} = \sum I_{o \text{ capacitif}}$ ).

**Rappel :** pour améliorer la continuité de service, certains réseaux peu étendus sont exploités avec le neutre isolé de la terre. En France, la législation impose l'usage d'un contrôleur permanent d'isolement -CPI- destiné à avertir des baisses d'isolement et à éviter ainsi un déclenchement sur défaut «terre».

#### Protection par image thermique et sondes de température

La protection par image thermique ne doit être envisagée que si une surcharge est possible. Ses constantes de temps à l'échauffement et au refroidissement, doivent être adaptées aux caractéristiques de l'équipement protégé.

Les sondes de température insérées dans les bobinages (le plus souvent du type PT 100 selon la norme CEI 751) sont indispensables quand :

- l'ambiance poussiéreuse est un handicap à la bonne ventilation de l'équipement protégé,
- le fonctionnement de la machine dépend d'une ventilation forcée indépendante.

Dans ces deux cas, le manque de ventilation ne provoque pas de surintensité mais peut être à l'origine d'un échauffement destructeur.

#### Harmoniques

Les charges non linéaires sont à l'origine de la pollution des réseaux électriques. Cette pollution se caractérise par une distorsion de tension, et par des courants harmoniques qui sont principalement nuisibles à la tenue thermique des machines tournantes et des transformateurs. Cette présence d'harmoniques peut être traitée de trois façons :

- soit par la mise en œuvre de filtres dont les caractéristiques et le lieu d'implantation sont définis par une étude d'harmoniques.
- soit des protections qui prennent en compte le courant efficace résultant de la somme quadratique des harmoniques de rangs impairs (RMS : Root Mean Square).
- soit, si les protections ne prennent pas en compte le courant efficace, par déclassement des équipements pour ne les faire fonctionner qu'à 0,8 ou 0,9 fois leur puissance nominale. Le seuil de leurs protections de surcharge étant abaissé d'autant si elles ne traitent que le fondamental.

## précautions relatives aux capteurs

### Nombre

Le nombre de capteurs nécessaires, pour détecter les défauts polyphasés, a évolué avec la technologie : les protections électromécaniques nécessitent trois capteurs pour distinguer le conducteur phase en défaut, avec la technologie numérique deux capteurs suffisent (la valeur du courant du troisième conducteur est calculée). Mais attention, pour un bon fonctionnement du plan de protection il est indispensable que dans tout le réseau les deux capteurs soient placés sur les mêmes conducteurs de phase.

**Rappel :** il existe trois modes de repérage des conducteurs :

- par numéros = 1, 2, et 3,
- par lettres = A, B et C, ou R, S et T.

### Transformateurs de courant -TC-

Ils doivent être définis pour satisfaire au bon fonctionnement de la protection, et ne pas fournir un signal déformé qui serait vu par la protection comme un défaut, entraînant par là même un déclenchement intempestif.

Ainsi :

- leur puissance doit être adaptée au dispositif de protection et à la filerie ;

- leur calibre nominal doit être supérieur ou égal à l'intensité à contrôler ;
- leur linéarité doit être vérifiée sur l'ensemble de la plage de courant utile (une saturation par des courants tels ceux d'appels peuvent déséquilibrer les signaux aux secondaires) ;
- leur tolérance doit être cohérente avec la précision de mesure (seuil).

A noter aussi que l'utilisation du montage de Nicholson (cf. fig. 19) pour la mesure de courant résiduel de faible niveau impose souvent un appairage des TC. De plus, l'erreur absolue dans la mesure interdit de faibles seuils de courant résiduel. Par contre les capteurs sans fer, ou amagnétique, dits de ROGOWSKI (cf. Cahier Technique n° 170), éliminent un grand nombre des inconvénients ci-dessus du fait de leur linéarité et dynamique importantes.

### Tores homopolaires

L'utilisation de protections de «terre» sensibles est particulièrement utile pour limiter les dégâts dans les équipements car elles autorisent des impédances de limitation plus fortes. La détection de faibles courants résiduels se fait de préférence avec un capteur torique entourant les trois phases.

