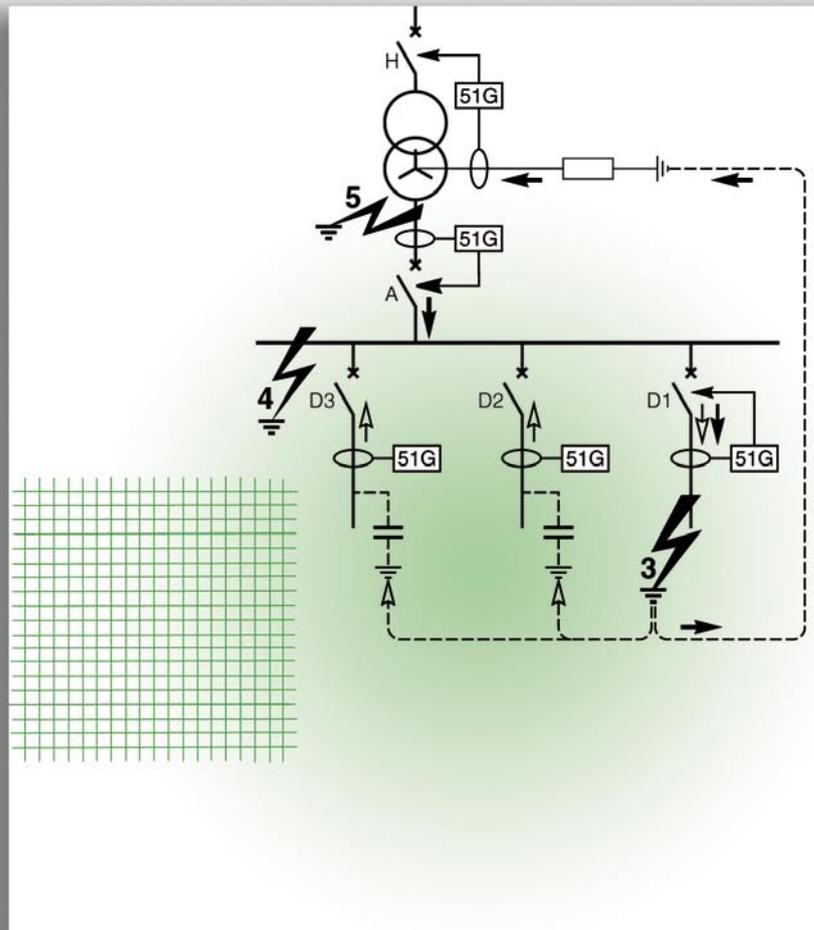


Guide de la protection

Guide



Une nouvelle voie pour réaliser vos installations électriques

Une offre complète

Le Guide de la Protection complète l'offre des produits parfaitement coordonnés qui répondent à l'ensemble des besoins de distribution électrique moyenne et basse tension. Tous ces produits ont été conçus pour fonctionner ensemble : cohérence électrique, mécanique et communication.

Ainsi, l'installation électrique est à la fois optimisée et plus performante :

- meilleure continuité de service,
- sécurité accrue pour les personnes et les biens,
- garantie d'évolutivité,
- surveillance et pilotage efficaces.

Vous disposez ainsi de tous les atouts en termes de savoir-faire et créativité pour des installations optimisées, sûres, évolutives et conformes.

Des outils pour faciliter la conception et la mise en œuvre

Avec Schneider Electric, vous disposez d'une panoplie complète d'outils qui vous accompagnent dans la connaissance et la mise en œuvre des produits et tout cela, dans le respect des normes en vigueur et des règles de l'art. Ces outils, cahiers et guides techniques, logiciels d'aide à la conception, stages de formation... sont régulièrement actualisés.

Schneider Electric s'associe à votre savoir-faire et à votre créativité pour des installations optimisées, sûres, évolutives et conformes.

Pour un vrai partenariat avec vous

Parce que chaque installation électrique est un cas particulier, la solution universelle n'existe pas. La variété des combinaisons qui vous est offerte vous permet une véritable personnalisation des solutions techniques.

Vous pouvez exprimer votre créativité et valoriser votre savoir-faire dans la conception, la réalisation et l'exploitation d'une installation électrique.

Présentation	2
Architecture des réseaux	
Critères de choix	4
Exemples d'architectures	5
Régimes de neutre	
Cinq modes de liaison à la terre du neutre	6
Neutre isolé	7
Mise à la terre par résistance	8
Mise à la terre par réactance faible	9
Mise à la terre par réactance de compensation	10
Neutre direct à la terre	11
Courants de court-circuit	
Introduction aux courts-circuits	12
Types de courts-circuits	14
Court-circuit aux bornes d'un générateur	16
Calcul des courants de court-circuit	17
Comportement des matériels au court-circuit	18
Capteurs	
Capteurs de courant phase (TC)	19
Capteurs de courant phase (LPCT)	21
Capteurs de courant résiduel	22
Transformateurs de tension (TT)	23
Fonctions de protection	
Caractéristiques générales	24
Liste des fonctions	26
Fonctions associées	27
Sélectivité	
Sélectivité chronométrique	28
Sélectivité ampèremétrique	30
Sélectivité logique	31
Sélectivité par protection directionnelle	32
Sélectivité par protection différentielle	33
Sélectivités combinées	34
Protection des réseaux	
Réseau à une arrivée	36
Réseau à deux arrivées	38
Réseaux en boucle ouverte	40
Réseaux en boucle fermée	41
Protection des jeux de barres	
Types de défauts et dispositifs de protection	42
Protection des liaisons (lignes et câbles)	
Types de défauts et dispositifs de protection	44
Protection des transformateurs	
Types de défauts	46
Dispositifs de protection	47
Conseils de réglages	48
Exemples d'applications	49
Protection des moteurs	
Types de défauts	50
Dispositifs de protection	51
Conseils de réglages	53
Exemples d'applications	54
Protection des générateurs	
Types de défauts	55
Dispositifs de protection	56
Conseils de réglages	58
Exemples d'applications	59
Protection des condensateurs	
Types de défauts	60
Dispositifs de protection	61
Conseils de réglages et exemples d'applications	62
Annexes	
Glossaire – Mots clés et définitions	64
Références bibliographiques	66
Index des symboles	67
Index des termes techniques	68

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement...

Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs...) sur défauts et des phénomènes qui en découlent, le présent guide a pour but d'aider à choisir les dispositifs de protection les mieux adaptés.

Introduction

Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

- participer à la protection des personnes contre les dangers électriques,
- éviter les détériorations de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en 1 seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10 000 °C),
- limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels,
- préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, sélectivité et fiabilité.

Cependant, il faut être conscient des limites de la protection : les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leur durée. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

Etude des protections d'un réseau

L'étude des protections d'un réseau se décompose en 2 étapes distinctes :

- la définition du système de protection, encore appelée plan de protection,
- la détermination des réglages de chaque unité de protection, encore appelée coordination des protections ou sélectivité.

Définition du système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (fig. 1) :

- capteurs de mesure – courant et tension – fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts,
- relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement,
- organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles.

Le plan de protection définit les dispositifs de protection contre les principaux défauts affectant les réseaux et les machines :

- les courts-circuits, entre phases et phase-terre,
- les surcharges,
- les défauts propres aux machines tournantes.

Pour établir un plan de protection, les paramètres suivants sont à prendre en compte :

- l'architecture et la taille du réseau et ses différents modes d'exploitation,
- les schémas de liaison à la terre,
- les caractéristiques des sources de courant et leurs contributions en cas de défaut,
- les types de charges,
- le besoin de continuité de service.

Détermination des réglages des unités de protection

Chaque fonction de protection est à régler afin d'obtenir les performances optimales dans l'exploitation du réseau et pour tous les modes de fonctionnement.

Les valeurs de réglage adaptées sont issues de calculs complets basés sur les caractéristiques détaillées des éléments de l'installation.

Ce type d'étude s'effectue maintenant couramment à l'aide d'outils logiciels spécialisés ; le comportement du réseau sur anomalie est ainsi expliqué, et les valeurs de réglage sont données pour chaque fonction de protection concernée.

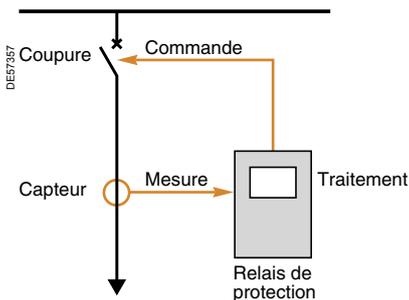


Fig. 1 : chaîne de protection

Contenu du guide

Ce guide s'adresse à toute personne en charge de l'étude des protections d'un réseau.

Il se décompose en 2 parties :

- partie 1 : Etude de réseau,
- partie 2 : Solution par application.

Etude de réseau

Partie théorique détaillant les bases nécessaires à l'étude d'un plan de protection et traitant des questions suivantes :

- architecture des réseaux électriques: quelles sont les principales structures de réseaux électriques en moyenne tension ?
- régimes de neutre : quels sont les différents modes de liaison à la terre des réseaux moyenne tension, et comment en faire un choix adapté ?
- courants de court-circuit : comment sont-ils caractérisés, comment les calcule-t-on, comment les matériels électriques y réagissent-ils ?
- capteurs de mesure : comment utiliser les transformateurs de mesure de courant et de tension ?
- fonctions de protection : quelles fonctions remplissent les protections, et quel est leur classement selon la codification ANSI ?
- sélectivité des protections : quelles sont les méthodes employées pour assurer une bonne élimination des défauts ?

La détermination précise des réglages des protections n'est pas traitée dans ce guide.

Solution par application

Partie pratique présentant les types de défauts propres à chaque application :

- réseaux,
 - jeux de barres,
 - lignes et câbles,
 - transformateurs,
 - moteurs,
 - générateurs,
 - condensateurs,
- et les dispositifs de protection adaptés à chaque défaut, avec des conseils de réglage et des exemples d'application.

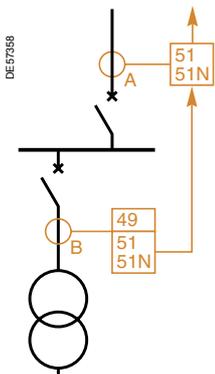


Fig. 1 : plan de protection

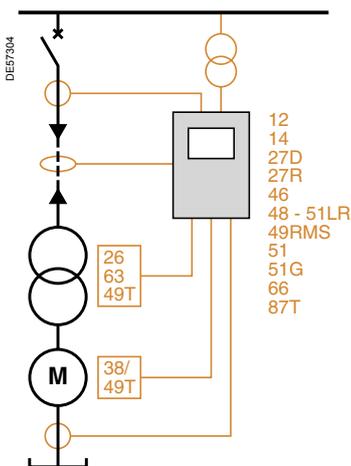


Fig. 2 : exemple d'application moteur

La solution de protection d'un système électrique va dépendre de son architecture et de son mode d'exploitation. Ce chapitre donne une description comparative des structures typiques de réseaux électriques.

