

Michel Lambert

# LES PLANS DE PROTECTION DES RÉSEAUX À HAUTE TENSION

Le traitement des défauts  
d'isolement

DUNOD

Illustration de couverture : bjdlsx/istockphoto.com

<p>Le pictogramme qui figure ci-contre mérite une explication. Son objet est d'alerter le lecteur sur la menace que représente pour l'avenir de l'écrit, particulièrement dans le domaine de l'édition technique et universitaire, le développement massif du photocopillage.</p> <p>Le Code de la propriété intellectuelle du 1<sup>er</sup> juillet 1992 interdit en effet expressément la photocopie à usage collectif sans autorisation des ayants droit. Or, cette pratique s'est généralisée dans les établissements</p>	<p>d'enseignement supérieur, provoquant une baisse brutale des achats de livres et de revues, au point que la possibilité même pour les auteurs de créer des œuvres nouvelles et de les faire éditer correctement est aujourd'hui menacée.</p> <p>Nous rappelons donc que toute reproduction, partielle ou totale, de la présente publication est interdite sans autorisation de l'auteur, de son éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (CFC, 20, rue des Grands-Augustins, 75006 Paris).</p>
--	--



© Dunod, 2018

11, rue Paul Bert, 92240 Malakoff  
www.dunod.com

ISBN 978-2-10-077967-3

Le Code de la propriété intellectuelle n'autorisant, aux termes de l'article L. 122-5, 2<sup>o</sup> et 3<sup>o</sup> a), d'une part, que les « copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective » et, d'autre part, que les analyses et les courtes citations dans un but d'exemple et d'illustration, « toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite » (art. L. 122-4).

Cette représentation ou reproduction, par quelque procédé que ce soit, constituerait donc une contrefaçon sanctionnée par les articles L. 335-2 et suivants du Code de la propriété intellectuelle.

# Table des matières

<b>Remerciements</b>	<b>VI</b>
<b>Avant-propos</b>	<b>VII</b>
<b>Convention d'écriture appliquée dans l'ouvrage</b>	<b>XI</b>
Liste des acronymes utilisés	XIII
<b>Introduction</b>	<b>1</b>
<b>Chapitre 1 : Généralités</b>	<b>3</b>
1.1 Les défauts d'isolement	3
1.2 Les aspects réglementaires	11
1.3 Présentation d'un plan de protection	12
1.4 La fiabilité du dispositif de protection	20
1.5 Organisation du plan de protection	25
<b>Chapitre 2 : Les bases de l'électrotechnique de réseau</b>	<b>27</b>
2.1 Présentation des composantes symétriques	27
2.2 Notion de puissance de court-circuit	36
2.3 Les régimes du neutre	42
2.4 La topologie des lignes	44
2.5 Les courants de charges	44
2.6 Étude d'un plan de protection	48
<b>Chapitre 3 : Le plan de protection     contre les défauts polyphasés</b>	<b>57</b>
3.1 Étude d'un court-circuit biphasé	57
3.2 Étude d'un court-circuit triphasé	67
3.3 Le critère intensité	71

3.4 Le critère tension	92
3.5 Le critère impédance	94
3.6 Synthèse	99
3.7 Les systèmes de protection	101
3.8 Les transformateurs de mesure	120
<b>Chapitre 4 : Le plan de protection contre les défauts à la terre</b>	<b>133</b>
4.1 Rappels concernant les régimes de neutre	133
4.2 Le schéma équivalent d'un défaut monophasé	139
4.3 Simulation d'un défaut monophasé	141
4.4 Cas d'un neutre impédant	142
4.5 Cas d'un neutre direct à la terre	150
4.6 Cas du neutre isolé	157
4.7 L'utilisation d'une protection de distance 21	162
4.8 La détection des défauts plus résistants	167
4.9 Le plan de protection pour neutre compensé	183
4.10 Pour conclure ce chapitre	195
<b>Chapitre 5 : Le plan de protection d'un jeu de barres</b>	<b>197</b>
5.1 Présentation des jeux de barres	197
5.2 La protection contre les défauts d'isolement	204
5.3 Les protections dans un poste d'interconnexion	207
5.4 Les protections d'un tableau HTA	219
<b>Chapitre 6 : Le plan de protection des transformateurs</b>	<b>237</b>
6.1 Le plan de protection élémentaire	237
6.2 Les protections internes	239
6.3 Les protections complémentaires	243
6.4 Le traitement des défauts externes	263

<b>Chapitre 7 : Le raccordement des réseaux industriels aux réseaux publics de distribution HTA</b>	<b>275</b>
7.1 Généralités	275
7.2 Le cahier des charges des raccordements en HTA	279
7.3 Les postes de livraison	281
<b>Chapitre 8 : Le raccordement des réseaux industriels aux réseaux de transport</b>	<b>297</b>
8.1 Les réseaux de transport et de répartition français	297
8.2 Le raccordement d'un parc éolien au réseau THT	301
8.3 Les équipements	303
<b>Chapitre 9 : Pour conclure</b>	<b>313</b>
9.1 Le plan de protection contre les défauts d'isolement	313
9.2 La réalisation et la mise en œuvre	316
<b>Bibliographie</b>	<b>318</b>
<b>Index</b>	<b>319</b>

# Remerciements

Je remercie les constructeurs, les exploitants et les concepteurs qui, durant de nombreuses années, m'ont apporté aide et assistance dans l'accomplissement de mes missions, avec qui j'ai eu le plaisir de dialoguer ou de travailler et qui m'ont fait partager leurs expériences.

# Avant-propos

À partir du moment où l'électricité a cessé d'être une science pour devenir une technique, il a été nécessaire de maintenir en temps réel les équilibres entre les besoins et les ressources en énergie électrique. Le stockage de celle-ci ne pouvant être obtenu à des coûts acceptables que sur de faibles quantités, il a fallu interconnecter les moyens de production et maîtriser les échanges d'énergie sur des distances de plus en plus importantes, augmentant de ce fait les zones d'exploitation. La mission des exploitants des réseaux publics d'énergie électrique a été naturellement orientée vers la sûreté d'acheminement de l'énergie et vers la sécurité des personnes et des biens. Dans le même temps, les besoins en énergie électrique dédiée à la production industrielle augmentant, les raccordements des réseaux industriels aux réseaux publics à haute tension ont été multipliés, intégrant au fil des années des moyens autonomes de production qui sont devenus par la suite des composants importants pour le mix énergétique.