A noter que la mise en œuvre de ces capteurs nécessitent quelques précautions :

- la tresse de mise à la terre de l'armature du câble doit passer à l'extérieur du tore, ou repasser à l'intérieur (cf. fig. 20) ;
- l'isolement entre les conducteurs actifs et le tore doit être vérifié, mais il est souvent apporté par l'enveloppe des câbles ;
- pour éviter des fonctionnements défectueux, il est préférable de grouper et centrer les conducteurs dans le tore.

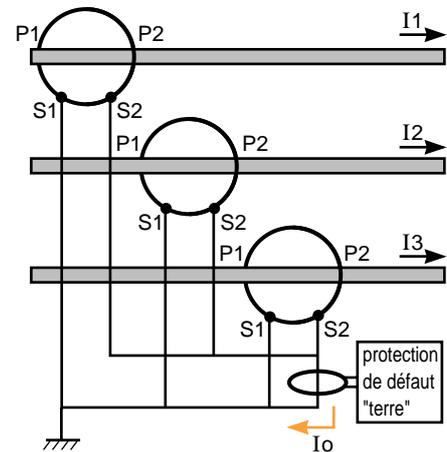
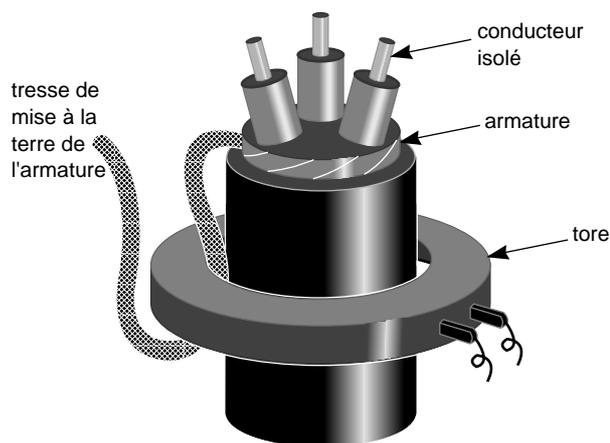


fig. 19 : le montage de Nicholson.

### avec câbles secs



### avec boîte à câbles

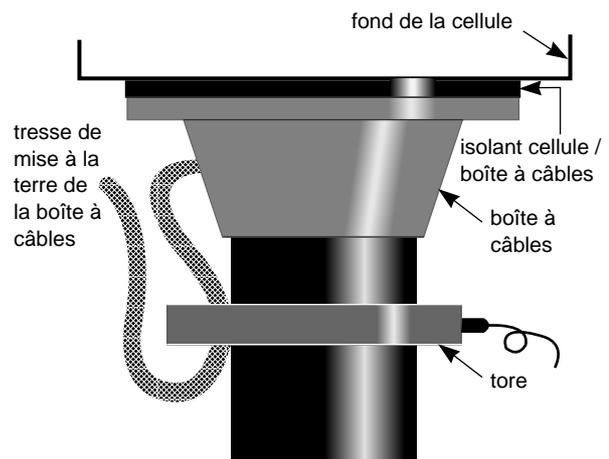


fig. 20 : montages d'un tore sur un câble haute tension.

### Transformateurs de potentiel

Pour éviter le phénomène destructeur de ferrorésonance (surtension), les TP doivent être chargés à une valeur proche de leur puissance nominale.

## précautions relatives au réseau

### Réseau avec plusieurs points neutre mis à la terre

Un réseau comportant plusieurs points neutre est le siège de courants d'harmoniques 3 et multiples de 3 circulant entre ces points. Pour éviter d'avoir à désensibiliser les protections de défaut «terre», il est judicieux de les choisir équipées de filtres H3.

### Réseaux avec alternateurs et moteurs

Pendant les périodes de fonctionnement sur groupe si une partie importante de la puissance est absorbée par des moteurs, les dispositifs de protection doivent agir suffisamment vite pour éviter l'écroulement du réseau (maintien de la stabilité dynamique).

