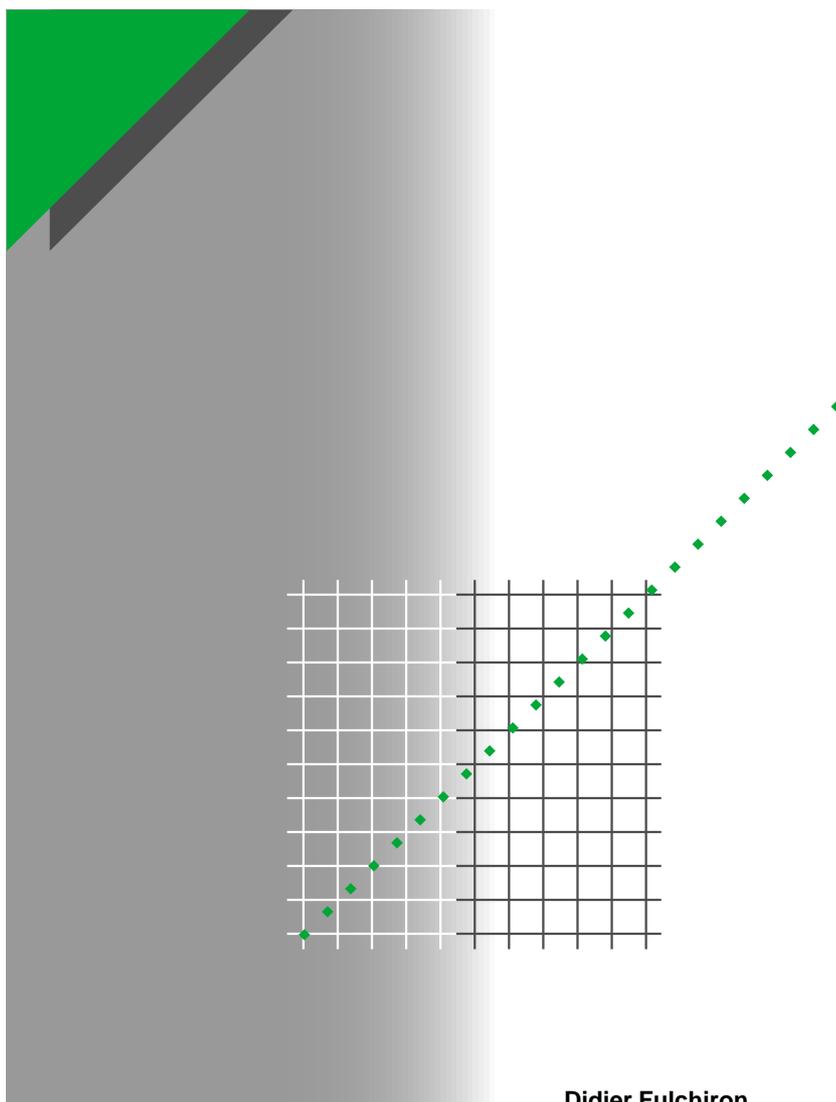


# Cahier technique n° 203

## Choix de base des réseaux MT de distribution publique



Merlin Gerin

Modicon

Square D

Telemecanique

Didier Fulchiron

Les Cahiers Techniques constituent une collection d'une centaine de titres édités à l'intention des ingénieurs et techniciens qui recherchent une information plus approfondie, complémentaire à celle des guides, catalogues et notices techniques.

Les Cahiers Techniques apportent des connaissances sur les nouvelles techniques et technologies électrotechniques et électroniques. Ils permettent également de mieux comprendre les phénomènes rencontrés dans les installations, les systèmes et les équipements.

Chaque Cahier Technique traite en profondeur un thème précis dans les domaines des réseaux électriques, protections, contrôle-commande et des automatismes industriels.

Les derniers ouvrages parus peuvent être téléchargés sur Internet à partir du site Schneider Electric.

Code : <http://www.schneider-electric.com>

Rubrique : **Le rendez-vous des experts**

Pour obtenir un Cahier Technique ou la liste des titres disponibles contactez votre agent Schneider Electric.

La collection des Cahiers Techniques s'insère dans la « Collection Technique » de Schneider Electric.

### **Avertissement**

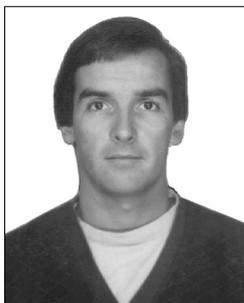
L'auteur dégage toute responsabilité consécutive à l'utilisation incorrecte des informations et schémas reproduits dans le présent ouvrage, et ne saurait être tenu responsable ni d'éventuelles erreurs ou omissions, ni de conséquences liées à la mise en œuvre des informations et schémas contenus dans cet ouvrage.

La reproduction de tout ou partie d'un Cahier Technique est autorisée après accord de la Direction Scientifique et Technique, avec la mention obligatoire : « Extrait du Cahier Technique Schneider Electric n° (à préciser) ».

# n° 203

## Choix de base des réseaux MT de distribution publique

---



**Didier FULCHIRON**

Diplômé de l'Ecole Supérieure d'Electricité en 1980, dès 1981 il rejoint les services techniques, à la station d'essais à grande puissance de Merlin Gerin.

Il prend part ensuite à différents développements de matériels moyenne tension principalement destinés à la distribution publique. Au sein de l'Activité Moyenne Tension de Schneider Electric, il participe à la prescription technique des matériels Schneider et travaille aussi au sein des comités internationaux de normalisation.

---



# Choix de base des réseaux MT de distribution publique

Les réseaux de distribution publique moyenne tension -MT- sont construits en utilisant deux paramètres fondamentaux influençant la majorité de leurs constituants ainsi que leur exploitation. Ces paramètres sont le mode de gestion du neutre et la tension de service. Leur choix a un impact très fort sur l'ensemble du réseau, et leur remise en cause est très difficile, voire impossible ou économiquement irréaliste. Il est donc capital de bien comprendre les influences de ces choix sur les autres paramètres du réseau que sont le système de protection, la sécurité, la gestion des défauts...

Le présent document montre les limites imposées par ces choix et passe en revue les différentes solutions existantes en montrant leurs avantages et leurs inconvénients.

## Sommaire

<b>1 Introduction</b>	1.1 Le régime de neutre	<b>p. 4</b>
	1.2 Principaux effets de ce choix sur les composants du réseau	p. 4
	1.3 Plans de protection contre les défauts d'isolement (défaut terre)	p. 5
	1.4 La sécurité des personnes et des animaux	p. 5
	1.5 La compatibilité électromagnétique	p. 6
	1.6 La tension de service	p. 7
<b>2 Situation des réseaux existants</b>	2.1 Mise à la terre du neutre	<b>p. 8</b>
	2.2 Tensions de service	p. 8
<b>3 Caractéristiques des systèmes « 4 fils »</b>	3.1 Plan de protection des réseaux à neutre distribué (« 4 fils »)	<b>p. 10</b>
	3.2 Exploitation des réseaux à neutre distribué (« 4 fils »)	p. 11
<b>4 Caractéristiques des systèmes « 3 fils »</b>	4.1 Plan de protection des réseaux à neutre non distribué (« 3 fils »)	<b>p. 13</b>
	4.2 Exploitation des réseaux à neutre non distribué (« 3 fils »)	p. 16
<b>5 Tension de service, critères de choix</b>	5.1 Pertes et chutes de tension	<b>p. 18</b>
	5.2 Difficultés d'isolation et coûts associés	p. 18
	5.3 Evolution des réseaux MT dans le monde	p. 19
<b>6 Conclusions</b>		<b>p. 20</b>

# 1 Introduction

## 1.1 Le régime de neutre

### Impact sur les caractéristiques électriques

Le mode de mise à la terre du neutre, au niveau du transformateur HT/MT, et le choix de distribuer ou non le conducteur de neutre (d'où la distinction « réseau 4 fils » de « réseau 3 fils ») ont une influence directe sur plusieurs paramètres significatifs du réseau.

- Le courant de défaut à la terre : en cas de défaut entre une phase et la terre, la valeur du courant de défaut est principalement déterminée par l'impédance de mise à la terre du neutre, et par les capacités, entre terre et conducteurs de phases, présentes sur le réseau (lignes, câbles et condensateurs).
- La tension de toucher et la tension de pas : ces deux notions concernent la sécurité des personnes au voisinage d'un défaut électrique. Ces tensions sont directement liées à la valeur du courant de défaut à la terre et aux impédances parcourues par ce courant.
- Le niveau des surtensions : la mise à la terre du neutre influe sur les surtensions à fréquence industrielle lors de défauts à la terre, mais également sur l'amplitude et l'amortissement de possibles phénomènes oscillants ou transitoires.
- Le niveau de perturbation des réseaux environnants : dans le cas de réseaux aériens, la boucle parcourue par un courant de défaut à la terre, fait apparaître un champ magnétique important. Des tensions sont alors induites dans les circuits des réseaux avoisinants, et typiquement dans les réseaux câblés de télécommunication (en technologie cuivre). Le niveau de ces tensions peut être inacceptable pour le fonctionnement voire pour l'isolement

des équipements voisins. Des études de compatibilité électromagnétique (CEM) sont donc nécessaires avant l'implantation d'une ligne MT.