**La sûreté** est la qualité première d'un système électrique. Elle se définit comme la capacité à résister aux pannes sans développement de conséquences graves pour la poursuite de son fonctionnement. Les évolutions normales de la consommation, les aléas d'exploitation, la nécessité de maintenir la fréquence à une valeur satisfaisante exigent de garantir les équilibres à tout moment et en tout point du réseau. Cette fonction est assurée normalement par les réserves tournantes et les systèmes de régulation. Malgré ces dispositions, les conditions d'un déséquilibre entre production et consommation peuvent apparaître : perte d'une source importante ; déclenchement d'un ouvrage essentiel ; îlotage d'une partie du réseau. Si ce déséquilibre ne peut être rapidement corrigé d'une manière délibérée, les exploitants, pour éviter le black-out, doivent mettre en œuvre des moyens automatiques d'ultimes recours intégrés dans le plan de défense du réseau. **La sécurité d'acheminement** de l'énergie entre lieux de production et de consommation nécessite une infrastructure appelée réseau, partie visible du système électrique. Sa structure, dont la vocation est d'assurer les grands transits d'énergie, doit nécessairement être sécurisée. Il existe cependant des ouvrages représentant des goulets d'étranglement dont la perte est de nature à entraîner des ruptures d'approvisionnement dommageables pour l'exploitation et parfois même entraîner des pertes de production. Ces ouvrages qui ont un caractère stratégique sont pour l'essentiel les lignes, les transformateurs et les jeux de

barres. Leur construction, leur insertion et leur exploitation doivent être particulièrement soignées afin de réduire les risques d'avarie.

**L'architecture d'un réseau** influe sur la sûreté et le fonctionnement du système électrique. Elle est caractérisée par sa topologie (aérien, souterrain, maille, boucle, antenne, etc.) et par son régime du neutre. Sa performance dépend de la fiabilité présentée par les éléments constitutifs du réseau, par la manière de les concevoir (cohérence), de les construire (règles de l'art), de les maintenir (politiques) et de les exploiter (métiers). Un réseau électrique permet de collecter l'énergie provenant de ressources diverses, de la transporter et de la distribuer suivant un format spécifié. Cet ensemble doit être conduit de manière à limiter les pertes techniques, répondre aux aléas, réaliser l'adaptation aux charges et bien entendu participer à la sûreté du système électrique ainsi qu'à la sécurité d'approvisionnement en énergie. En toutes circonstances, le réseau doit être manœuvrable, observable et maintenable. Il est cependant évident que le niveau de sûreté requis dépend de la vocation du réseau et de son importance dans le système.

**Le poste électrique**, ouvrage essentiel du réseau, regroupe des fonctions de conduite, de manœuvre et de protection. Il héberge les transformateurs, les jeux de barres, les appareils de manœuvre et les équipements du contrôle-commande du réseau. De ce fait, il représente un ouvrage stratégique et complexe pour lequel le degré de fiabilité de chaque composant est généralement élevé indépendamment du palier technique utilisé. Il peut être dédié à une fonction ou en assurer simultanément plusieurs : interconnexion, sortie de centrale électrique, distribution de l'énergie et interfaçage entre plusieurs réseaux.

Les ouvrages d'un réseau d'énergie électrique sont forcément sollicités par des contraintes d'exploitation, par des surtensions d'origines diverses et par des événements extérieurs au réseau tels que l'activité humaine et les phénomènes météorologiques. De ce fait, et compte tenu des risques pour les matériels du réseau ainsi que pour les biens et les personnes, l'exploitant doit nécessairement mettre en œuvre des dispositions permettant à la fois de réduire les risques d'apparition d'événements initiateurs, de limiter les contraintes à des valeurs tolérables et de réaliser la protection ultime des biens et des personnes. L'écrêtage des surtensions à front raide est assuré par des éclateurs et des parafoudres déployés sur le réseau. La limitation des contraintes diélectriques à la fréquence industrielle est obtenue par le choix du régime de neutre et par les systèmes automatiques de régulation. La tenue en tension des ouvrages ainsi que les caractéristiques des dispositifs de protection sont définies dans le cadre d'une coordination des isolements du réseau<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Le sujet est en partie traité dans le livre *Les Transformateurs électriques, fonctionnement, mise en œuvre et exploitation*, M. Lambert, Dunod, Paris, 2016.



La surveillance des ouvrages est assurée par des automates répartis sur le réseau. C'est ainsi que la détection et l'élimination des défauts d'isolement sont assurées par des fonctions spécialisées, sensibles aux différentes typologies de court-circuit et organisées en plan de protection. Parallèlement, l'exploitant structure le réseau et spécifie ses composants de manière à réduire les contraintes sur les ouvrages et leur environnement. Pour couvrir toutes les typologies de défauts, la réduction des contraintes est assurée à la fois par la limitation des puissances de court-circuit et par le choix d'un régime de neutre cohérent<sup>1</sup>. L'ensemble est consolidé par un plan de protection assurant l'élimination ultime des défauts d'isolement.

Lorsque l'on étudie le plan de protection d'un réseau ou d'un ouvrage à haute tension, il convient d'en préciser les contours. Il faut en effet distinguer :

1. Concernant les réseaux à haute tension
  - les réseaux publics de transport ;
  - les réseaux publics de distribution ;
  - les réseaux industriels.
2. Concernant leurs plans de protection
  - les protections d'exploitation ;
  - le plan de défense du système électrique ;
  - les plans de protection contre les défauts d'isolement.

Leur association permet de pallier les défaillances du réseau ou du système électrique. Un plan de protection est dédié. Il ne doit pas interférer avec d'autres. À titre d'exemple :

- ▶ une protection d'exploitation n'intervient pas sur un court-circuit ;
- ▶ le plan de protection du réseau public ne devrait pas intervenir pour un défaut affectant un réseau industriel ;
- ▶ la protection générale du réseau industriel n'a pas à être sollicitée dans un premier temps par un court-circuit affectant le réseau public.

Il existe cependant des situations où ce concept est difficilement réalisable notamment lorsque les réseaux présentent de très faibles puissances de court-circuit ou lorsqu'ils supportent des moyens de production décentralisée.

Ce livre décrit le concept de plan de protection utilisé pour détecter et éliminer **les défauts d'isolement** affectant les réseaux à haute tension. Par des exemples pratiques, il montre comment, à partir de critères directement mesurables, un plan de protection peut participer à la sécurité des personnes et des biens.

---

<sup>1</sup> Se reporter au livre *Les Régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre*, 2<sup>e</sup> éd., M. Lambert, Dunod, Paris, 2011.

Il comporte neuf chapitres :

- ▶ Chapitre 1 : les généralités concernant les plans de protection.
- ▶ Chapitre 2 : les bases de l'électrotechnique de réseau.
- ▶ Chapitre 3 : le plan de protection contre les défauts polyphasés.
- ▶ Chapitre 4 : le plan de protection contre les défauts à la terre.
- ▶ Chapitre 5 : le plan de protection d'un jeu de barres.
- ▶ Chapitre 6 : le plan de protection des transformateurs.
- ▶ Chapitre 7 : le raccordement des réseaux industriels aux réseaux publics de distribution HTA.
- ▶ Chapitre 8 : le raccordement des réseaux industriels aux réseaux de transport ou de répartition.
- ▶ Chapitre 9 : pour conclure.