### Surtensions

Les distributions par câbles génèrent au moment des défauts «terre» un courant capacitif qui peut créer, outre les déclenchements par sympathie, (voir chapitre 2, § protection directionnelle), des surtensions par résonance (cf. fig. 21).

Pour minimiser ces surtensions, le meilleur moyen est que la mise à la terre du neutre soit faite par une résistance. Cette solution est souvent appliquée dans les réseaux industriels. La règle habituelle à respecter est :

$I_{0R} \geq 2 I_{0C}$   
avec

$I_{0R}$  = courant résiduel résistif volontaire,  
 $I_{0C}$  = courant résiduel capacitif inhérent au réseau.

### Lors d'évolution d'un réseau

Du point de vue des protections, deux vérifications sont utiles lors d'une modification de réseau :

- le régime de neutre et les protections de défaut «terre» existants sont-ils compatibles avec les nouveaux courants capacitifs ?
- les protections phases et les TC déjà en place sont-ils bien adaptés aux nouveaux courants nominaux et de court-circuit ?

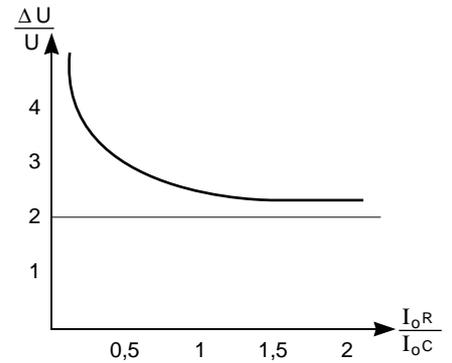


fig. 21 : niveau des surtensions par résonance pouvant être générées, au moment d'un défaut «terre», par le courant capacitif des distributions par câbles.

## 4. guide de choix

Le tableau de la figure 22 donne un choix indicatif de protections en fonction de l'élément à protéger. En effet, la grande variété

d'architectures de distribution et d'impératifs d'exploitation ne permet pas d'affirmer qu'une solution soit d'application universelle.

**Rappel :** pour chaque élément protégé, il convient de prévoir systématiquement une protection contre les courts-circuits et les défauts à la terre (ou d'isolement).

élément à protéger	installation concernée	risque envisagé	protection à prévoir	commentaires
lignes et câbles	câbles en antenne, en parallèle ou en boucle fermée.	court-circuit	■ différentielle à fil pilote	
	câbles en parallèle ou en boucle	court-circuit et défaut à la terre	■ directionnelle de courant phase et résiduel	
	départs à fort courant capacitif, mises à la terre multiples, câbles en parallèle ou en boucle.	défaut à la terre	■ directionnelle de courant résiduel	
jeux de barres	tableaux représentant un nœud important de distribution, tableaux à forte Pcc.	court-circuit	■ SSL ■ différentielle de barres	
			■ mini d'impédance	protège aussi une partie des transformateurs
alternateurs		surcharge	■ image thermique	
		interruption de ventilation forcée et/ou présence de poussières	■ sondes de température	
	machine coûteuse ou importante pour l'exploitation	défaut interne	■ mini d'impédance ou ■ différentielle alternateur	protections très rapides
			■ perte d'excitation ou ■ retour de puissance réactive	
			■ marche en moteur	si autre source en parallèle
		■ maxi et mini de tension ■ fréquence	si marche ilôtée	
		■ déséquilibre et rupture de phase	si charges monophasées > 10 % des charges	
condensateurs	gradins en parallèles (double étoile)		■ déséquilibre des points neutres	