### Impact sur les caractéristiques d'exploitation

Plusieurs critères d'exploitation sont également influencés par la mise à la terre du neutre :

- la durée admissible des défauts à la terre (étendue des dégâts et sécurité),
- le comportement des amorçages dans l'air (auto-extincteurs ou non),
- les moyens de localiser le défaut sur le réseau,
- les fluctuations de tension aux bornes des charges pendant les défauts à la terre,
- le nombre et la durée des défauts perçus par la clientèle,
- la possibilité et la facilité de reconfiguration suite à un incident.

### Impact sur les spécifications de construction

La construction des réseaux est influencée de manière significative par le mode de mise à la terre du neutre :

- les impédances de prises de terre doivent avoir des valeurs adaptées au courant de défaut,
- les conducteurs concernés par les défauts à la terre doivent avoir une tenue thermique adéquate,
- l'isolation des conducteurs et des matériels doit prendre en compte les hypothèses de surtensions, influencées par le régime de neutre.

## 1.2 Principaux effets de ce choix sur les composants du réseau

Le tableau de la **figure 1** liste certains effets significatifs générés par le choix initial d'une mise la terre du neutre.

C'est toujours l'hypothèse de défaut à la terre qui est considérée, car les défauts polyphasés ne sont pas influencés par la mise à la terre du neutre.

Ce tableau montre que plusieurs facteurs (sécurité, qualité de service et coût) sont affectés directement par la valeur du courant de défaut à la terre. Il en est ainsi de la sécurité des personnes (tensions de pas et de toucher), des « creux de tension » sur la basse tension, de la CEM avec des circuits électriques voisins (dont

Situation du Neutre	Isolé	Accordé (Petersen)	Impédant	Direct à la terre
Courant de défaut à la terre	Lié aux capacités parasites : 2 à 200 A	Presque nul, selon accord et facteur de qualité (< 40 A)	Selon impédance : 100 à 2000 A	Important : 2 à 25 kA, varie avec l'emplacement
Dégâts	Faibles	Presque nuls	Selon l'impédance	Importants
Perturbations de tension	Aucune	Aucune	Faibles	Significatives
Contraintes	Eventuelles surtensions	Thermiques sur la bobine	Thermiques sur l'impédance	Thermiques et électrodynamiques
Protections contre les défauts à la terre	Difficiles	Complexes	Faciles (sélectivité chronométrique)	« 3 fils » : faciles (sélectivité ampèremétrique)

**Fig. 1** : Effets significatifs générés par le choix initial d'une mise à la terre du neutre.

ceux des télécommunications), et des dégâts au lieu du défaut. Il confirme qu'il n'y a pas de régime de neutre « parfait » : les intérêts et les difficultés sont répartis.

De plus, l'importance relative de ces intérêts et avantages varie selon les parts de lignes

aériennes et de câbles souterrains, la longueur des départs, etc. Un choix judicieux à une certaine période peut donc être contestable après quelques années d'évolution d'un réseau.

### 1.3 Plan de protection contre les défauts d'isolement (défaut terre)

La notion de plan de protection comprend plusieurs aspects :

- la détermination des situations de défaut à traiter,
- le choix et la localisation des appareillages destinés à éliminer les défauts,
- le choix et le paramétrage des relais prévus pour surveiller les grandeurs électriques, diagnostiquer les situations de défaut, puis donner des ordres d'ouverture à l'appareillage,

- l'organisation de la sélectivité entre les différents relais, afin que l'appareil le plus proche du défaut soit le seul à déclencher pour minimiser l'étendue de la zone hors tension.

Concevoir un plan de protection nécessite donc une analyse du réseau et des phénomènes présents en situation normale et de défaut, une connaissance des possibilités de mesure et d'analyse (capteurs, relais, automatismes...) et une approche globale du sujet afin de déterminer les réglages pertinents.

### 1.4 La sécurité des personnes et des animaux

La valeur des courants de défaut à la terre a des conséquences sur d'autres aspects que la seule exploitation du réseau (cf. **fig. 1**). En particulier, lors d'un défaut à la terre, un courant parcourt des conducteurs normalement hors tension (les masses et la terre en faisant partie) dont les configurations et les impédances ne sont pas toujours maîtrisées. Les chutes de tension dues à ces impédances présentent des risques d'électrisation pour les êtres vivants placés à proximité du défaut.

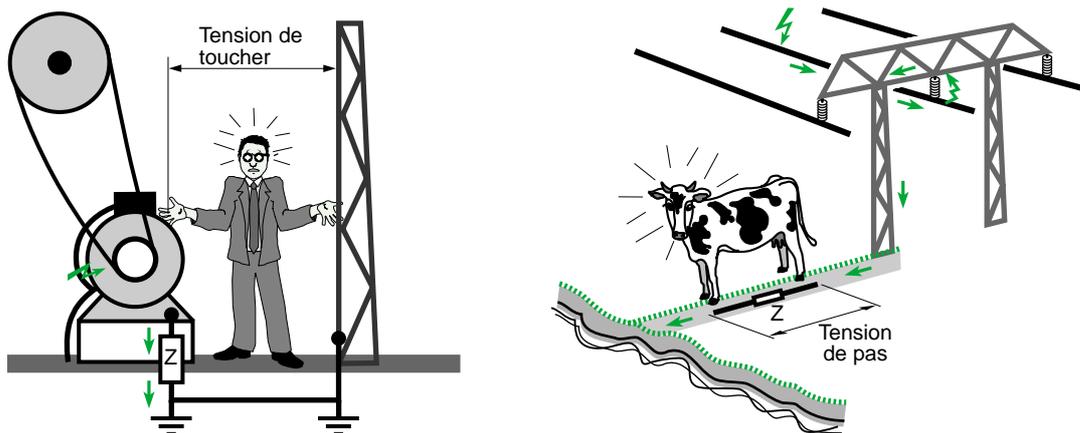
#### Tensions de pas et de toucher

En effet, en cas d'écoulement de courant à travers des parties conductrices normalement hors tension, y compris le sol, l'impédance de ces parties conductrices peut faire que deux points simultanément accessibles soient soumis à une différence de potentiel dangereuse. Selon le type de contact établi, on parle de tension de toucher (entre deux parties du corps, le plus

souvent entre les deux mains) et de tension de pas (entre deux pieds ou deux pattes). (cf. **figure 2**).

De nombreux textes normatifs et réglementaires visent une maîtrise du risque d'électrisation. Mais si les impédances des matériels sont aisées à connaître et sont stables dans le temps, il n'en est pas de même pour les impédances de prise de terre dont les faibles valeurs sont difficiles à conserver. La sécurité est donc

améliorée par une plus grande tolérance vis-à-vis des impédances de prise de terre, et simultanément par une limitation de la valeur des courants de défaut à la terre. Les normes internationales introduisent une relation tension-durée pour caractériser ce que peut supporter le corps humain. Les valeurs maximales de tensions de pas et de toucher à respecter seront donc d'autant plus faibles que la durée d'élimination d'un défaut sera importante.



**Fig. 2 :** Exemples de tension de toucher et de tension de pas.

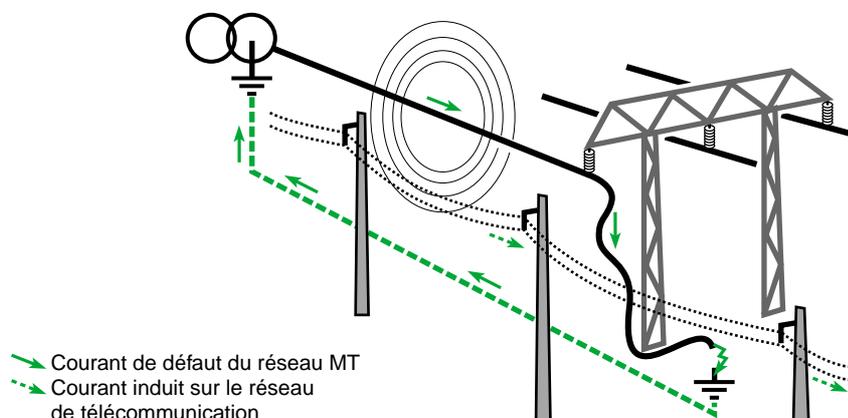
## 1.5 La compatibilité électromagnétique

### Induction vis-à-vis des circuits de télécommunication

Dans les réseaux « 3 fils », en situation d'exploitation normale, il n'y a pas de circulation de courant dans la terre. Seules les situations de défaut à la terre (cf. **fig. 3**) entraînent une émission de champ magnétique significatif et

doivent être considérées dans les études de compatibilité électromagnétique (CEM).