Architecture des réseaux électriques

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

On distingue essentiellement les types suivants :

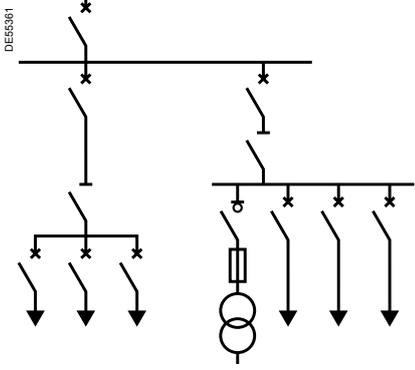
- les réseaux à architecture radiale
 - en simple antenne,
 - en double antenne,
 - en double dérivation,
 - en double alimentation avec double jeu de barres.
- les réseaux bouclés
 - en boucle ouverte,
 - en boucle fermée.
- les réseaux incluant une production interne d'énergie
 - avec groupes de production locale,
 - avec groupes de remplacement.

Le tableau ci-dessous résume les caractéristiques principales de ces structures et leur comparaison.

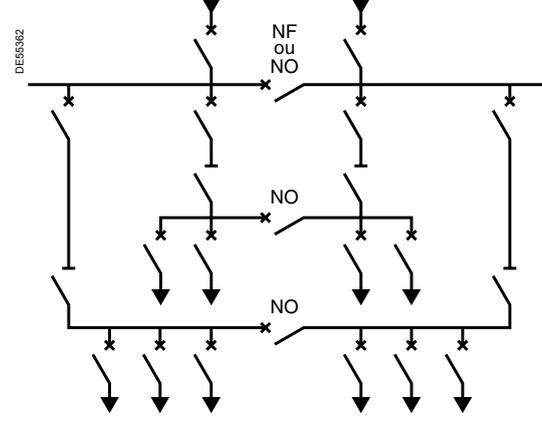
Différents exemples d'architectures sont illustrés page suivante.

Architecture	Utilisation	Avantages	Inconvénients
Radiale			
Simple antenne	Process non exigeants en continuité d'alimentation Ex. : cimenterie	Structure la plus simple Facile à protéger Coût minimal	Faible disponibilité d'alimentation Temps de coupure sur défaut éventuellement long Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne
Double antenne	Process continu : sidérurgie, pétrochimie	Bonne continuité d'alimentation Maintenance possible du jeu de barres du tableau principal	Solution coûteuse Fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance
Double dérivation	Réseaux étendus Extensions futures limitées	Bonne continuité d'alimentation Simplicité des protections	Nécessité de fonctions d'automatisme
Double jeu de barres	Process à grande continuité de service Process avec forte variation des charges	Bonne continuité d'alimentation Souplesse d'utilisation : transferts sans coupure Souplesse de maintenance	Solution coûteuse Nécessité de fonctions d'automatisme
En boucle			
Boucle ouverte	Réseaux très étendus Extensions futures importantes Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Moins coûteux que la boucle fermée Simplicité des protections	Coupure d'alimentation d'un tronçon sur défaut pendant reconfiguration de boucle Nécessité de fonctions d'automatisme
Boucle fermée	Réseaux à grande continuité de service Réseaux très étendus Charges concentrées sur différentes zones d'un site	Bonne continuité d'alimentation Pas de nécessité de fonctions d'automatisme	Solution coûteuse Complexité du système de protection
Production interne d'énergie			
Production locale	Sites industriels à process autoproducteur d'énergie Ex. : papeterie, sidérurgie	Bonne continuité d'alimentation Coût de l'énergie (énergie fatale)	Solution coûteuse
Remplacement (normal/secours)	Sites industriels et tertiaires Ex. : hôpitaux	Bonne continuité d'alimentation des départs prioritaires	Nécessité de fonctions d'automatisme

Simple antenne

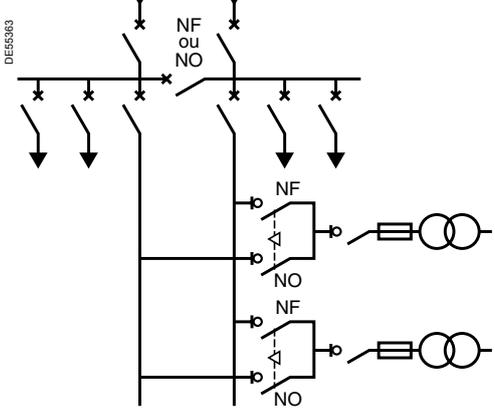


Double antenne

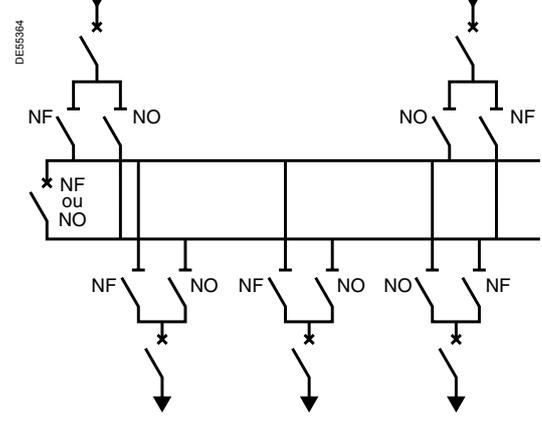


Légende :
 NF : normalement fermé
 NO : normalement ouvert
 Tous les appareils de coupure sans légende sont normalement fermés