Cet ouvrage n'est pas consacré aux technologies utilisées par les constructeurs des équipements de contrôle-commande. Il n'est pas non plus un guide technique, les normes et les référentiels sont publiés pour cela. Il a été conçu à l'intention des professionnels, concepteurs ou exploitants des réseaux d'énergie électrique à haute tension. Rédigé à partir de mes expériences, il sera particulièrement utile pour comprendre les thèmes développés par les experts. Il apportera aux professionnels des éclaircissements et des compléments d'informations sur des sujets qui ne leur sont pas forcément très accessibles. Il les aidera également à avoir une vision globale et cohérente des plans de protection des réseaux publics et industriels. Enfin, il pourra être utilisé comme support pour les enseignants et leurs étudiants dans le cadre des formations en génie électrique.

Cet ouvrage fait référence à mes précédents livres *Les Régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre*, paru chez Dunod en 2011, et *Les Transformateurs électriques, fonctionnement, mise en œuvre et exploitation*, paru chez le même éditeur en 2016.

# Convention d'écriture appliquée dans l'ouvrage

- ▶  $a$  : vecteur opérateur  $1 \angle 2\pi / 3$
- ▶  $E$  : vecteur tension de référence
- ▶  $F$  : facteur de mise à la terre  $Z_0/Z_d$
- ▶  $\delta$  : coefficient de surtension temporaire
- ▶  $j$  : vecteur opérateur  $1 \angle \pi / 2$
- ▶  $HTA$  : tension de service supérieure à 1 kV et inférieure à 50 kV
- ▶  $HTB$  : tension de service supérieure ou égale à 50 kV
- ▶  $3I_{co}$  : courant de capacité résiduelle (capacitif)
- ▶  $3I_0$  : intensité résiduelle en un point
- ▶  $I_1$  : intensité phase 1
- ▶  $I_2$  : intensité phase 2
- ▶  $I_3$  : intensité phase 3
- ▶  $I_{o1}$  : composante homopolaire de courant phase 1
- ▶  $I_{d1}$  : composante directe de courant phase 1
- ▶  $I_{i1}$  : composante inverse de courant phase 1
- ▶  $I_{k1}$  : courant de court-circuit monophasé
- ▶  $I_{k2}$  : courant de court-circuit biphasé
- ▶  $I_{k_{E2E}}$  : courant  $J_{\text{défaut}}$  pour un défaut biphasé + terre
- ▶  $I_{k_{2E}}$  : courant dans les phases pour un défaut biphasé + terre
- ▶  $I_{k3}$  : courant de court-circuit triphasé
- ▶  $I_N$  : intensité de la mise à la terre du neutre
- ▶  $I_{np_{Tr}}$  : intensité nominale primaire du transformateur
- ▶  $I_{np_{TC}}$  : intensité nominale primaire du transformateur de courant
- ▶  $I_{ns_{TC}}$  : intensité nominale secondaire du transformateur de courant
- ▶  $J_{\text{défaut}}$  : courant dans le défaut
- ▶  $U_{cc}$  : tension de court-circuit d'un transformateur
- ▶  $U_s$  : tension de service
- ▶  $U_{np}$  : tension nominale primaire d'un transformateur

- ▶  $U_{ns}$  : tension nominale secondaire d'un transformateur
- ▶  $V_n$  : tension simple nominale ou spécifiée au point de défaut
- ▶  $U_n$  : tension composée nominale ou spécifiée
- ▶  $V_{o1}$  : composante homopolaire de tension phase 1
- ▶  $V_{d1}$  : composante directe de tension phase 1
- ▶  $V_{i1}$  : composante inverse de tension phase 1
- ▶  $V_1$  : tension simple phase 1
- ▶  $V_2$  : tension simple phase 2
- ▶  $V_3$  : tension simple phase 3
- ▶  $R_m$  : résistance de la prise de terre des masses
- ▶  $R_n$  : résistance de la prise de terre des neutres
- ▶  $P_o$  : puissance active homopolaire
- ▶  $P_r$  : puissance active résiduelle
- ▶  $P$  : puissance active
- ▶  $Q$  : puissance réactive
- ▶  $S$  : puissance apparente
- ▶  $S_{cc}$  : valeur de la puissance de court-circuit
- ▶  $S_{cc_1}$  : valeur de la puissance de court-circuit au primaire d'un transformateur
- ▶  $S_{cc_2}$  : valeur de la puissance de court-circuit au secondaire d'un transformateur
- ▶  $S_{cc_T}$  : valeur de la puissance de court-circuit d'un transformateur
- ▶  $S_n$  : valeur de la puissance nominale
- ▶  $S_{n_T}$  : Puissance nominale d'un transformateur
- ▶  $THT$  : tension de service supérieure ou égale à 150 kV
- ▶  $X_i$  : réactance inverse
- ▶  $Z_o$  : impédance homopolaire
- ▶  $Z_d$  : impédance directe
- ▶  $Z_i$  : impédance inverse
- ▶  $Z_N$  : impédance résiduelle du dispositif de mise à la terre du neutre
- ▶  $Z_{oN}$  : impédance homopolaire du dispositif de mise à la terre du neutre
- ▶  $\mathfrak{R}$  : réglage d'une protection
- ▶  $\mathfrak{R}_{51}$  : réglage d'une protection à maximum d'intensité
- ▶  $\mathfrak{R}_{I_0}$  : réglage d'une protection à maximum de courant homopolaire
- ▶  $\mathfrak{R}_{59N}$  : réglage d'une protection 59N
- ▶  $U_s$  : tension de service du réseau

## Liste des acronymes utilisés

### Les matériels

- ▶ ADD : automatisme de défaillance disjoncteur (50BF)
- ▶ BPN : bobine triphasée de mise à la terre du neutre
- ▶ CCTP : cahiers des clauses techniques particulières
- ▶ DGPT : dispositif général de protection de transformateur (DMCR)
- ▶ DMCR : dispositif de mesure et de contrôle de régime (DGPT)
- ▶ EDF : Électricité de France
- ▶ ERDF : réseau de distribution (filiale d'EDF)
- ▶ ENEDIS : nouvelle appellation d'ERDF
- ▶ RTE : Réseau de transport d'électricité (filiale d'EDF)
- ▶ IPN : inductance monophasée de point neutre
- ▶ ONAN : circulation d'huile naturelle et refroidissement naturel
- ▶ ONAF : circulation d'huile naturelle et refroidissement forcé
- ▶ ODAF : circulation d'huile dirigée et refroidissement forcé
- ▶ PARCS : protection ampèremétrique résiduelle complémentaire et sélective
- ▶ PCC : puissance de court-circuit en un point
- ▶ PWH : protection wattmétrique homopolaire
- ▶ QB : *quick breaker* (SRB)
- ▶ RPN : résistance de point neutre
- ▶ SRB : interrupteur sectionneur (sectionneur à rupture brusque)
- ▶ TC : transformateur de courant
- ▶ TGBT : tableau général basse tension
- ▶ TPN : transformateur de point neutre
- ▶ TSA : transformateur des services auxiliaires
- ▶ TT : transformateur de tension