Pour les réseaux « 4 fils », en situation d'exploitation normale, le déséquilibre admissible de charge entre les différentes phases se traduit par un courant dans le neutre. Ce courant se partage entre le conducteur de neutre et la terre,



**Fig. 3 :** Tensions induites par les réseaux MT dans les circuits des réseaux câblés de télécommunication.

du fait de la mise à la terre en de multiples points de ce conducteur de neutre. Il faut donc gérer une situation permanente d'émission de champ magnétique à fréquence industrielle. Par contre, à courant de défaut comparable, la présence du quatrième conducteur, généralement placé sur les supports de ligne, réduit la boucle émissive.

Dans tous les cas ces rayonnements sont liés à la géométrie des lignes et sont difficiles à réduire, notamment en restant dans un système donné et une technique de réseau aérien. La diminution des courants de défaut à la terre, dans les systèmes de réseaux à trois fils, peut donc être une solution plus pertinente, d'autant qu'elle participe aussi à la sécurité des personnes évoquée précédemment.

Quand les exploitants de ces réseaux (énergie et communication) peuvent collaborer, l'établissement de règles d'installation de leurs lignes respectives peut contribuer à la diminution du couplage magnétique entre leurs réseaux, par exemple en réduisant la boucle « réceptive » du circuit perturbé par l'emploi de câbles torsadés au lieu de fils parallèles, ou encore en évitant un tracé parallèle trop proche des deux réseaux (cf. fig. 4).

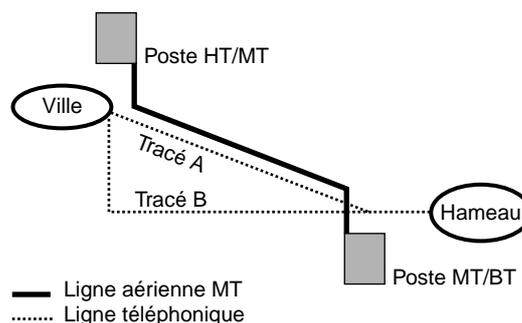
Mais c'est l'augmentation de la sévérité des normes d'émission qui amène, de plus en plus, les distributeurs d'énergie à remettre en cause leurs modes de gestion du neutre.

## 1.6 La tension de service

### Un compromis entre des paramètres contradictoires

Choisir une tension de service, pour un réseau donné, résulte de la prise en compte d'un certain nombre d'informations :

- la longueur moyenne des départs MT,
- la puissance délivrée,
- les pertes,
- le coût de l'isolation et des matériels,
- l'historique et la politique du distributeur.
- La longueur moyenne des départs MT : en effet, l'impédance accrue des départs longs risquent de générer des chutes de tension inacceptables. Ainsi, une zone géographique vaste, alimentée avec un petit nombre de postes HT/MT incitera à utiliser une tension de service plutôt élevée.
- La puissance délivrée : pour des zones à forte densité de consommation, les départs, même de faible longueur, doivent desservir de nombreuses charges ; pour une tension donnée, leurs courants élevés fixent alors une limite au système, et conduisent à préférer une tension de service plus élevée.
- Les pertes : alors même que les chutes de tension et les courants restent admissibles, les pertes d'énergie par effet Joule ont un coût parfois significatif. Augmenter la tension de service permet de diminuer la perte d'énergie pour une puissance distribuée donnée.
- Le coût de l'isolation et des matériels : plus la tension est élevée, plus les distances d'isolement



Le réseau téléphonique selon le tracé B sera moins perturbé que celui réalisé selon le tracé A.

**Fig. 4 :** Réduction du couplage entre un réseau MT et un réseau câblé de télécommunication.

**Nota :** Les réseaux réalisés en câbles souterrains bénéficient d'une faible impédance de mise à la terre des masses et d'un masquage électromagnétique du fait de la présence et de l'interconnexion des écrans. Ils sont donc moins concernés par les facteurs abordés dans les deux sous-chapitres 1.4 et 1.5.

doivent être importantes. Cela entraîne une augmentation de la taille des ouvrages et des appareillages, avec une augmentation des coûts. De plus, certaines technologies disponibles pour des tensions « faibles » ne le sont pas pour des tensions de gamme supérieure.

■ L'historique et la politique du distributeur : outre le fait qu'il est très difficile de changer de tension de service, un distributeur choisit souvent une tension de service unique afin de rationaliser ses matériels. Si son réseau est étendu, cette tension unique ne correspond pas à l'optimum technico-économique qui pourrait être choisi au niveau de zones géographiques plus petites. Elle offre toutefois des opportunités d'économie d'échelle et de réutilisation de matériels appréciables.

### Le choix est limité à des valeurs standard

Afin de pouvoir accéder à un marché fournisseur significatif, et ainsi bénéficier de conditions concurrentielles favorables, un distributeur doit limiter son choix à des valeurs normalisées assurant la disponibilité des différents matériels (isolateurs, câbles, appareillages...) chez différents constructeurs. L'utilisation de ces valeurs normalisées permet également de bénéficier de l'expérience accumulée par les constructeurs et par les organismes de normalisation. Enfin, l'existence de normes de référence permet de faciliter les relations contractuelles en assurant un bon niveau de performances et de qualité.

## 2 Situation des réseaux existants

### 2.1 Mise à la terre du neutre

Les réseaux peuvent être classés en deux grandes catégories :

- ceux dont le neutre est distribué (réseaux à 4 fils),
- ceux dont le neutre n'est pas distribué.

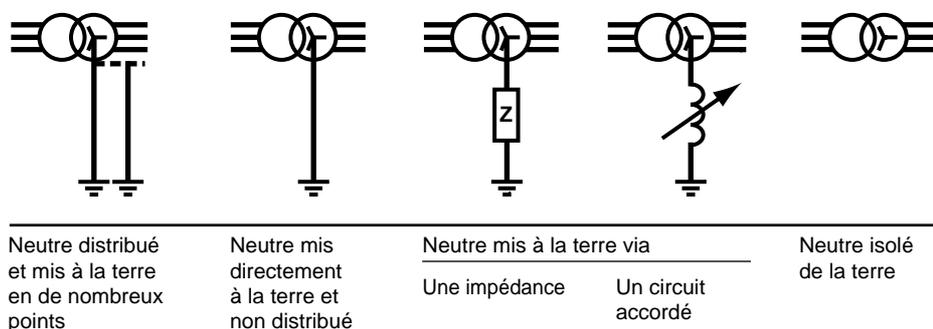
En théorie, chacune de ces catégories peut utiliser des mises à la terre du neutre avec des valeurs d'impédance diverses (cf. **fig. 5**).

En fait, tous les réseaux « 4 fils » utilisent une liaison du neutre directement à la terre ; de plus le conducteur de neutre peut être mis à la terre en de multiples points du réseau et ne présente alors jamais de tension dangereuse. Ce schéma est utilisé aux Etats-Unis et plus généralement en Amérique du Nord, mais également dans une partie de l'Amérique du Sud, en Australie et dans d'autres pays sous l'influence des USA.

Les réseaux « 3 fils » utilisent quatre types de mise à la terre :

- neutre direct à la terre (Grande-Bretagne, Espagne...),
- neutre faiblement impédant R//L (France, Allemagne, Espagne...),
- neutre accordé ou « de Petersen » (Allemagne, Hongrie, Pologne...),
- neutre isolé (Espagne, Suède, Norvège, Italie, Chine...).

Les choix ont été faits en fonction de particularités locales, comme les étendues respectives de réseau aérien et de réseau souterrain. Les changements sont possibles, mais sont souvent financièrement très lourds (travaux importants et changements de matériel coûteux).



**Fig. 5** : Les différents schémas de liaisons à la terre des réseaux de distribution MT.

### 2.2 Tensions de service

Les tensions de service utilisées par les distributeurs d'énergie sont comprises entre 5 et 33 kV. Les tensions les plus faibles ne sont rencontrées que pour des réseaux de faible étendue, majoritairement en zones urbaines. Certaines tensions de service sont en voie de disparition, mais sur des durées importantes liées au faible rythme de renouvellement des réseaux.

Deux systèmes normatifs importants coexistent et préconisent des valeurs de tension privilégiées différentes :

- La Commission Electrotechnique Internationale (CEI) sert de référence pour une part importante de la planète.
- L'American National Standard Institute (ANSI) est la référence des pays étant, ou ayant été, sous influence des Etats-Unis.

Ces systèmes normatifs introduisent la notion de « tension assignée », valeur servant à définir l'ensemble des caractéristiques des matériels.

Le tableau de la **figure 6** donne quelques valeurs usuellement rencontrées, mais la plupart des pays utilisent plusieurs niveaux de tension.