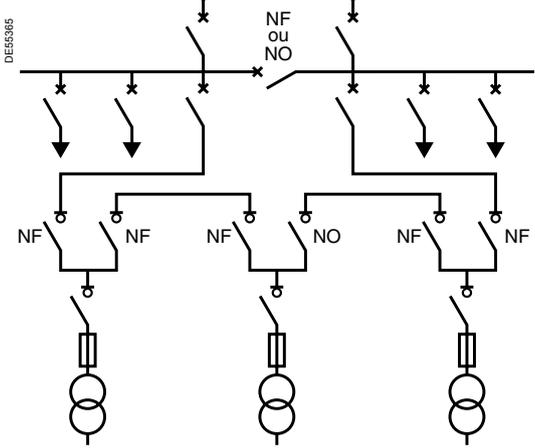
Double dérivation



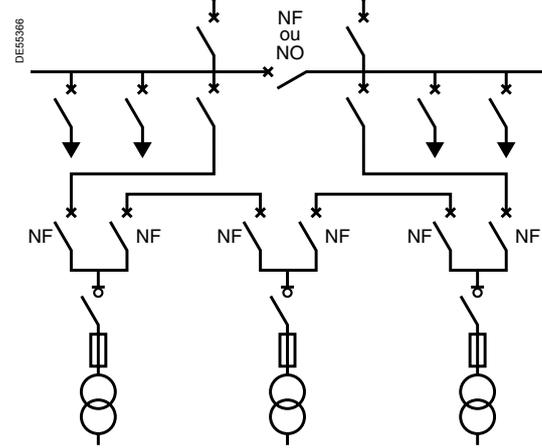
Double jeu de barres



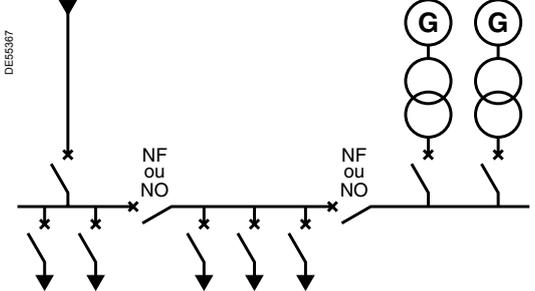
Boucle ouverte



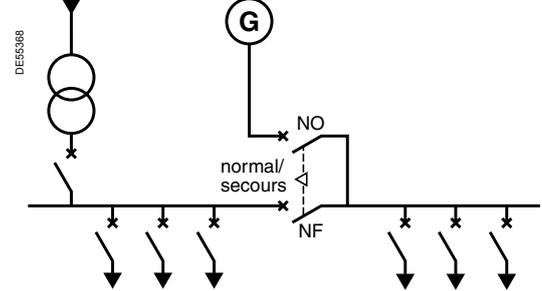
Boucle fermée



Production locale



Production de remplacement (normal/secours)



Le choix de la mise à la terre du neutre des réseaux MT et HT a été pendant longtemps un sujet de controverses passionnées, compte tenu de l'impossibilité de trouver un compromis unique pour les différents types de réseaux.

L'expérience acquise permet aujourd'hui d'effectuer un choix pertinent en fonction des contraintes propres à chaque réseau. Dans ce chapitre sont comparés les différents types de liaison à la terre du neutre, qui se distinguent par leur mode de raccordement du point neutre et leur technique d'exploitation.

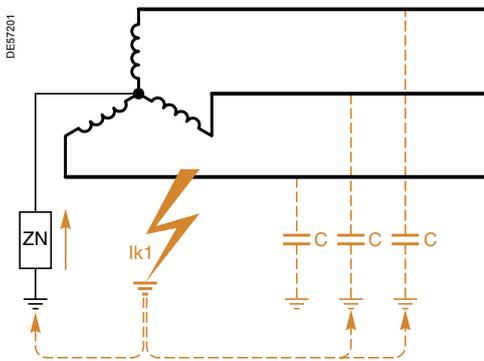


Fig. 1 : schéma équivalent d'un réseau sur défaut à la terre

Impédance de mise à la terre

Le potentiel du neutre peut être fixé par rapport à la terre par cinq méthodes différenciées par la nature (capacité, résistance, inductance), et la valeur (zéro à l'infini) de l'impédance Z_N de liaison que l'on connectera entre neutre et terre :

- $Z_N = \infty$: **neutre isolé**, pas de liaison intentionnelle,
- Z_N est une **résistance** de valeur plus ou moins élevée,
- Z_N est une **réactance**, de valeur faible en général,
- Z_N est une **réactance de compensation**, destinée à compenser la capacité du réseau,
- $Z_N = 0$: le neutre est relié **directement à la terre**.

Difficultés et critères de choix

Les critères de choix concernent de multiples aspects :

- techniques (fonction du réseau, surtensions, courant de défaut, etc.),
- d'exploitation (continuité de service, maintenance),
- de sécurité,
- économiques (coûts d'investissements, d'exploitation),
- habitudes locales ou nationales.

En particulier, deux considérations techniques importantes sont contradictoires :

Réduire le niveau des surtensions

Des surtensions trop importantes sont à l'origine du claquage diélectrique des isolants électriques, avec des courts-circuits comme conséquence.

Les surtensions ont plusieurs origines :

- surtensions de foudre auxquelles sont exposés tous les réseaux aériens jusqu'au point de livraison aux usagers,
- surtensions internes au réseau engendrées par les manœuvres et certaines situations critiques (résonances),
- surtensions résultant du défaut à la terre lui-même et de son élimination.

Réduire le courant de défaut à la terre (I_{k1}) (fig. 1)

Un courant de défaut trop élevé entraîne toute une série de conséquences :

- dégâts par l'arc au point de défaut ; en particulier, fusion des circuits magnétiques des machines tournantes,
- tenue thermique des écrans de câble,
- dimensions et coût de la résistance de mise à la terre,
- induction dans les circuits de télécommunications voisins,
- danger pour les personnes, par élévation du potentiel des masses.