### Les codes des fonctions de protection

- ▶ 21 : protection à minimum d'impédance
- ▶ 27 : protection à minimum de tension
- ▶ 50 : protection ampèremétrique non temporisée
- ▶ 51 : protection ampèremétrique temporisée
- ▶ 51G : protection ampèremétrique résiduelle alimentée par un tore homopolaire
- ▶ 51N : protection ampèremétrique résiduelle alimenté par trois transformateurs de courant

- ▶ 50 BF : contrôle du déclenchement du disjoncteur
- ▶ 59 : maximum de tension
- ▶ 59 N : maximum de tension résiduelle
- ▶ 64 REF : protection différentielle de terre restreinte
- ▶ 67G : protection directionnelle de terre alimentée par un tore homopolaire
- ▶ 67N : protection directionnelle de terre alimentée par trois transformateurs de courant
- ▶ 67VAR : protection à maximum de puissance réactive homopolaire
- ▶ 67W : protection à maximum de puissance active homopolaire (PWH)
- ▶ 87T : protection différentielle de transformateur
- ▶ 87B : protection différentielle de barres
- ▶ 87L : protection différentielle de ligne

# Introduction

Durant la première moitié du xx<sup>e</sup> siècle, les réseaux d'énergie électrique ont été conçus pour permettre aux personnes qui en faisaient la demande d'accéder à l'énergie électrique. La préoccupation des exploitants allait alors vers la recherche d'un compromis entre les investissements et la sûreté d'approvisionnement. Par la suite, l'évolution des exigences a provoqué une mutation dans la manière de concevoir les ouvrages puis de les exploiter. La continuité de la fourniture, la qualité de l'onde électrique, la sécurité des biens et des personnes ainsi que la préservation de l'environnement ont pris une place importante pour la conception et la réalisation des réseaux d'énergie électrique. Aujourd'hui la nécessité de maîtriser les coûts semble également s'imposer. Par ailleurs il est fait obligation au gestionnaire du réseau de faire en sorte que toute défaillance de l'isolement soit détectée et que l'élément en défaut soit mis hors tension dans les meilleurs délais ; le législateur admet en effet rarement que l'exploitation d'un réseau puisse se faire à défaut maintenu. C'est dans ce cadre que doit se définir un plan de protection contre les défauts d'isolement dédié à un ouvrage, un réseau ou une installation.

Un plan de protection est représenté par des équipements dotés de fonctions spécialisées. Sa finalité contribue à la pérennité des investissements, à la continuité de la fourniture et surtout, à la préservation de la sécurité des biens et des personnes.

Définir ce plan de protection c'est déterminer la criticité de l'isolement du réseau électrique, c'est également évaluer les grandeurs électriques développées par le défaut et choisir en cohérence les dispositifs qui, au meilleur coût, conviennent le mieux pour détecter l'événement, alerter l'exploitant et, en fonction des obligations, assurer la mise hors tension ultime de la partie en défaut.

Dans la plupart des cas les protections sont sensibles aux grandeurs électriques directement mesurables. Sur les ouvrages HTA de faibles puissances<sup>1</sup>, l'élimination des défauts d'isolement sont souvent obtenues par des fusibles ou des disjoncteurs équipés de relais directs. Pour les plus fortes puissances, on utilise des équipements de protection raccordés au secondaire des capteurs

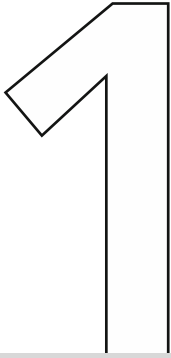
---

1 La puissance limite préconisée par la norme NFC 13-100 pour l'utilisation de fusibles HTA de protection des transformateurs HTA/BT est de 1 250 kVA.

de tension et de courant. La part prise dans les investissements par les installations de contrôle-commande est relativement modérée.

En HTB et en THT par contre, une avarie sur un ouvrage peut avoir un impact sur le fonctionnement du réseau et être à l'origine d'un black-out. Elle est susceptible de provoquer des pertes financières importantes du fait de l'arrêt de la production industrielle sur des territoires étendus et du volume d'énergie non distribuée. La recherche de la performance en matière de sûreté, de sécurité et de sélectivité étant une donnée essentielle du plan de protection, la part prise dans l'investissement par le contrôle-commande est alors importante. Cependant, les composants présentant une durée de vie ou d'obsolescence relativement faible il est nécessaire de réfléchir aux moyens qui doivent être mis en œuvre pour la création et le renouvellement des installations de contrôle-commande dans des limites économiquement acceptables.





# Généralités

Quel que soit l'événement initiateur, les plans de protection contre les défauts d'isolement doivent contribuer à des degrés différents :

- à la stabilité du réseau ;
- à la protection des personnes et des biens ;
- à la pérennité des matériels du réseau ;
- au maintien d'une bonne qualité de service au plus grand nombre d'usagers.

Ce chapitre présente les typologies des défauts d'isolement ainsi que les principes qui régissent leur élimination.

## 1.1 Les défauts d'isolement

Les défauts d'isolement affectant un ouvrage, une installation ou un matériel développent une énergie électrique qui dépend à la fois de la typologie du défaut, de l'impédance de la boucle de défaut et, suivant les cas, du régime du neutre. Un défaut d'isolement est le résultat de la rupture ou du contournement d'un isolant ayant pour origine :

- ▶ l'activité humaine ;
- ▶ le vieillissement des isolants, la présence de corps étrangers, la pollution, le givre et le sable ;
- ▶ les surtensions de manœuvre ou d'origine atmosphérique ;
- ▶ les surtensions temporaires excessives à la fréquence industrielle ;
- ▶ les contraintes thermiques importantes ;
- ▶ la défaillance mécanique d'un matériel ;
- ▶ les conditions d'exploitation anormales ;
- ▶ le non-respect des règles de l'art en matière d'insertion ;
- ▶ une politique de maintenance inadaptée.

## 1.1.1 Les typologies des défauts à la terre

### Sur les lignes aériennes

Ces ouvrages sont fortement sollicités par les agressions externes. Les courts-circuits qui apparaissent sur les lignes électriques ont pour origine un contact direct ou indirect avec le sol ou encore le contournement d'un isolateur. Les défauts d'isolement peuvent avoir un caractère permanent. Il est alors nécessaire de mettre hors tension et de consigner l'ouvrage pour une remise en état. Dans le cas d'un contournement d'isolateur, le défaut peut disparaître naturellement ou nécessiter la mise hors tension momentanée de la ligne.

Les typologies de défaut sont pour l'essentiel :

- ▶ un contact ou un amorçage d'une phase avec la terre sans rupture de conducteur (figure 1.1a) ;
- ▶ la rupture du conducteur avec un contact à la terre côté source (figure 1.1b) ;
- ▶ la rupture du conducteur avec un contact à la terre côté charge (figure 1.1c).