élément à protéger	installation concernée	risque envisagé	protection à prévoir	commentaires	
transformateur		surcharge	■ image thermique		
		interruption de ventilation forcée et/ou présence de poussières	■ contrôle de température		
		surintensité au secondaire défaut interne	■ 1er seuil temporisé < Icc primaire ■ 2ème seuil instantané > Icc secondaire		
	transformateur important	défaut interne	■ différentielle transformateur		
moteur asynchrone		surcharge	■ image thermique		
		interruption de ventilation forcée et/ou présence de poussières	■ contrôle de température		
	machine importante		■ différentielle moteur		
	malaxeur, ventilateur, convoyeur, compresseur ...	couple anormalement élevé ou tension trop faible	■ démarrage trop long	■ blocage rotor moteur en service	contrôle du courant après démarrage
			■ mini d'impédance ou contrôle de vitesse		
		échauffement interne	■ contrôle des démarrages successifs ■ contrôle des intervalles de temps entre démarrages successifs	selon process et lors de la mise en service d'une usine (essais)	
	pompes	désamorçage	■ mini de courant ou de puissance active		
		déséquilibre de tension d'alimentation ou rupture de phase	■ composante inverse (cf. Cahier Technique n° 18)		
moteur synchrone			mêmes protections que pour un moteur asynchrone, avec en plus : ■ perte de synchronisme ■ contrôle d'excitation		
		fonctionnement en générateur lors d'un défaut	■ directionnelle de courant ou de puissance	découplage rapide du réseau d'alimentation	
		couple moteur faible	■ mini de tension directe		
		réaccélération à la volée	■ mini de tension rémanente		

fig. 22 : choix indicatif de protections en fonction de l'élément à protéger.

## 5. conclusion

Les techniques de protection sont nombreuses et variées et il convient de bien les connaître avant de faire un choix.

Depuis la mise sur le marché de la sélectivité logique, elles ont peu évolué. C'est normal car ces protections sont toujours destinées à réduire les conséquences des mêmes défauts d'origine électrique ou mécanique. Par contre, leurs technologies ont évolué :

- relais électromécanique monofonctionnel.

- relais électronique analogique monofonctionnel.

- ensemble électronique analogique (rack) à multi fonctions.

Le Vigirack, créé en 1970 par Merlin Gerin en est un exemple. Ce type «d'unité de protection» ne demande que peu d'énergie aux capteurs et dispose de relais d'alarme et de déclenchement précâblés en usine.

- unité numérique multi fonctions, elle exploite des microprocesseurs. Le Sepam, autre dispositif de fabrication Merlin Gerin en est un exemple.

La multi fonctionnalité regroupe :

- les fonctions de protection,
- de la mesure et du comptage,

- des automatismes locaux,
- de l'auto diagnostic,
- de l'affichage et du traitement des alarmes,
- de la communication.

Ces unités «intelligentes», peuvent par simple modification de paramètres, réalisable par tout électricien, assurer plusieurs de ces fonctions.

Ce type de matériel réduit au minimum le nombre de capteurs puisqu'il se contente des seuls TC de protection pour effectuer :

- les mesures
- les comptages
- et les protections.

Le concepteur gagne en souplesse dans l'élaboration du plan de protection et l'étude de sélectivité.

Quant aux capteurs sans fer, ils améliorent la sensibilité et la stabilité des protections, et leurs variantes permettent de concilier les fonctions mesure et protection : de fait leur emploi réduit le temps d'étude.

Les composants actuels permettent également d'abaisser le coût de protections très complètes et performantes telles que les «directionnelle». Ainsi elles ne sont donc plus :

- ni réservées seulement à des machines puissantes, des tensions

élevées, des processus industriels sensibles.

- ni isolées, particulières, oubliées, mais intégrées dans un système multi fonctionnel communicant qui traite et maîtrise toutes les données concernant l'élément contrôlé.

La communication avec les systèmes de gestion du réseau permet à tout instant de :

- connaître les données électriques,
- connaître les défauts et les événements dans leur ordre chronologique,
- connaître la position des disjoncteurs et d'autres organes de manœuvre,
- savoir si tout fonctionne bien (chien de garde),
- d'effectuer des manœuvres d'exploitation,
- d'analyser les nombreuses mesures pour une exploitation plus efficace,
- de mieux conduire ce réseau grâce à un tableau de bord complet et convivial.

Les conséquences directes de ces évolutions sont une amélioration de la sécurité et de la disponibilité de l'énergie, ainsi qu'une plus grande efficacité et facilité de la maintenance.

## 6. informations pratiques

La liste des données ci-après permet de réaliser une étude de sélectivité avec une précision suffisante.