Malheureusement, l'optimisation de l'une de ces exigences entraîne automatiquement la dégradation de l'autre. Ainsi, deux méthodes typiques de mise à la terre du neutre accentuent ce contraste :

- le neutre isolé, qui supprime la circulation dans le neutre du courant de défaut terre, mais génère des surtensions plus importantes,
- le neutre à la terre direct, qui réduit au minimum les surtensions, mais provoque un courant de défaut élevé.

En ce qui concerne les considérations d'exploitation, on notera selon le mode de liaison à la terre du neutre adopté :

- la possibilité ou non de fonctionner lors d'un premier défaut maintenu,
- la valeur des tensions de contact développées,
- la plus ou moins grande simplicité de mise en œuvre de la sélectivité des protections.

Ainsi le choix se portera souvent sur une solution intermédiaire de neutre relié à la terre par impédance.

Synthèse des caractéristiques des régimes de neutre

Caractéristiques	Régimes de neutre				
	isolé	compensé	résistance	réactance	direct
Amortissement des surtensions transitoires	-	+ -	+	+ -	++
Limitation des surtensions 50 Hz	-	-	+	+	+
Limitation des courants de défaut	+	++	+	+	--
Continuité de service (autorisation du non déclenchement au premier défaut)	+	+	-	-	-
Protection sélective simple	-	--	+	+	+
Dispense d'un personnel qualifié	-	-	+	+	+

Légende :
 + bon
 - médiocre

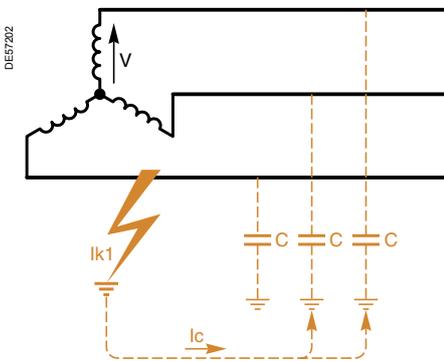


Fig. 1 : courant de défaut capacitif sur réseau isolé

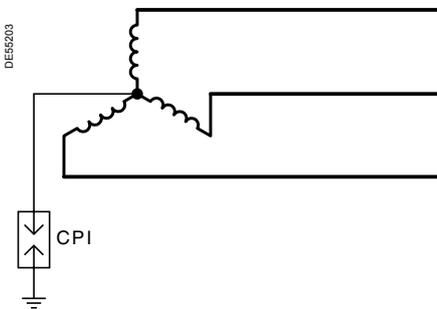


Fig. 2 : contrôleur permanent d'isolement

Schéma de principe

Il n'existe aucune liaison électrique intentionnelle entre le point neutre et la terre, à l'exception des appareils de mesure ou de protection.

Technique d'exploitation

Dans un tel réseau, un défaut phase-terre ne provoque qu'un faible courant par l'intermédiaire des capacités phase-terre des phases saines (fig. 1).

On démontre que $I_{k1} = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$

- V étant la tension simple,
- C la capacité d'une phase par rapport à la terre,
- ω la pulsation du réseau avec $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$

Le courant de défaut I_{k1} peut subsister longtemps en principe sans dommages car il ne dépasse pas quelques ampères (2 A par km environ pour un câble unipolaire 6 kV de 150 mm² de section isolé au PRC dont la capacité est de 0,63 µF/km). Il n'est donc pas nécessaire d'intervenir pour éliminer ce premier défaut, ce qui confère à cette solution l'avantage essentiel de maintenir la continuité de service.

Mais ceci entraîne des conséquences :

- l'isolement doit être surveillé en permanence, et un défaut non encore éliminé doit être obligatoirement signalé par un **contrôleur permanent d'isolement (CPI)** ou par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) (fig. 2),
- la recherche ultérieure du défaut exige d'une part un appareillage d'autant plus complexe qu'il est automatique, pour permettre une identification rapide du départ en défaut, et d'autre part un service entretien qualifié pour l'exploiter,
- au cas où le premier défaut n'est pas éliminé, un deuxième défaut survenant sur une autre phase va provoquer un véritable court-circuit biphase par la terre, lequel sera éliminé par les protections de phase.

Avantage

L'avantage essentiel est la continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas déclencher automatiquement au premier défaut ; c'est un deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

Inconvénients

- La non-élimination des surtensions transitoires par écoulement à la terre est un handicap majeur si elles sont élevées.
- De plus, en cas de mise à la terre d'une phase, les autres se trouvent portées à la tension composée à fréquence industrielle ($U = \sqrt{3} \cdot V$) par rapport à la terre, ce qui renforce la probabilité d'un second défaut. Le coût d'isolement est plus élevé car la tension composée reste appliquée entre phase et terre pendant une durée qui peut être longue puisqu'il n'y a pas de déclenchement automatique.
- La surveillance de l'isolement est obligatoire, avec signalisation du premier défaut.
- Un service entretien équipé du matériel adéquat pour la recherche rapide du premier défaut d'isolement est nécessaire.
- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.
- Il y a des risques de surtensions créées par ferrorésonance.

Protection

La détection du départ en défaut peut se faire par l'emploi d'une protection à maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N) (fig. 3).

Le schéma montre que la discrimination se fait par comparaison de l'angle de déphasage entre la tension résiduelle et les courants résiduels, d'une part du départ en défaut et d'autre part de chaque départ sain.

La mesure du courant s'effectue par un tore et le seuil de déclenchement est réglé :

- pour ne pas déclencher intempestivement,
- à une valeur inférieure à la somme des courants capacitifs de tous les autres départs.

Il s'ensuit une difficulté de détection pour les réseaux peu étendus, soit quelques centaines de mètres de câble.