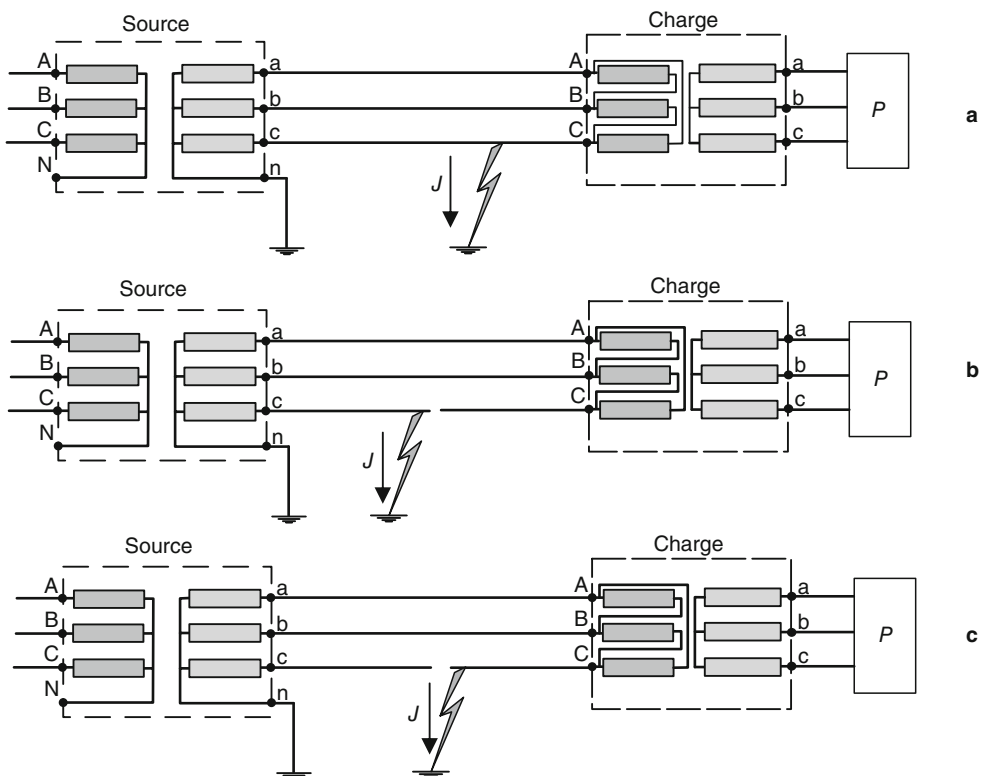


Figure 1.1 Typologie des défauts à la terre affectant une ligne aérienne.

## 1.1 Les défauts d'isolement

Pour une tension de service donnée et pour le même point de défaut, le courant de court-circuit dépend de plusieurs paramètres dont l'influence respective varie en fonction des autres. Les défauts correspondant aux figures 1.1a et 1.1b par exemple développent un courant de court-circuit qui dépend du régime du neutre, de l'impédance apparente du défaut et de la puissance de court-circuit. Selon le régime du neutre, l'influence des deux autres paramètres présente une importance relative.

- ▶ Si le régime du neutre est direct à la terre ou faiblement impédant, le courant de court-circuit varie en fonction de la résistance du défaut et de la puissance de court-circuit au point considéré.
- ▶ Si le régime du neutre est isolé, compensé ou fortement impédant, l'influence de la résistance de défaut ainsi que la puissance court-circuit sont modérées voire inexistantes.

Par ailleurs, l'examen de la répartition statistique des résistances de défaut affectant les réseaux HTA de distribution publique montre que 90 % des défauts ont des résistances comprises dans l'intervalle [5  $\Omega$  ; 200  $\Omega$ ].

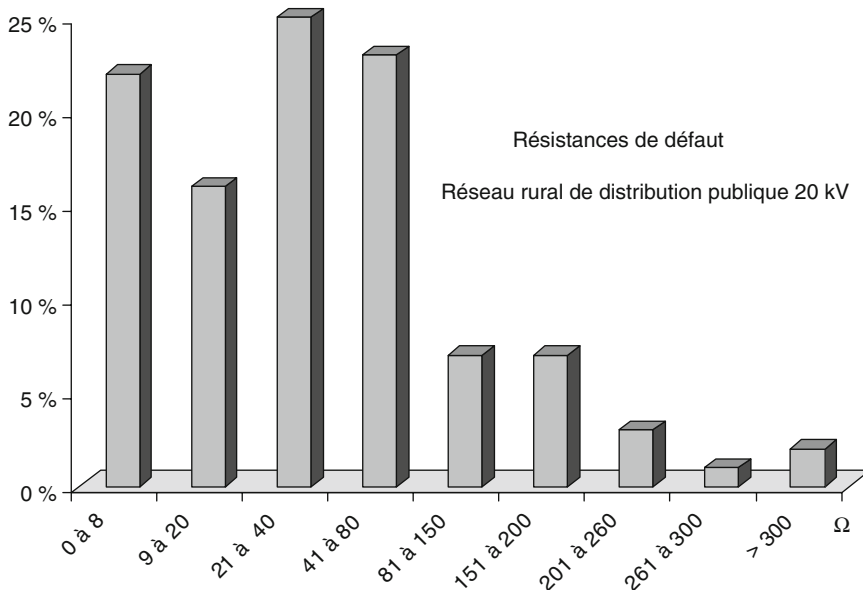


Figure 1.2 Exemple de répartition statistique des résistances de défauts.

Il existe toutefois des cas où la résistance du défaut peut être très supérieure à ces valeurs. Dans ces conditions, un défaut très résistant est de nature à rendre marginales l'influence de la puissance de court-circuit et celle du régime du neutre.

Dans le cas de la figure 1.1c, le courant de défaut dépend du schéma des liaisons à la terre de la charge en aval du défaut et de la puissance absorbée par celle-ci. Dans l'exemple, l'intensité dans le défaut serait sensiblement égale à

$$J = \frac{P}{9U} \sqrt{3}$$

Pour  $P = 100$  kW et  $U = 20$  kV,  $J = 0,96$  A.

L'influence du régime de neutre du réseau et de la puissance de court-circuit est alors inexistante. Ce type de défaut dont la résistance apparente est parfois supérieure à  $10\,000\ \Omega$  est dangereux pour les personnes par le fait qu'il est difficilement détectable. Sur les réseaux publics comportant de l'aérien, il nécessite la mise en œuvre d'un plan de protection complémentaire particulièrement sensible.

Sur les réseaux publics aériens, les défauts d'isolement sans rupture de conducteur sont les plus nombreux. Les défauts fugitifs ou semi-permanents représentent 80 % des défauts à la terre. C'est la raison pour laquelle les exploitants des réseaux publics équipent les lignes aériennes d'automatisme de réenclenchement.