---

Tension de service (kV)	Pays	Tension assignée (kV)	Norme
6	Japon	7,2	CEI
10 à 12	Royaume-Uni, Allemagne, Chine	12	CEI
13,8	U.S.A., Australie	15	ANSI
15	(en disparition)	17,5	CEI
20	France, Italie, Espagne	24	CEI
25	U.S.A.	27	ANSI
33	Turquie	36	CEI

**Fig. 6** : Exemples de valeurs de tension utilisées en distribution publique.

---

## 3 Caractéristiques des systèmes « 4 fils »

Les systèmes « 4 fils » sont caractérisés par la distribution du neutre MT jusqu'aux charges. Cette distribution est utilisée aux USA et dans certains pays d'influence nord-américaine, toujours dans le cadre des normes ANSI. Elle n'est utilisée que dans un régime de neutre « direct à la terre », avec l'application d'un concept de terre globale consistant à faire la mise à la terre du conducteur de neutre en de multiples points du réseau, tous les 200 mètres environ. La tension neutre-terre est donc bien maîtrisée.

La distribution du conducteur de neutre permet d'alimenter des charges entre le neutre et une phase (à la tension simple) : une part significative de l'énergie est alors consommée en monophasé. En situation d'exploitation normale cette utilisation monophasée, dont le foisonnement n'est pas totalement maîtrisé par le distributeur, entraîne la présence d'un courant

dans le conducteur de neutre ou la terre. Il est généralement admis que le déséquilibre des charges entre les différentes phases peut atteindre 40 % du courant assigné d'un départ.

Du fait de la mise à la terre directe, le courant d'un défaut direct à la terre est principalement limité par l'impédance du tronçon de réseau entre le transformateur HT/MT et le lieu du défaut. Cette situation impose l'utilisation de protections « décentralisées », capables de gérer des seuils de plus en plus bas au fur et à mesure de l'éloignement, et néanmoins capables d'être coordonnées. Le plan de protection qui en résulte est complexe et se prête mal aux reconfigurations de réseau, lors d'incident. Ce plan doit également être adapté à chaque modification significative d'un départ, en impédance ou en topologie, ce qui constitue une contrainte forte vis-à-vis de l'évolutivité.

### 3.1 Plan de protection des réseaux à neutre distribué (« 4 fils »)

Dans ces réseaux, le courant de déséquilibre dû aux charges monophasées peut « masquer » un courant de défaut à la terre. En effet, les protections ne peuvent pas discriminer entre le courant d'une charge phase-neutre et le courant d'un défaut phase-terre si leurs valeurs sont comparables. La valeur du courant de défaut phase-terre est liée d'une part à l'impédance éventuelle du défaut lui-même, et d'autre part à l'impédance du réseau entre le transformateur d'alimentation HT/MT et le lieu du défaut. Elle varie donc en fonction de la distance du défaut au poste. Pour des lignes un peu longues, un défaut phase-terre éloigné peut provoquer un courant inférieur au courant de déséquilibre qui est admis au niveau du départ du poste ; dans ce cas, une protection placée dans le poste n'est pas capable de détecter ce défaut. Une protection complémentaire avec des seuils plus bas est alors nécessaire pour étendre la partie du réseau effectivement surveillée appelée « zone de protection ». Dans un réseau, la zone de protection de chaque dispositif est d'autant plus réduite que les défauts à éliminer sont impédants.

Ainsi, pour avoir une bonne détection des défauts sur ce type de réseaux, dont les courants de charge normale diminuent avec l'éloignement du poste, plusieurs dispositifs de protection doivent être placés en cascade (cf. fig. 7).

Quand la puissance distribuée sur le dernier tronçon est faible, la protection la plus éloignée du poste est souvent réalisée par des fusibles pour des considérations économiques.

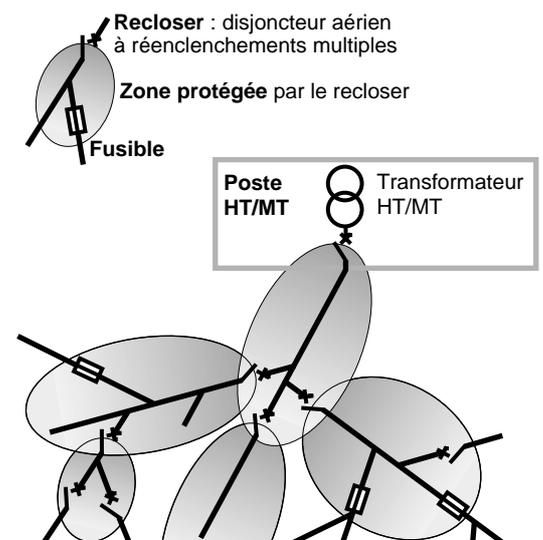


Fig. 7 : Exemple de réseau de distribution nord américain comportant plusieurs dispositifs de protection placés en cascade ; à noter les recouvrements des zones de protection.

En ce qui concerne les parties de réseaux réalisées en souterrain (par câbles), elles sont généralement de moindre étendue qu'en réseau aérien et d'impédance plus faible, aussi la valeur du courant d'un défaut phase-terre est peu

affectée par la distance du défaut au poste ; néanmoins, pour desservir des zones limitées à partir d'un câble principal, ces réseaux comportent aussi des dérivations monophasées protégées par des fusibles.

### 3.2 Exploitation des réseaux à neutre distribué (« 4 fils »)

L'exploitation de ce type de réseaux peut être caractérisée par deux difficultés importantes :

- des risques électriques dus aux éventuels défauts impédants difficiles à détecter de manière simple,
- lorsqu'une boucle est nécessaire pour une bonne continuité de service, elle doit être d'impédance suffisamment faible pour être dans la zone de protection.

Dans les paragraphes précédents, il a été expliqué la difficulté de diagnostiquer des défauts à la terre fortement impédants. Des publications américaines récentes (1999) font état du fait que, pour plus de la moitié des interventions effectuées pour des conducteurs tombés à terre, les conducteurs au sol sont encore sous tension lorsque les techniciens arrivent. Ces situations représentent des risques importants pour les personnes et pour les biens, (électrisation ou incendie).

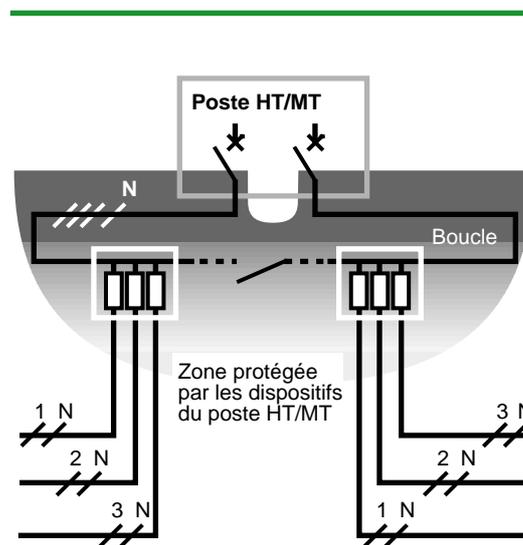
Lorsque le neutre est distribué, deux structures de réseaux sont à distinguer par la présence ou non d'une liaison bouclable ne comprenant pas de protection décentralisée.

#### Présence d'une liaison bouclable ne comprenant pas de protection décentralisée

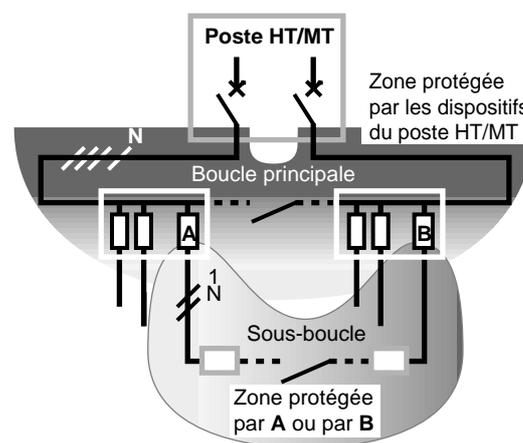
Si une telle boucle existe, elle est nécessairement d'impédance faible afin de pouvoir être entièrement dans la zone de protection des dispositifs du poste HT/MT (cf. **fig. 8**). C'est typiquement le cas des zones géographiques urbaines denses à distribution souterraine.

La boucle peut être exploitée selon le principe de la boucle ouverte pour bénéficier, lors d'un incident de câble sur la boucle elle-même, des capacités de reprise de service liées à ce schéma. A partir de cette boucle, des dérivations équipées de protections peuvent être réalisées en monophasé ou en triphasé (cf. **fig. 9**). Elles peuvent éventuellement être organisées en sous-boucles, pour bénéficier de ce même mode d'exploitation, mais ces sous-boucles doivent être entièrement dans la zone de protection des dispositifs de la dérivation.