Lorsque certaines de ces données ne sont pas connues (avant projet par exemple) «l'homme de l'art» les définira dans ses hypothèses. Son expérience lui permettra de choisir des valeurs pratiques habituelles telles que :

- Icc pour un niveau de tension d'alimentation,
- Ucc selon les types de transformateurs,
- temps de démarrage des moteurs en fonction de leur utilisation.

### données nécessaires pour réaliser une étude de sélectivité

#### Réseau

- schéma unifilaire,
- configurations possibles d'exploitation,
- tensions,
- fréquence,
- puissance de court-circuit du réseau amont (valeurs minimale et maximale),
- schémas des liaisons à la terre (régimes de neutre),
- liaisons (longueur et type de câbles, nombre de câbles en parallèle),
- calibre des transformateurs de courant (TC) existants,
- calibre des fusibles existants,
- réglages des protections existantes (amont et aval).

#### Transformateur

- puissance nominale,
- tension de court-circuit (Ucc %),
- pertes cuivre,

- couplage,
- régleur en charge (valeurs minimale et maximale),

#### Alternateur

- type d'alternateur (turboalternateur ou machine à pôles saillants),
- puissance nominale,
- tension nominale,
- facteur de puissance nominal,
- réactances subtransitoires (dans l'axe direct et en quadrature),
- courant de court-circuit permanent (valeurs minimale et maximale),  
ou
- tension d'excitation / valeur nominale,
- réactance synchrone saturée.

#### Moteur

- type (synchrone ou asynchrone),
- puissance nominale,
- tension nominale,
- courant de démarrage,
- temps de démarrage,
- risque ou non de rotor bloqué (si oui, le temps de tenue rotor bloqué),
- nombre de démarrages et durées autorisées des intervalles (à froid, et à chaud),
- constante de temps thermique du stator.

### diagramme de sélectivité

#### Présentation d'un diagramme

Un diagramme de sélectivité, courant-temps est de préférence représenté en coordonnées orthonormées log-log car ces variables peuvent évoluer dans de grandes proportions :

- les courants de quelques ampères à plusieurs kiloampères,
- les temporisations de quelques dizaines de millisecondes (pour des déclenchements instantanés) à des

centaines de secondes (pour le fonctionnement des protections de surcharge -image thermique-).

Pour que les courbes représentées soient comparables, il faut définir une tension de référence, de préférence celle qui est la plus utilisée dans l'installation. Ainsi, un maximum de comparaisons et d'études se font sur des courbes en «lecture directe», l'observation des courbes concernant les autres tensions se fait alors selon le rapport inverse des tensions.

Exemple, sur un diagramme où la tension de référence est HTA et donc

- les courants en HTA sont en «lecture directe»,

- les courants en BT

$$= \text{valeur BT} \times \frac{\text{tension BT}}{\text{tension HTA}}$$

- les courants en HTB

$$= \text{valeur HTB} \times \frac{\text{tension HTB}}{\text{tension HTA}}$$

- les courants de défaut «terre» et les courants phase dépendent de systèmes différents et sont donc représentés sur des diagrammes différents.

- pour améliorer la lisibilité des diagrammes, seule la partie utile des courbes est représentée : du courant minimal de service au courant de court-circuit maximal de la zone considérée.

#### Principes de sélectivité

- au moins deux courbes doivent concerner chaque niveau de courant de défaut.

- la sélectivité est totale entre deux protections lorsque leurs différentes courbes ne se croisent pas, exceptée l'utilisation de sélectivité logique (cf. fig. 11).

### Lecture d'un diagramme

Un tel diagramme (cf. fig. 23) regroupe de nombreuses informations.

■ sur l'axe des courants

- les courants nominaux,
- les courants de court-circuit,
- les seuils des protections.