### Sur les matériels protégés

Ces matériels sont pour l'essentiel :

- ▶ les câbles souterrains ;
- ▶ les transformateurs ;
- ▶ les groupes de production et les moteurs électriques ;
- ▶ les condensateurs ;
- ▶ les inductances isolées dans un diélectrique ;
- ▶ les tableaux protégés HTA ;
- ▶ les postes sous enveloppe métallique HTB ou THT.

Les défauts qui affectent leur isolement ont lieu entre les phases et la masse du matériel<sup>1</sup>. De ce fait, l'écran ou la carcasse est fortement sollicité par le court-circuit avec les conséquences que l'on peut imaginer. Ces défauts, qui ont un caractère permanent, nécessitent toujours l'intervention sur place de l'exploitant et souvent des réparations longues et coûteuses. La rupture d'un conducteur est un événement rare. Cela peut survenir sur les câbles souterrains arrachés par les engins de terrassement ou lors d'un coup de pioche malheureux.

---

<sup>1</sup> La masse de l'appareil est bien entendu reliée à la terre.

On peut considérer que les défauts à la masse affectant les matériels protégés sont faiblement résistants, de ce fait l'énergie développée dans le défaut dépend principalement du régime de neutre. La puissance de court-circuit n'intervient que sur les réseaux exploités avec un neutre direct à la terre ou faiblement impédants.

### 1.1.2 Les typologies des défauts polyphasés

Pour ces défauts, il n'y a pas lieu de faire la distinction entre les lignes aériennes et les matériels protégés.

Les typologies les plus courantes sont représentées dans la figure 1.3.

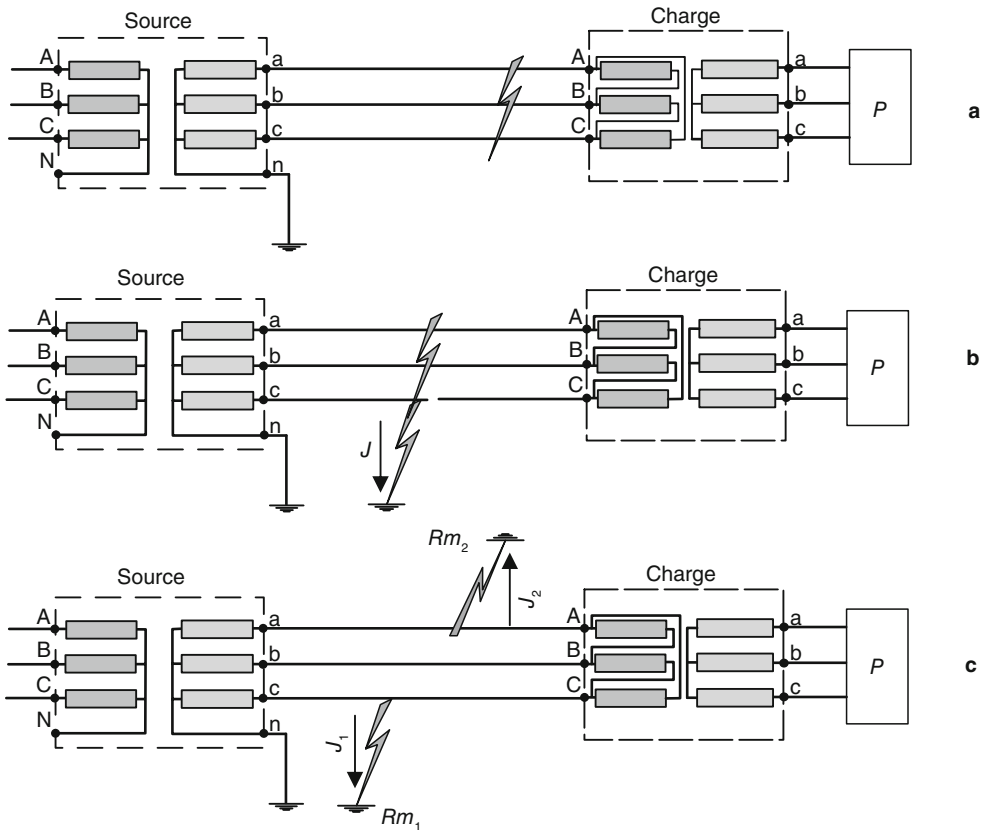


Figure 1.3 Typologie des courts-circuits polyphasés.

- ▶ figure 1.3a : court-circuit entre plusieurs phases sans contact avec la terre ;
- ▶ figure 1.3b : court-circuit entre plusieurs phases et une même terre locale ;
- ▶ figure 1.3c : courts-circuits monophasés avec des phases et des terres locales distinctes.

## Les simples courts-circuits polyphasés

Un court-circuit polyphasé affecte plusieurs phases. Un tel défaut est caractérisé par une impédance de boucle qui dépend de la résistance du défaut et de la puissance de court-circuit du réseau au point de défaut. La résistance du défaut ayant un caractère aléatoire et étant généralement de faible valeur, celle-ci n'est en principe pas prise en compte pour le calcul des réglages des protections. Il existe toutefois une typologie de défauts affectant plusieurs phases qui présentent une résistance susceptible d'être importante. Ce sont les doubles ou triples défauts monophasés (figure 1.3c).

## Les courts-circuits polyphasés et la terre

### Les courts-circuits triphasés à la terre

Il est peu probable qu'un court-circuit triphasé avec la terre puisse être fortement déséquilibré. De ce fait, le courant de défaut à la terre est normalement négligé.

### Les courts-circuits biphasés à la terre

Un court-circuit entre deux phases et la terre (figure 1.3b) est à la fois un défaut polyphasé et un défaut à la terre.

On appelle  $I_{k_1}$ , le courant de défaut à la terre dans le cas d'un court-circuit monophasé.  $I_{k_{E2E}}$  est le courant de défaut à la terre dans le cas d'un court-circuit biphasé à la terre. La valeur  $F$  du courant de défaut à la terre dépend du facteur  $F$  de mise à la terre (chapitre 4) et donc du régime du neutre.