Applications

C'est une solution souvent utilisée pour les réseaux industriels (δ 15 kV) nécessitant la continuité de service.

En distribution publique, cette solution se retrouve en Espagne, Italie et Japon.

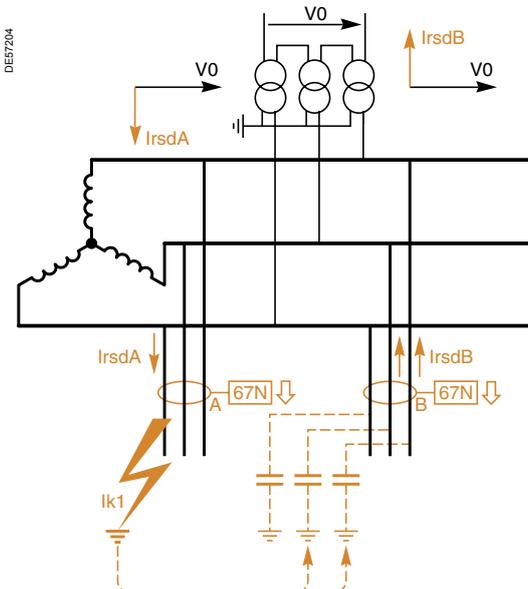


Fig. 3 : détection par maximum de courant terre directionnelle

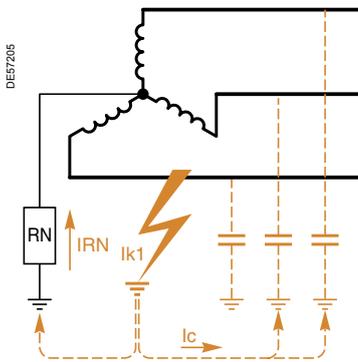


Fig. 1 : Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance entre neutre et terre

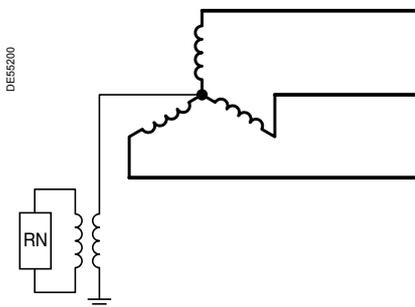
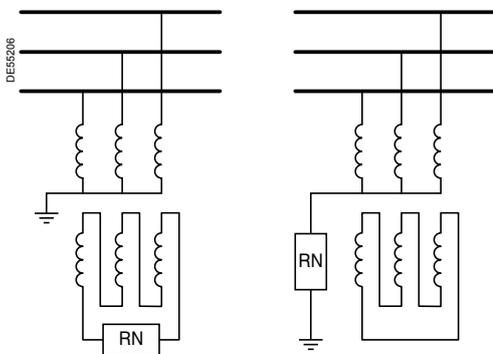


Fig. 2 : Réalisations de mise à la terre pour neutre accessible : résistance au secondaire d'un transformateur monophasé



Réalisations de mise à la terre pour neutre non accessible :
 Fig. 3 : résistance de limitation au secondaire
 Fig. 4 : résistance de limitation au primaire

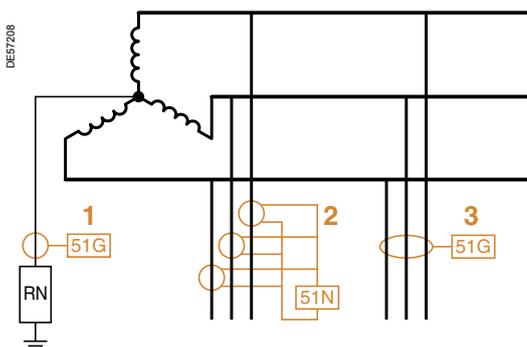


Fig. 5 : solutions de protection terre

Schéma de principe

Une résistance est connectée volontairement entre le point neutre et la terre.

Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance résistive limite le courant de défaut à la terre I_{k1} , tout en permettant un bon écoulement des surtensions.

Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut. Dans les réseaux alimentant des machines tournantes, la valeur de la résistance est déterminée pour obtenir un courant I_{k1} de 15 à 50 A. Mais il faut que ce courant faible soit néanmoins $IRN \geq 2 I_c$ (avec I_c : courant capacitif total du réseau) pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple.

Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs plus élevées (100 A à 300 A) plus faciles à détecter et permettant l'écoulement des impulsions de foudre.

Avantages

- Ce schéma est un bon compromis entre un courant de défaut faible et des surtensions bien écoulées.
- Il n'exige pas l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement entre phase et terre dimensionné pour la tension composée.
- Les protections sont simples, sélectives et le courant est limité.

Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée ; en effet, en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Le coût de la résistance de mise à la terre croît avec la tension et le courant limité.

Réalisation de la mise à la terre du point neutre

■ Si le neutre du réseau est accessible (existence d'enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la résistance de mise à la terre peut être branchée, soit entre neutre et terre (fig. 1), soit par l'intermédiaire d'un transformateur monophasé chargé au secondaire par une résistance équivalente (fig. 2).

■ Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par un **générateur homopolaire** raccordé sur le jeu de barres ; il est réalisé avec un transformateur spécial à très faible réactance homopolaire :

- transformateur étoile triangle dont le neutre primaire est directement mis à la terre, et le triangle fermé sur résistance de limitation (isolement BT, donc solution la moins onéreuse) (fig. 3),
- transformateur étoile triangle avec résistance de limitation (isolement HT) entre le point neutre du primaire et la terre, et triangle fermé sur lui-même ; cette solution est moins utilisée (fig. 4).