Du fait des impédances limitées des tronçons de câbles, et de l'existence de seulement deux niveaux de protection à gérer, l'évolutivité d'un tel système peut être considérée comme satisfaisante. Toute extension géographique est cependant limitée par le nécessaire respect des zones de protection.



**Fig. 8 :** Pour une complète protection d'une boucle d'alimentation contre les défauts à la terre, cette boucle doit être entièrement comprise dans la zone de protection des dispositifs du poste HT/MT.



□ Ouvrages alimentés par la sous-boucle dont la protection de défaut terre est réalisée par A ou par B selon la configuration.

**Fig. 9 :** Ce sont les dispositifs du poste HT/MT qui protègent la boucle principale, et les deux extrémités de chaque dérivation organisée en sous-boucle comportent des protections pour satisfaire à la sécurité des différentes configurations possibles.

**Présence de liaisons physiquement bouclables, mais comprenant des protections décentralisées**

Quand le réseau est structuré de manière radiale, avec mise en cascade de dispositifs de protection, cela interdit les schémas de type « secours », alors même que la topologie le permettrait. En effet, une reprise de charge, même temporaire, réalisée à l'extrémité d'une arborescence impliquerait de pouvoir redéfinir les seuils de protection et les étages de sélectivité des différents dispositifs concernés. Ces réglages étant le résultat de calculs assez complexes, prenant en compte les longueurs et les natures des différents tronçons, il est illusoire d'imaginer pouvoir gérer des situations d'incident par des modifications de réglages. L'exploitation

est donc limitée au mode radial, et les situations d'incident peuvent entraîner des durées de coupure significatives... jusqu'à réparation. Pour des raisons similaires, toute évolution de la topologie ou du niveau de charge du réseau implique de vérifier la cohérence des protections en place. Modifier un tel réseau est donc très délicat et coûteux. L'évolutivité d'un tel système peut être considérée comme médiocre.

Quelle que soit la structure du réseau la localisation des défauts, qui font fonctionner les protections ampèremétriques, peut être réalisée simplement avec des détecteurs réagissant aux surintensités. Ces détecteurs de défaut placés sur les conducteurs de phase fonctionnent tant pour les défauts entre phases que pour les défauts à la terre.

## 4 Caractéristiques des systèmes « 3 fils »

Dans ces systèmes, le neutre n'est pas distribué et donc indisponible pour les utilisateurs. Les charges, même monophasées, ne peuvent être raccordées qu'aux phases du réseau. Elles ne génèrent donc aucun courant de neutre dans le système de distribution et, hormis d'éventuels déséquilibres capacitifs entre les conducteurs de phases, le courant résiduel d'un tel système est nul.

Le point neutre du réseau, restant à la disposition exclusive du distributeur, peut être mis à la terre au travers d'une impédance de valeur et de nature quelconque. En pratique, quatre régimes de neutre sont principalement mis en œuvre : isolé, accordé, impédant ou direct à la terre.

Si la valeur de l'impédance de mise à la terre du neutre est significative comparée aux

impédances de réseau, l'impédance homopolaire résultante fixe, de fait, la valeur maximale du courant de défaut à la terre. Dans cette impédance homopolaire, il faut considérer que l'impédance de neutre est en parallèle avec l'ensemble des capacités phase-terre du réseau. Ces capacités peuvent atteindre des valeurs importantes et contribuer de manière significative au courant de défaut à la terre. Dans tous les cas, du fait de l'absence de courant résiduel en exploitation, tous les défauts à la terre peuvent être détectés à la sous-station. Selon l'impédance de neutre, le mode de protection adopté peut être différent, mais il n'y a pas d'obligation technique à utiliser des protections décentralisées. Le plan de protection peut donc rester assez simple avec l'avantage de supporter sans modification des changements de configuration du réseau.

### 4.1 Plan de protection des réseaux à neutre non distribué (« 3 fils »)

#### Généralités

Dans les réseaux à neutre non distribué, les charges sont nécessairement connectées entre phases et lorsque la connexion de mise à la terre du neutre existe, aucun courant permanent ne la parcourt. Cette situation n'est que théorique : les courants capacitifs qui existent entre les conducteurs de phase et la terre ne sont jamais parfaitement équilibrés. Ce déséquilibre provient des différences de géométrie sur les lignes aériennes, à l'intérieur des transformateurs, sur les cheminements de câbles des différentes phases, etc. Cependant si lors de la construction du réseau, le distributeur prend la précaution de permuter les conducteurs de phases le long de chaque départ, le courant résiduel permanent de chaque départ peut être réduit à moins de 1 A, voire nettement moins en neutre isolé. Un tel courant résiduel naturel permet alors de diagnostiquer, à partir de la sous-station, la présence de courants de défaut à la terre de faible valeur.

Les ordres de grandeurs de ces courants de défaut pouvant être notablement différents de ceux d'un système « 4 fils », les protections à prévoir sont donc également différentes.

#### Réseau à neutre isolé

Le réseau est dit « à neutre isolé » quand il n'y a pas de connexion physique volontaire entre le point neutre MT du transformateur et la terre. Le transformateur peut d'ailleurs avoir un enroulement MT couplé en triangle. Le potentiel moyen du réseau par rapport à la terre est alors

fixé par les impédances parasites entre les conducteurs de phases et la terre. Parmi ces impédances, il y a les capacités des lignes et des câbles, qui sont prépondérantes, mais également des impédances de fuite de différents matériels (parafoudres, capteurs de mesure...) ainsi que celles d'éventuels défauts. La tension résiduelle, somme vectorielle des trois tensions phase-terre, d'un tel réseau n'est jamais parfaitement nulle. La surveillance de cette tension donne un bon indicateur de la qualité d'isolement du réseau, du fait que tout défaut entre une phase et la terre entraîne un déséquilibre d'impédance marqué et l'augmentation de la tension résiduelle. Par contre, cette information, qui est commune à l'ensemble du réseau, ne permet pas de localiser le défaut.

Dans le cas d'un défaut franc à la terre (contact direct d'impédance négligeable), la tension phase-terre est nulle pour la phase concernée et égale à la tension composée du réseau pour les deux autres phases. Les courants présents dans les capacités phase-terre des trois conducteurs de phases ne forment alors plus un ensemble triphasé équilibré : un courant résiduel non nul circule dans tout le réseau. Son intensité, au niveau de chaque disjoncteur de départ, dépend de la longueur et de la nature des liaisons et des équipements placés en aval. L'utilisation d'une protection à maximum de courant ne permet donc pas de discriminer simplement et de manière efficace le départ en défaut des départs sains.

Les réseaux à neutre isolé peuvent être exploités avec un défaut à la terre maintenu (détecté et non éliminé). Ce mode d'exploitation est parfois utilisé pour améliorer la continuité de service, car il permet de localiser le défaut tout en maintenant la desserte des clients. Le risque associé au maintien d'un défaut à la terre est dans l'apparition d'un deuxième défaut de même nature sur l'une des autres phases. Ce deuxième défaut crée un court-circuit alors que les phases saines sont, vis-à-vis de la terre, maintenues à une tension égale à la tension composée pendant toute la durée d'exploitation à défaut maintenu.

### Réseau à neutre accordé (bobine de Petersen)

Le réseau est dit « accordé » ou « mis à la terre par une bobine de Petersen » quand, dans la liaison du neutre à la terre, est placée une bobine à fort coefficient de qualité dont la valeur d'inductance est ajustée de façon à obtenir un

accord (conditions de résonance) entre les capacités du réseau et cette bobine (cf. **fig. 10**). Lors d'une mise à la terre de l'une des phases du réseau, cet accord se traduit par un courant de très faible valeur dans le défaut ( $I_d = I_C - I_L$ ). Ce courant est uniquement dû à l'imperfection de l'accord, au déséquilibre capacitif entre les phases et aux pertes résistives de la bobine.