**a** = seuil bas de ①

**a'** = seuil haut de ①

**b** = seuil de ②

**c** = seuil de ③

**d** = seuil bas de ④

**d'** = seuil haut de ④

■ sur l'axe des temps

**m** = temporisation du seuil haut

de ① et de ④

**n** = temporisation du seuil

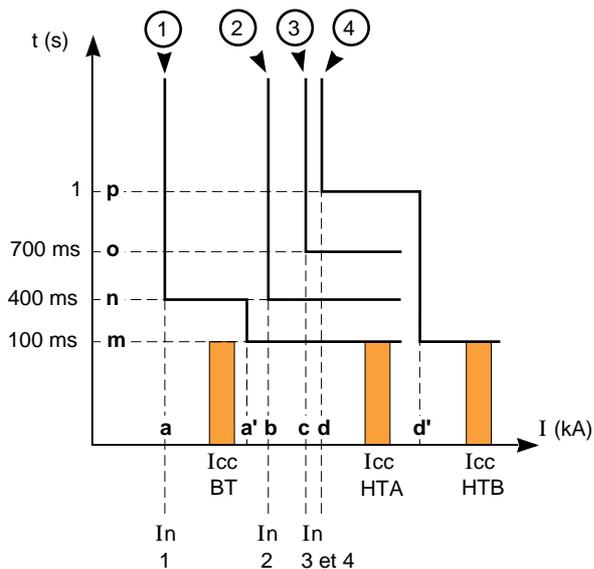
de ② et du seuil bas de ①

**o** = temporisation de ③

**p** = temporisation du seuil bas de ④

Les valeurs des seuils et des temporisations sont réunies dans le carnet des réglages utilisé lors de la mise en service de l'installation.

**a**



**b**

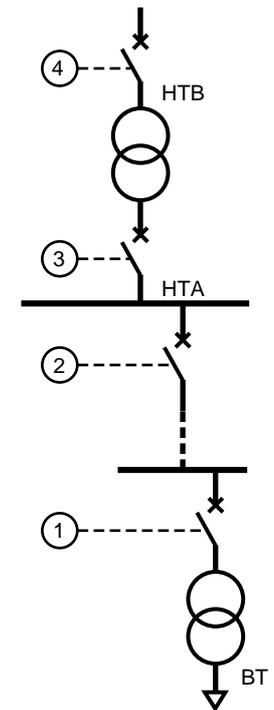


fig. 23 : exemple d'un diagramme de sélectivité (a) des protections du schéma unifilaire (b). A noter que pour être comparés les Icc sont exprimés à un même niveau de tension, ici HTA.

## 7. bibliographie

### Normes

- ANSI C 37-2 : Numérotation des protections.
- CEI 117-3 : Symbolisation des protections.
- CEI 255-3 : Relais de mesure à temps indépendant.
- CEI 255-4 : Relais de mesure à temps dépendant.
- CEI 812 : Techniques d'analyse de la fiabilité des systèmes - Procédures d'analyse des modes de défaillance et de leurs effets (AMDE).
- NF C 13-100 : Postes de livraison établis à l'intérieur d'un bâtiment et alimentés par un réseau de distribution publique de deuxième catégorie.
- NF C 13-200 : Installations électriques à haute tension : Règles.

### Cahiers Techniques Merlin Gerin

- Protection des réseaux par le système de sélectivité logique. Cahier Technique n° 2 - F. SAUTRIAU.
- Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques. Cahier Technique n° 18 - B. DE METZ NOBLAT.
- Mise à la terre du neutre dans un réseau industriel. Cahier Technique n° 62 - F. SAUTRIAU.
- Calcul des courants de court-circuit. Cahier Technique n° 158 - R. CALVAS, B. DE METZ NOBLAT, A. DUCLUZAUZ et G. THOMASSET.
- Le transformateur de courant pour la protection en HT. Cahier Technique n° 164 - M. ORLHAC.
- La conception des réseaux industriels en HT. Cahier Technique n° 169 - G. THOMASSET
- Des transformateurs de courant aux capteurs hybrides. Cahier Technique n° 170 - C. TEYSSANDIER

### Publications diverses

- Guide de la protection MT. Merlin Gerin, référence CG0021X.
- Choix du régime de neutre d'un réseau industriel HT de 1 à 36 kV. J. VERSCHOORE, Revue RGE n°11, Novembre 1980.