Protections

La détection d'un courant de défaut I_{k1} faible nécessite des protections différentes de celles de surintensité phases (fig. 5).

Ces protections "de terre" détectent le courant de défaut :

- soit directement dans la liaison du neutre à la terre **1**,
- soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des 3 courants en utilisant :
 - soit 3 capteurs de courant de phase alimentant les protections **2**,
 - soit un tore **3** : mesure précise à utiliser de préférence.

Le réglage du seuil se fait en fonction du courant de défaut I_{k1} calculé en négligeant les impédances homopolaires de source et de liaison par rapport à l'impédance RN et en tenant compte des 2 règles :

- réglage $> 1,3$ fois I_c capacitif du réseau en aval de la protection,
- réglage de l'ordre de 10 à 20 % du courant maximum de défaut à la terre.

De plus, si la détection est réalisée par 3 TC, le réglage se situe, compte tenu des technologies actuelles, dans une fourchette de 5 à 30 % du calibre des TC pour tenir compte de l'incertitude liée :

- à l'asymétrie des courants transitoires,
- à la saturation des TC,
- à la dispersion des performances.

Applications

Réseaux MT de distribution publique et industrielle.

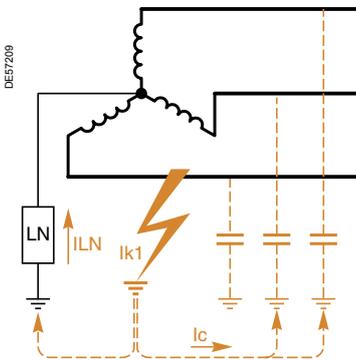


Fig. 1 : réalisation de mise à la terre pour neutre accessible

Schéma de principe

Une réactance est intercalée volontairement entre le point neutre et la terre. Pour les réseaux de tension supérieure à 40 kV, on préfère utiliser une réactance plutôt qu'une résistance pour des raisons de difficulté de réalisation dues au dégagement de chaleur en cas de défaut (fig. 1).

Technique d'exploitation

Dans ce type de schéma, l'impédance selfique limite le courant de défaut à la terre I_{k1} , tout en permettant un bon écoulement des surtensions. Mais par conséquent, des protections doivent intervenir automatiquement pour éliminer le premier défaut. Pour réduire les surtensions de manœuvre et permettre une détection simple, il faut que le courant I_L soit très supérieur au courant capacitif total du réseau I_c . Dans les réseaux de distribution, on adopte des valeurs élevées (300 à 1000 A), faciles à détecter et permettant l'écoulement des surtensions de foudre.

Avantages

- Ce schéma permet de limiter l'amplitude des courants de défaut.
- Il permet la mise en œuvre de protections sélectives simples si le courant de limitation est très supérieur au courant capacitif du réseau.
- La bobine, de faible résistance, n'a pas à dissiper une puissance thermique élevée, ce qui réduit son dimensionnement.
- En haute tension, le coût de cette solution est plus avantageux qu'avec une résistance.

Inconvénients

- La continuité de service du départ en défaut est dégradée : en cas de défaut terre, celui-ci doit être éliminé aussitôt (coupure au premier défaut).
- Lors de l'élimination des défauts terre, des surtensions importantes peuvent apparaître, dues à des résonances entre la réactance et la capacité du réseau.

Réalisation de la mise à la terre du point neutre

- Si le neutre est accessible (enroulements couplés en étoile avec neutre sorti), la réactance de mise à la terre peut être branchée entre neutre et terre.
- Lorsque le neutre n'est pas accessible (enroulement en triangle) ou lorsque l'étude du plan de protection en démontre l'intérêt, on réalise un point neutre artificiel par une **bobine de point neutre** (BPN) raccordée sur le jeu de barres ; elle est réalisée par une bobine zigzag avec neutre sorti (fig. 2).

L'impédance entre les deux parties de l'enroulement, essentiellement selfique et faible, limite le courant à des valeurs supérieures à 100 A.

L'ajout d'une résistance de limitation entre le point neutre de la bobine et la terre permet d'abaisser l'amplitude du courant de défaut (isolement HT).

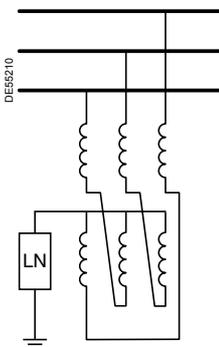


Fig. 2 : réalisation de mise à la terre pour neutre non accessible

Protections

- Le réglage de la protection se situe au niveau de 10 à 20 % du courant de défaut maximum.
- La protection est moins contraignante que dans le cas de la mise à la terre par résistance, d'autant plus que I_{LN} est important puisque I_c est inférieur au courant limité.

Applications

Réseaux MT de distribution publique (courants de plusieurs centaines d'ampères).

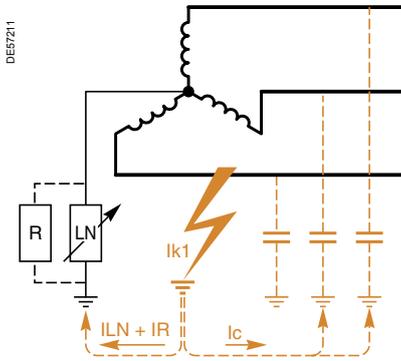


Fig. 1 : défaut à la terre dans un réseau avec réactance de compensation à la terre

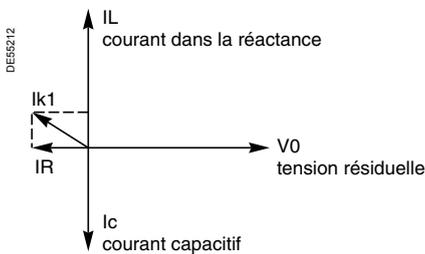


Fig. 2 : diagramme vectoriel des courants lors du défaut terre

Schéma de principe

Une réactance accordée sur la capacité phase-terre totale du réseau est intercalée entre le point neutre et la terre de sorte qu'en présence d'un défaut à la terre, le courant dans le défaut est voisin de zéro (fig. 1).