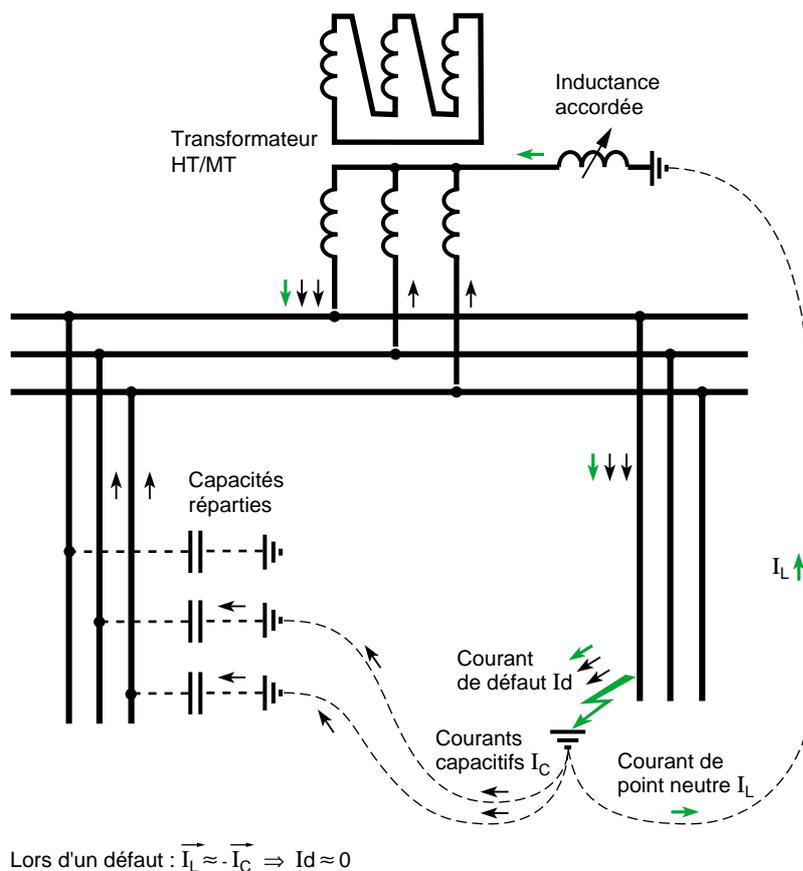
L'ordre de grandeur normal d'un tel courant de défaut est de quelques ampères (typiquement de 2 à 20 A).

La condition de résonance s'exprime par la formule  $LC\omega^2 = 1$ , avec :

L = inductance de neutre,

C = capacité homopolaire du réseau (somme des capacités phase-terre des trois phases), et  $\omega$  = pulsation du réseau ( $\omega = 2\pi F = 100\pi$  pour un réseau à 50 Hz).

Le maintien de cette condition de résonance, lors des variations de configuration du réseau et même lors des variations de conditions climatiques, implique que la bobine soit réglable



**Fig. 10** : Principe d'exploitation d'une bobine de mise à la terre dont la valeur d'inductance est accordée avec la valeur capacitive du réseau.

avec une bonne définition. L'accord est généralement réalisé par un automatisme.

Ce régime de neutre présente un intérêt majeur par le fait que de nombreux défauts sont auto-extincteurs, typiquement tous les amorçages d'intervalle d'air. Il offre ainsi une bonne continuité de service aux réseaux qui comportent beaucoup de lignes aériennes. Il est évident que les défauts d'isolement internes aux matériels et aux câbles (notamment en souterrain) ne bénéficient pas de ce comportement. De plus, les réseaux à neutre accordé peuvent être exploités avec un défaut à la terre maintenu, comme les réseaux à neutre isolé. La limite de ce fonctionnement est le plus souvent liée à la tenue thermique de l'impédance de neutre qui est soumise à la tension simple pendant toute la durée du défaut.

L'inconvénient principal du neutre accordé réside dans la difficulté à localiser un défaut permanent et certains défauts réamorçants. Cette difficulté provient de la faible valeur du courant traversant un défaut comparée à la valeur importante des courants capacitifs qui circulent simultanément sur l'ensemble des lignes. Une simple détection de courant résiduel ne peut donc pas faire la différence entre un départ sain et le départ en défaut. Il est nécessaire d'introduire des protections directionnelles à maximum de courant résiduel, voire à maximum de puissance résiduelle afin de garantir une sélectivité performante. L'utilisation de telles protections est possible au niveau des postes sources, mais est totalement irréaliste (complexe et coûteuse) dans les installations implantées le long du réseau. Enfin, les détecteurs de défaut fonctionnant sur le même principe (directionnels) seraient trop coûteux et n'existent donc pas. De ce fait, l'exploitation du réseau est fortement pénalisée lors d'incidents de type défaut permanent : la mise sous tension ne peut se faire qu'après inspection des lignes et essais successifs de refermeture.

Ces difficultés rendent ce régime de neutre peu intéressant pour les réseaux à forte proportion de câbles souterrains. Cependant de récents développements technologiques ont permis la réalisation de nouveaux détecteurs fonctionnant avec des capteurs peu coûteux. Cette évolution pourrait supprimer une partie des difficultés d'exploitation actuelles des réseaux à neutre compensé.

#### **Réseau à neutre impédant**

Pour ce type de réseau, une impédance de limitation, généralement résistive, est insérée dans la liaison du neutre à la terre. Elle peut également comporter une partie inductive, de manière à compenser partiellement l'apport capacitif du réseau. En distribution publique, il

n'y a pas de réseau mis à la terre par une inductance seule non accordée.

La valeur de l'impédance est toujours importante comparée aux impédances de ligne et, de ce fait, le courant d'un défaut direct à la terre varie peu en fonction du lieu du défaut : il est de quelques centaines d'ampères (de 100 à 2000 A environ). Cette importance des courants de défaut à la terre, ainsi que la prépondérance de la composante circulant dans l'impédance de neutre, rendent la détection des défauts à la terre facile :

- une protection de type « à maximum de courant résiduel », avec des valeurs de seuil suffisamment hautes pour ignorer les phénomènes capacitifs ou transitoires, fonctionne correctement sur ces réseaux ;
- la sélectivité entre départs est aisée grâce à la valeur significative du courant de défaut, et la sélectivité entre dispositifs de protection disposés en cascade est obtenue par un fonctionnement chronométrique (protections à temps défini ou à temps dépendant). Toutefois, l'existence possible de défauts à la terre d'impédance non négligeable devant l'impédance de neutre incite à rechercher les réglages les plus bas, tout en se prémunissant contre les déclenchements intempestifs. Pour des défauts très impédants, les dispositifs de protection par courant résiduel ne peuvent plus être sélectifs, et des dispositifs complémentaires, tels que des automatismes de détection avec ouvertures successives des différents départs, sont ajoutés dans les postes sources.

Dans de nombreuses situations, lorsque la charge en aval du dispositif de protection est faible, la protection contre les défauts directs à la terre peut être réalisée avec une détection à maximum de courant phase. C'est pourquoi certains distributeurs ne mettent pas systématiquement des protections à courant résiduel sur de tels circuits (par exemple : dérivation alimentant un transformateur MT/BT). La localisation des défauts est facilitée sur ces réseaux par l'emploi possible de détecteurs de défaut simples et d'un prix modéré, capables de réagir au courant d'un défaut direct à la terre. Leur sensibilité toutefois limitée fait que certains défauts d'impédance significative, bien que diagnostiqués par les protections du poste source, ne les font pas réagir (intensité insuffisante). Il est cependant possible de choisir des seuils plus bas avec la seule gêne d'une signalisation inutile, car le fonctionnement intempestif d'un détecteur de défaut est généralement sans conséquence.

#### **Réseau à neutre direct à la terre**

Le neutre direct à la terre peut être interprété comme un cas particulier (cas d'une impédance de neutre négligeable) du neutre impédant. Ce

sont donc exclusivement les impédances du réseau (source et ligne), du défaut et du retour par la terre, qui fixent l'intensité du courant de défaut. De ce fait, les intensités généralement élevées des courants de défaut peuvent présenter d'importantes dispersions selon l'emplacement et le type du défaut, et en conséquence induire des difficultés de reconfiguration ; par exemple pour la reconfiguration d'un réseau avec des départs notablement plus longs en situation de secours qu'en situation normale. Cet effet peut être atténué par l'adoption de seuils de détection, aussi faibles que possible, prévus pour diagnostiquer les défauts directs à la terre et aussi les défauts impédants.

La détection des défauts à la terre est simple. Très souvent le même type de protection peut être utilisé vis-à-vis des défauts entre phases et des défauts à la terre. La fonction « détecteur de défaut » est également simple à réaliser, avec une détection à maximum de courant phase, ou éventuellement à maximum de courant résiduel.

Dans ce schéma où les défauts à la terre peuvent être de fortes intensités, ils peuvent provoquer des dégâts importants. Il est donc souhaitable de choisir des temps d'intervention de protection courts. Cette situation, associée aux besoins de sélectivité toujours présents dans un réseau de distribution, privilégie l'utilisation de protections à temps dépendant (souvent dites « à temps inverse »).

## 4.2 Exploitation des réseaux à neutre non distribué (« 3 fils »)

Ces réseaux ont surtout une structure soit radiale, soit radiale avec possibilité de bouclage, soit en boucle. De nombreuses autres configurations existent qui mélangent ces structures de base.

L'exploitation se fait le plus fréquemment en circuit ouvert. Toutefois, afin d'assurer une très bonne disponibilité de l'énergie pour leurs clients, quelques distributeurs exploitent des boucles fermées équipées de disjoncteurs à chaque poste de transformation MT/BT. Mais de telles installations sont coûteuses et leur exploitation est délicate.