Les composantes symétriques sont présentées au chapitre 2.

$$\text{Avec } Z_d = Z_i, R_m = 0 \text{ et } F = \frac{Z_o}{Z_d}$$

$$I_{k_1} = \frac{3V_n}{2 \cdot Z_d + Z_o} = \frac{3V_n}{Z_d \times \left(2 + \frac{Z_o}{Z_d}\right)} = \frac{3V_n}{Z_d \times (2 + F)}$$

$$I_{k_{E2E}} = \frac{3 \cdot V_n}{Z_d \times (Z_d + 2 \cdot Z_o)} = \frac{3V_n}{Z_d \times \left(1 + 2 \times \frac{Z_o}{Z_d}\right)} = \frac{3V_n}{Z_d \times (1 + 2 \cdot F)}$$

$$\frac{I_{k_{E2E}}}{I_{k_1}} \approx \frac{2 + F}{1 + 2 \cdot F}$$

- ▶ pour  $F = 0,2$ ,  $I_{k_{E2E}} = 1,57 \cdot I_{k_1}$  ;
- ▶ pour  $F = 1$ ,  $I_{k_{E2E}} = I_{k_1}$  ;
- ▶ pour  $F = 3$ ,  $I_{k_{E2E}} \approx 0,7 \cdot I_{k_1}$  ;

## 1.1 Les défauts d'isolement

- ▶ pour  $F > 2$ ,  $I_{k_{E2E}} < I_{k_1}$  ;
- ▶ pour  $F > 20$ ,  $I_{k_{E2E}}$  tend vers  $I_{k_1}/2$ .

On peut de la même manière déterminer le rapport  $I_{k_{E2E}}/I_{k_3}$  avec  $I_{k_3} = Vn/Zd$  où  $I_{k_3}$  est le courant de défaut triphasé. La figure 1.4 montre que les valeurs relatives des courants de défaut dépendent du facteur de mise à la terre.

■ Pour  $F < 1$ , le courant de défaut monophasé est supérieur au courant de défaut triphasé.

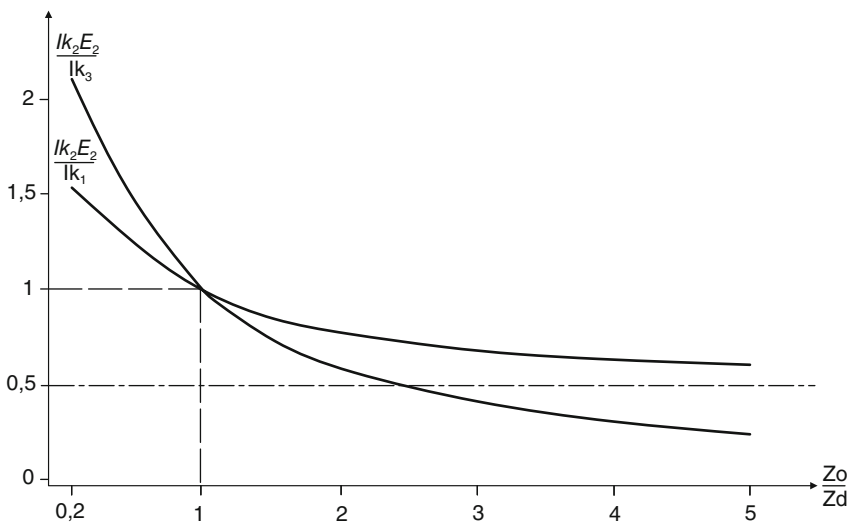


Figure 1.4 Variation  $\frac{I_{k_{E2E}}}{I_{k_1}}$  et  $\frac{I_{k_{E2E}}}{I_{k_3}}$  en fonction du facteur de mise à la terre.

### 1.1.3 Les doubles défauts monophasés

Les défauts doubles ou doubles défauts monophasés, qui affectent deux phases d'un même réseau, sont des défauts consécutifs ou évolutifs. Sur un réseau ayant un facteur de mise à la terre<sup>1</sup>  $Zo/Zd$  supérieur à 3, un « défaut double » a pour origine un premier court-circuit monophasé. Ce défaut développe des surtensions temporaires, en mode commun et à la fréquence industrielle susceptibles par leur amplitude de provoquer, si l'isolement est insuffisant, des amorçages entre les autres phases et la terre. Pour de tels facteurs de mise à la terre, la « tenue 50 Hz » des ouvrages par rapport à la terre doit être définie pour la

<sup>1</sup> Le sujet est présenté dans le livre *Les Régimes de neutre et les schémas des liaisons à la terre*, 2<sup>e</sup> éd., M. Lambert, Dunod, Paris, 2011.

tension composée<sup>1</sup>. Les défauts doubles peuvent affecter un même ouvrage (un jeu de barres par exemple), différents matériels d'une même ligne ou des ouvrages distincts (figure 1.5). Les défauts doubles sont non seulement dangereux pour les personnes et les animaux mais également destructeurs pour les biens. En effet, les montées en potentiel des prises de terre qui en découlent dépendent plus du rapport des résistances de défaut que du régime de neutre. La figure 1.7 illustre le mécanisme de production des montées en potentiel des prises de terre.

Ce type de défaut ne doit pas être confondu avec un défaut polyphasé à la terre mais plutôt comme un défaut polyphasé résistant ou comme plusieurs défauts monophasés affectant simultanément des phases différentes. Les courants de défaut à la terre dépendent essentiellement de la somme et du rapport des résistances  $Rm_1$  et  $Rm_2$ , leur valeur peut être inférieure au seuil de détection des protections ampèremétriques de phase (code ANSI 51) ; c'est la raison pour laquelle la détection des défauts doubles est confiée aux protections ampèremétriques homopolaires (Code ANSI 51N ou 51G).

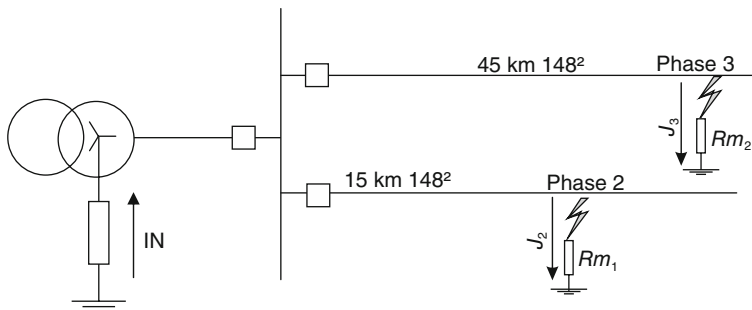


Figure 1.5 Doubles défauts monophasés.

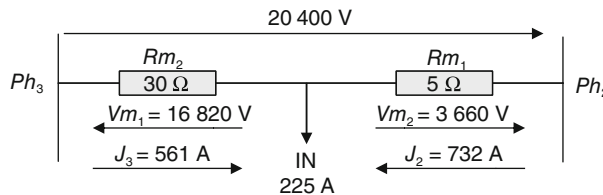


Figure 1.6 Grandeurs électriques développées par un défaut double.

**Remarque :** À l'exception des réseaux comportant des autotransformateurs, les conditions d'apparition d'un défaut double ne peuvent être réunies que sur un réseau de tension homogène. En effet, les transformateurs ne transmettent pas les déséquilibres homopolaires. Pour autant, un défaut double qui affecterait un

<sup>1</sup> 24 kV pour les réseaux 20 kV.