Dans une exploitation à circuit ouvert, la principale caractéristique des réseaux « 3 fils » est qu'ils permettent de détecter tous les défauts à la terre, quelle que soit leur localisation, à partir du poste HT/MT. Les défauts entre phases sont également gérés à partir du poste HT/MT : une protection décentralisée ne s'impose que s'il y a une ligne exceptionnellement longue, en fait dès qu'il devient impossible de discriminer un défaut lointain entre deux conducteurs de phase, du courant de charge admissible du départ.

La protection centralisée offre une totale liberté de modification du réseau. Il est ainsi possible de prévoir plusieurs schémas de secours avec de nombreux bouclages pour faire face à différents incidents : si le schéma de base pour l'exploitation normale d'une zone à forte densité de consommation regroupant de nombreux clients est la boucle ouverte, des bouclages peuvent être aussi prévus en extrémité de lignes à structure radiale, avec d'éventuelles limitations des charges à ré-alimenter après l'interruption (cf. **fig. 11** ).

La liberté de modification permet également de procéder à des extensions ou restructurations de réseau, sans avoir à remettre en cause les

moyens et réglages des protections. Cette grande évolutivité représente une souplesse très appréciable.

Par contre, s'il n'y a que des protections centralisées, en cas d'incident tous les clients d'un même départ sont concernés. Leur nombre peut être très important... d'où une motivation alors également très importante pour corriger rapidement la situation !

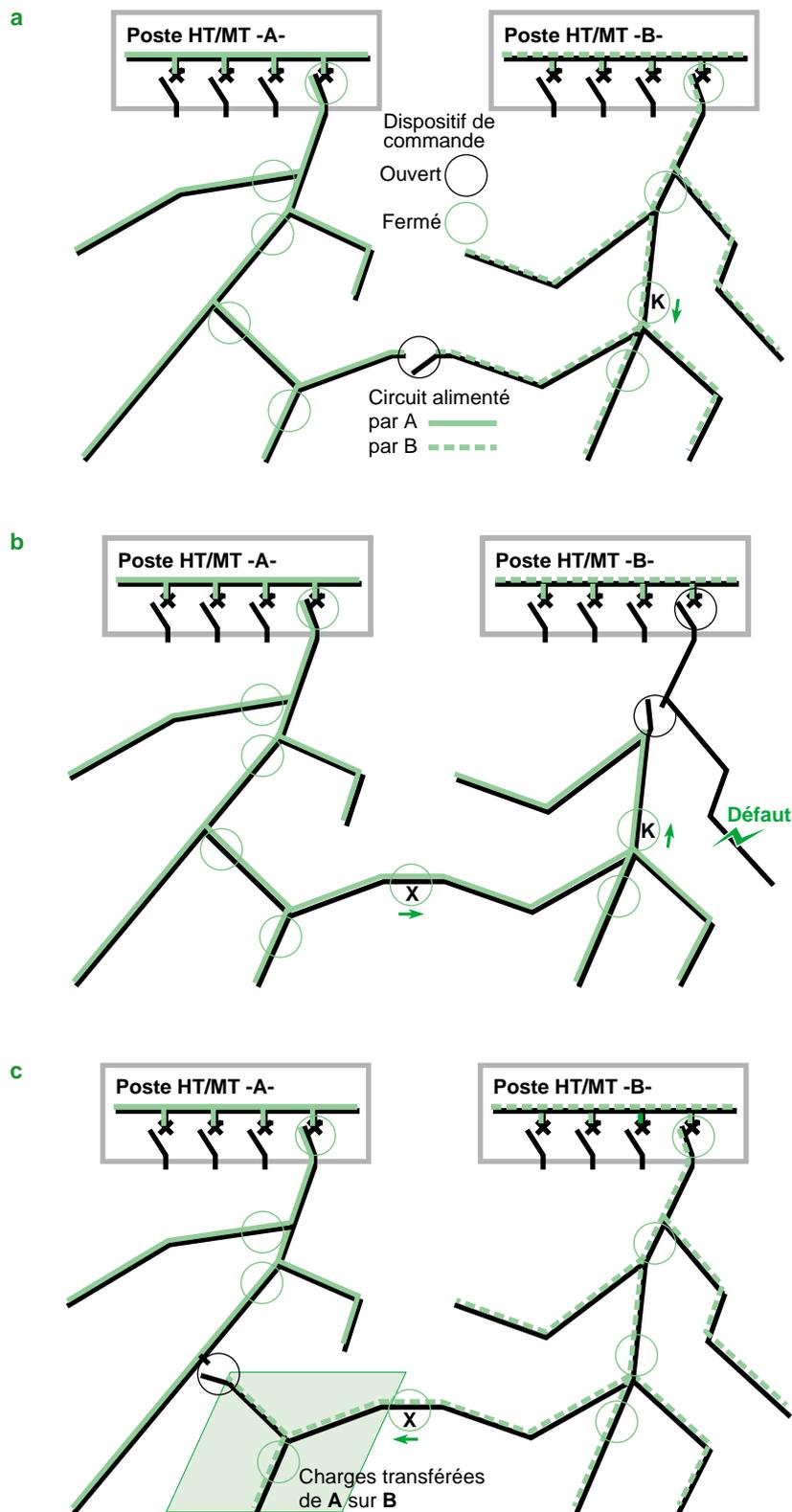
La mise en œuvre de la téléconduite associée à des détecteurs de défaut répond à cet impératif de rapidité d'intervention : selon le nombre d'appareillages téléconduits, elle permet de réalimenter une part importante de la clientèle concernée (généralement plus de 60 %).

Un travail en trois étapes permet aux équipes du distributeur de procéder aux reprises de service :

- 1<sup>e</sup> reconfiguration par téléconduite,
- 2<sup>e</sup> reconfiguration manuelle, sur le terrain, en utilisant les appareillages de sectionnement non téléconduits,
- 3<sup>e</sup> réparation éventuelle.

L'introduction de points privilégiés de téléconduite peut être faite sur le seul critère d'amélioration de la qualité de service, car aucun impératif technique n'impose de lieu particulier sur le réseau.

Certains distributeurs installent des protections décentralisées, pour satisfaire un critère de qualité de service et non pas un besoin fondamental d'élimination de défaut. Il faut noter que les critères de sélectivité définis, qui doivent être respectés entre ces protections et celles du poste HT/MT, sont nettement moins délicats que pour des réseaux à neutre distribué. Par ailleurs, des modifications de topologie ou de charge ne remettent généralement pas en cause ces réglages.



**Fig. 11** : Exemple de schéma d'un réseau de distribution dont la protection centralisée permet différentes configurations d'exploitation (**a** = configuration en exploitation normale, **b** = configuration après incident réduisant le nombre de clients concernés, **c** = configuration de ré-alimentation avec limitations de charge).

**Nota** : L'interrupteur **K** est traversé par un courant en sens inverse entre les configurations **a** et **b** ; il en est de même pour l'interrupteur **X** entre les configurations **b** et **c**.

## 5 Tension de service, critères de choix

### 5.1 Pertes et chutes de tension

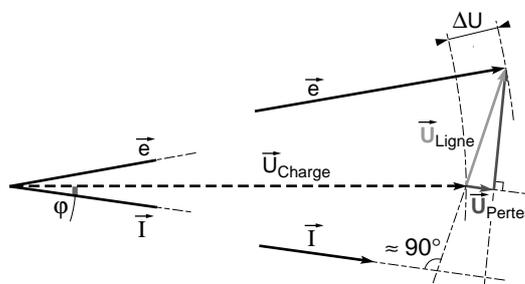
Les pertes pour un réseau de distribution MT correspondent essentiellement à la dissipation thermique par effet Joule dans les conducteurs. Il s'agit d'un critère économique du fait qu'elles dégradent le coefficient d'efficacité globale du réseau. Elles sont proportionnelles au carré du courant et, à puissance distribuée donnée, inversement proportionnelles au carré de la tension de service. À ce titre, il est intéressant d'utiliser une tension de service élevée afin de les minimiser, mais d'autres facteurs, notamment économiques, peuvent réduire cet intérêt.

Les chutes de tension au niveau des bornes de livraison des clients (cf. **fig. 12**) correspondent à la différence ( $\Delta U$ ) entre les tensions à vide ( $e$ ) et en charge du réseau ( $U_{\text{Charge}}$ ). L'amplitude et la phase ( $\phi$ ) du courant sont déterminées par la puissance et la nature de la charge. Le réseau ayant un comportement essentiellement inductif, la chute de tension en ligne ( $U_{\text{Ligne}}$ ) est presque en quadrature avec le courant.

Différentes réglementations définissent des limites de valeur de tension que les distributeurs doivent respecter aux points de livraison. Par exemple, il peut être imposé simultanément une tolérance de  $\pm 10\%$  sur le réseau basse tension et une tolérance de  $\pm 7,5\%$  sur le réseau moyenne tension. Le respect de telles tolérances devient plus difficile quand la puissance distribuée augmente. Pour des longueurs et sections de conducteurs données, une tension d'alimentation plus élevée autorise une puissance délivrée plus importante avec les mêmes tolérances. Pour une chute de tension maximale imposée, le tableau de la **figure 13** illustre la capacité de transport d'une ligne en fonction de sa section et de sa tension de service.

L'appréciation de la capacité d'un réseau est un outil de planification : elle permet de déclencher des opérations de renforcement de lignes ou de création de nouvelles lignes quand les perspectives de croissance de la puissance appelée approchent des limites admissibles.

L'hypothèse du changement de tension de service est rarement évoquée dans ce cas, car une telle opération présente de nombreuses difficultés : remplacement de tous les transformateurs, d'une grande partie des conducteurs, des appareillages et des isolateurs... Il est donc très important que cette tension soit bien choisie dès la création du réseau, à un niveau adapté avec la prise en compte de l'évolution prévisible des charges sur plusieurs dizaines d'années.



**Fig. 12 :** Représentation graphique des pertes et chutes de tension en ligne.

MW x km  
Avec  $\Delta U / U = 7,5\%$  et  $\cos \phi = 0,9$

mm <sup>2</sup>	kV		
	15	20	33
54,6	22	39	105
75,5	28	49	133
117	37	66	175
148,1	42	76	205

**Fig. 13 :** Relations entre puissance transportée par une ligne et section et longueur de cette ligne, pour des conducteurs en aluminium et âme en acier.

### 5.2 Difficultés d'isolation et coûts associés

Si les critères vus précédemment incitent à utiliser une tension de service élevée, un compromis doit pourtant être recherché pour l'efficacité économique du réseau. En effet, les prix des différents constituants augmentent de manière notable avec la tension de service.

#### Impact de la tension sur les matériels

Les différents matériels utilisés doivent être conçus avec une isolation adaptée à la tension

de service ainsi qu'aux différentes contraintes exceptionnelles qui sont liées à ce niveau de tension.

La normalisation fournit des ensembles de valeurs cohérentes, appelés « niveaux d'isolement », qui associent une tension de service maximale à des tensions de tenue dans des conditions spécifiques. Ces conditions sont habituellement désignées « tenue aux chocs de

foudre » d'une part, et « tenue à la fréquence industrielle » d'autre part. C'est ainsi qu'un matériel pour un réseau 10 ou 11 kV doit être choisi dans une gamme 12 kV avec une tenue à fréquence industrielle de 28 kV pendant une minute, et une tenue au choc de foudre de 75 kV avec l'onde d'essai normalisée (exemple de valeurs CEI).

Ces différentes contraintes se traduisent, dans la conception des matériels, par des épaisseurs d'isolant et des distances différentes dans l'air ou dans un gaz, donc, par des dimensions hors tout différentes. Exemple : les cellules « interrupteur » à isolements air et SF6, de mêmes techniques ont, selon les tensions, les dimensions suivantes (Hauteur x Profondeur x Largeur) :

- Un = 24 kV : 1600 x 910 x 375 mm,
- Un = 36 kV : 2250 x 1500 x 750 mm.

Il en est de même pour tous les composants de réseaux. Seuls les conducteurs de ligne aérienne échappent à ce critère : leur isolation est assurée par l'air ambiant et les distances sont fixées par les armements (ferrures et isolateurs) des poteaux.

Il faut aussi considérer que des technologies ne sont disponibles que pour certains niveaux de tension, par exemple, les appareillages à coupure dans l'air pour l'intérieur ne sont pas disponibles pour le niveau 36 kV et ont pratiquement disparus au niveau 24 kV.

Enfin, l'usage des câbles peut être limité pour le transport du courant alternatif. En effet, leur capacité par rapport à la terre qui est fonction de

leurs longueurs et de leur isolement (donc du niveau de tension) réduit fortement le courant disponible en bout des liaisons par câbles (cf. fig. 14). En conséquence, dans les réseaux de transport de tension très élevée, la longueur des tronçons de câbles est toujours limitée. C'est en particulier une raison du choix très fréquent du courant continu pour les liaisons insulaires en haute tension pour lesquelles les lignes aériennes sont impossibles.

#### Impact sur les coûts

Les critères précédemment cités ont un impact direct sur les coûts de fabrication des équipements, et sur les prix de marché. De plus, les constructeurs de matériels ne sont pas tous à même de proposer des gammes étoffées pour les tensions de service les plus élevées (36 à 52 kV). Le marché « fournisseurs » est donc plus étroit et moins concurrentiel que pour les tensions de service plus faibles (7,2 à 24 kV). Cependant cette incidence sur les prix est parfois faible, c'est le cas pour les câbles à isolation synthétique ayant une capacité de transport sensiblement identique, par exemple :

- 240 mm<sup>2</sup> alu / 24 kV : 7,31 k€ / km
- 150 mm<sup>2</sup> alu / 36 kV : 7,77 k€ / km soit + 6 % (prix tarif 1999).

Mais l'utilisateur doit également considérer des coûts associés, tels ceux liés aux accessoires, aux dimensions externes d'une installation, aux distances de sécurité à ménager par rapport à des lignes...

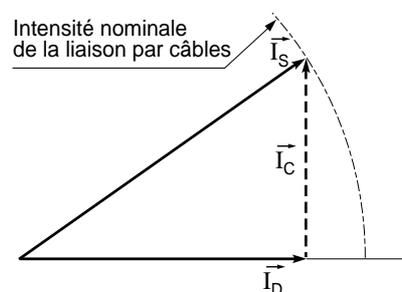
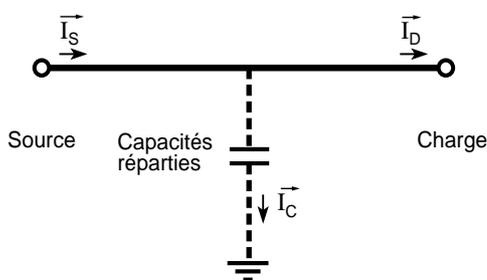


Fig. 14 : Effet des capacités de fuite sur l'intensité disponible, et donc sur la puissance utile, en bout de liaison par câbles.

## 5.3 Evolution des réseaux MT dans le monde

Au début du vingt et unième siècle il existe encore une forte disparité de besoin d'énergie entre les pays.

Une évolution importante de la distribution publique MT peut être observée dans de nombreux pays, avec une nette orientation des choix de structure des réseaux vers la gamme intermédiaire des tensions de service, entre 15 et 25 kV, par exemple :

- le Japon, dont une très grande partie de son réseau de distribution est en 6 kV, prépare une évolution vers le 22 kV ;

- la France remplace progressivement ses réseaux 5,5 kV et 15 kV par des réseaux 20 kV, alors que stagne voire régresse le niveau 33 kV ;

- la Chine qui, pour soutenir sa forte croissance économique et améliorer le fonctionnement global de ses réseaux actuellement en 12 kV, prévoit l'usage du 20 kV.

## 6 Conclusions

Les différents systèmes et choix évoqués dans ce document ont en commun, par leurs très nombreuses implications, un aspect fondateur de tout réseau de distribution MT. Ils sont donc particulièrement difficiles à remettre en cause sur des réseaux existants. Toutefois, avec l'augmentation générale et régulière des consommations d'électricité, certaines situations font que des butées sont atteintes et doivent être levées, ou bien que des opportunités se présentent pour réexaminer ces choix de bases.

Dans ce contexte, il est donc sage d'amorcer ou réaliser des évolutions de fond dans le cadre d'opérations importantes de remise à niveau, suite à une vétusté généralisée ou à des événements exceptionnels.

Par ailleurs, souvent les situations historiques qui ont justifié les choix initiaux ne sont plus de

mise, et de nouveaux critères d'appréciation prennent de l'importance. En particulier, les aspects liés à la sécurité, à la qualité et à la continuité de service, au respect du cadre de vie, à la compatibilité avec d'autres équipements, etc, deviennent des critères incontournables. Plusieurs phénomènes sociaux ou macro-économiques sont à l'origine ou favorisent ces changements.

Les grands constructeurs d'équipements électriques ont déjà appréhendé les besoins induits, chez les distributeurs d'énergie, par ces changements. Les matériels proposés répondent à ces besoins.

Mais ce sont les distributeurs qui, selon les évolutions rapides de leur environnement, politique et géographique, doivent anticiper, et considérer l'évolutivité d'un système comme un critère de base de sélection.



**Schneider Electric**

Direction Scientifique et Technique,  
Service Communication Technique  
F-38050 Grenoble cedex 9  
Télécopie : (33) 04 76 57 98 60

Réalisation : HeadLines - Valence  
Edition : Schneider Electric  
Impression : Imprimerie du Pont de claix - Claix - 1500.  
- 100 FF-