## 1.2 Les aspects réglementaires

réseau 20 kV alimenté par un transformateur 62 500 V/21 000 V se traduirait par une surintensité dans les systèmes direct et inverse. Un défaut monophasé sur le réseau 63 kV ne peut en aucun cas provoquer un défaut double sur le réseau 20 kV. S'il apparaît un défaut monophasé sur un réseau 20 kV comportant un autotransformateur 20 kV/15 kV, il est possible qu'il se produise un défaut double sur la partie 15 kV surtout si celle-ci est isolée 17,5 kV au lieu de 24 kV.

Les doubles défauts monophasés n'apparaissent que sur les réseaux exploités avec un neutre impédant, compensé ou isolé. Dans ces conditions, un réseau 15 kV alimenté par un autotransformateur 20 kV/15 kV doit être isolé pour une tension de 24 kV.

## 1.2 Les aspects réglementaires

### 1.2.1 Les défauts polyphasés

Compte tenu de l'importance de l'énergie développée par un défaut polyphasé, il n'est pas envisageable de maintenir sous tension un ouvrage ou une installation en défaut. L'exploitant a l'obligation de mettre en œuvre les moyens les plus performants pour détecter et traiter rapidement tout défaut d'isolement affectant plusieurs phases du réseau.

Le plan de protection doit être en capacité d'éliminer rapidement tout court-circuit polyphasé apparaissant sur le réseau.

### 1.2.2 Les défauts avec la terre

#### Cas général

Lorsque la partie active d'un ouvrage à haute tension est soumise à un défaut d'isolement par rapport à la terre ou à la masse, il est impératif que le traitement du défaut soit conforme aux obligations de sécurité concernant les biens et les personnes. La règle qui prévaut généralement consiste à réaliser d'une manière automatique la mise hors tension de l'ouvrage en défaut. Cependant, il est nécessaire de prendre en compte les limites imposées par la métrologie qui ne permet pas de détecter un défaut lorsqu'il est très résistant<sup>1</sup>. Dans la suite de l'ouvrage on conviendra qu'un défaut franc est un court-circuit qui est détecté par le plan de protection principal ; un défaut résistant est détecté uniquement

---

<sup>1</sup> Cas d'un conducteur tombé côté charge par exemple (figure 1.1c).

par le plan de protection complémentaire ; un défaut très résistant n'est pas détectable d'une manière automatique.

### **L'exploitation du réseau à défaut maintenu**

Par dérogation l'exploitant peut être autorisé à assurer la continuité de la fourniture d'électricité avec un défaut à la terre maintenu sous réserve de respecter les conditions fixées par le législateur. Ce mode d'exploitation présente un intérêt économique par le fait que la continuité de la production industrielle est assurée. Il faut cependant que les modalités d'exploitation puissent être validées.

À titre indicatif, l'exploitation d'un réseau ou un élément de réseau avec un défaut maintenu peut être autorisé si :

- ▶ la sécurité des personnes<sup>1</sup> est garantie par la suppression des risques d'électrisation. Les tensions de contact à l'endroit du défaut et la tension de pas dans l'environnement de celui-ci ne doivent excéder les limites autorisées par la réglementation (50 V efficace en France par exemple) ;
- ▶ l'énergie développée dans le défaut doit être limitée à une faible valeur<sup>2</sup> ;
- ▶ le défaut doit être détecté et signalé d'une manière automatique ;
- ▶ le défaut doit être localisable dans les meilleurs délais ;
- ▶ l'avarie ne doit pas pouvoir évoluer<sup>3</sup> en défaut polyphasé du fait de l'apparition des surtensions temporaires à la fréquence industrielle produites par l'événement initiateur.

Si l'une de ces conditions n'est pas respectée, la mise hors tension automatique de l'ouvrage ou de l'installation en défaut s'impose.

Il faut noter que certains pays excluent l'exploitation à défaut maintenu des réseaux aériens (c'est le cas de la France pour l'instant).

Dans tous les cas, l'exploitation à défaut maintenu doit respecter le cadre de cohérence fixé par le législateur en matière de sécurité électrique.

## **1.3 Présentation d'un plan de protection**

Le choix des moyens qui doivent être mis en œuvre pour obtenir un plan de protection contre les défauts d'isolement dépend à la fois du coût et de la position

<sup>1</sup> La norme CEI 479-1 est le document de référence en matière de sécurité électrique.

<sup>2</sup> On comprend aisément que le maintien d'un défaut est incompatible sur un réseau exploité avec un neutre direct à la terre ou faiblement impédant.

<sup>3</sup> L'isolement en mode commun du réseau doit être garanti et conforme aux spécifications.

## 1.3 Présentation d'un plan de protection

stratégique des ouvrages ou des installations, de leur exposition aux contraintes ainsi que des impératifs d'exploitation notamment en matière de sûreté et de sécurité. Définir un plan de protection revient à en fixer les contours. Les dispositions qui sont prises doivent être sûres et durables.

### 1.3.1 Les principes généraux

Il faut distinguer les protections des plans de protection. **Une protection** est un composant matériel ou logiciel du **plan de protection du réseau**. Une protection est aujourd'hui représentée par une fonction incluse dans un équipement. Dans la suite de l'ouvrage on l'appellera « protection », « équipement de protection » ou « automate de protection ». Une protection est constituée physiquement d'un équipement alimenté par des capteurs appelés également « réducteurs de mesure ou transformateurs de mesure ». Une protection est le plus souvent sensible à un critère directement mesurable. Il existe cependant quelques cas où la protection est conçue pour être sensible au phénomène physique produit par un événement initiateur. C'est le cas par exemple du relais Buchholz sensible au mouvement d'huile produit dans un transformateur par la décomposition du diélectrique sous l'effet d'un arc électrique.

Un automate de protection peut supporter une ou plusieurs fonctions codifiées dans la norme<sup>1</sup> IEEE/ANSI 37-2.

Le code ANSI décrit à la fois la fonction d'une protection et son logiciel. C'est ainsi qu'un automate prévu pour fonctionner pour un dépassement de seuil intensité sera représenté par le code 50 si son fonctionnement est instantané et 51 si son fonctionnement est temporisé. Lorsque l'automate est alimenté par un tore homopolaire, son code sera 51G ; s'il est alimenté par la sommation des trois intensités d'une ligne, il sera codifié 51N.

Le rôle des transformateurs de mesure (TC, TT) consiste à fournir à l'automate et en temps réel des grandeurs analogues et proportionnelles aux grandeurs électriques du réseau. L'automate assure le traitement de ces grandeurs et, lorsque les limites sont atteintes, commande le système d'alerte et éventuellement la mise hors tension de l'ouvrage en défaut suivant un processus défini et configuré par l'exploitant. Certaines fonctions élémentaires peuvent être prévues pour échanger des informations afin de constituer un système logique ou analogique de protection.

La performance d'une protection ou d'un système de protection a une limite imposée par la métrologie et la technologie employée. Pour atteindre le niveau de performance souhaité, il est souvent utile d'associer, d'une manière cohérente, plusieurs dispositifs dans un ensemble appelé plan de protection.

<sup>1</sup> American National Standards Institute.