Technique d'exploitation

Ce système permet de compenser le courant capacitif du réseau.

En effet, le courant de défaut est la somme des courants qui parcourent les circuits suivants :

- la mise à la terre par réactance,
- les capacités des phases saines par rapport à la terre.

Ces courants se compensent puisque :

- l'un est selfique (dans la mise à la terre),
- l'autre est capacitif (dans les capacités des phases saines).

Ils s'ajoutent donc en opposition de phase.

En pratique, la faible résistance de la bobine fait circuler un petit courant résistif de quelques ampères (fig. 2).

Avantages

- Ce système permet de diminuer les courants de défaut même si la capacité phase-terre est grande : extinction spontanée des défauts à la terre non permanents.
- A l'endroit du défaut, les tensions de contact sont limitées.
- Le maintien en service de l'installation est assuré malgré un défaut permanent.
- Le signalement du premier défaut est donné par la détection du passage du courant dans la bobine.

Inconvénients

- Le coût de la réactance de mise à la terre peut être élevé en raison de la nécessité de modifier la valeur de la réactance pour adapter la compensation.
- Pendant la durée du défaut, il faut s'assurer que le courant résiduel circulant ne présente pas de danger pour les personnes et les biens.
- Les risques de surtension transitoire sur le réseau sont importants.
- La présence d'un personnel de surveillance est nécessaire.
- La mise en œuvre de protections sélectives au premier défaut est délicate.

Protection

La détection du défaut est basée sur la composante active du courant résiduel.

En effet, le défaut provoque la circulation de courants résiduels dans l'ensemble du réseau, mais seul le circuit en défaut est parcouru par un courant résiduel résistif. De plus, les dispositifs de protection doivent tenir compte des défauts autoextincteurs répétitifs (défauts récurrents).

Lorsque la réactance de la mise à la terre et la capacité du réseau sont accordées ($3 LN \cdot C \cdot \omega^2 = 1$)

- le courant de défaut est minimum,
- c'est un courant résistif,
- le défaut est autoextincteur.

La réactance de compensation s'appelle alors **bobine d'extinction**, ou **bobine de Petersen**.

Application

Réseaux de distribution MT avec une valeur de I_c élevée.

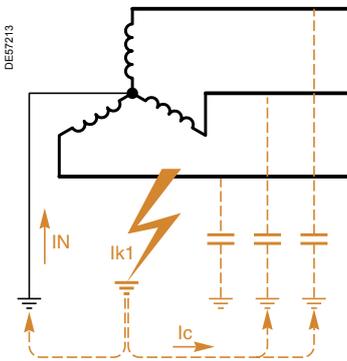


Fig. 1 : défaut à la terre dans un réseau à neutre direct à la terre

Schéma de principe

Une liaison électrique d'impédance nulle est réalisée intentionnellement entre le point neutre et la terre.

Technique d'exploitation

Le neutre étant mis à la terre sans impédance de limitation, le courant de défaut I_{k1} entre phase et terre est pratiquement un court-circuit phase neutre, donc de valeur élevée (fig. 1).

La coupure se fait au premier défaut d'isolement.

Avantages

- Ce schéma est idéal pour l'écoulement des surtensions.
- Il permet l'emploi de matériels ayant un niveau d'isolement dimensionné pour la tension simple.
- Il n'y a pas de protections spécifiques : les protections normales de surintensités de phases peuvent être sollicitées pour éliminer les défauts phase-terre francs.

Inconvénients

- Ce schéma entraîne tous les inconvénients et dangers d'un fort courant de défaut terre : dégâts et perturbations sont maximaux.
- Il n'y a pas de continuité de service du départ en défaut.
- Le danger pour le personnel est important pendant la durée du défaut car les tensions de contact qui se développent sont élevées.

Protection

La détection de défaut impédant se fait par l'utilisation d'une protection à maximum de courant terre temporisée (ANSI 51N), le réglage étant de l'ordre du courant nominal.

Applications

- Ce type de schéma n'est pas utilisé dans les réseaux MT européens aériens ou souterrains, mais par contre généralisé dans les réseaux de distribution nord-américains. Dans ces réseaux (aériens), d'autres particularités interviennent pour justifier ce choix :
 - existence d'un conducteur neutre distribué,
 - distribution 3 phases ou 2 phases et neutre ou phase et neutre,
 - utilisation du conducteur neutre comme conducteur de protection avec mise à la terre systématique à chaque poteau.
- Ce type de schéma peut être utilisé quand la puissance de court-circuit de la source est faible.

Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques.

Ce chapitre décrit les courts-circuits, leurs effets sur les réseaux et leurs interactions sur les matériels.

Il donne également l'approche méthodologique pour calculer courants et tensions lors de courts-circuits, et indique les formules essentielles.

Définitions

- Un court-circuit est une liaison accidentelle entre conducteurs à impédance nulle (court-circuit franc) ou non (court-circuit impédant).
- Un court-circuit peut être interne s'il est localisé au niveau d'un équipement, ou externe s'il se produit dans les liaisons.
- La durée d'un court-circuit est variable : autoextincteur si le défaut est trop court pour déclencher la protection ; fugitif lorsque éliminé après déclenchement et réenclenchement de la protection ; permanent s'il ne disparaît pas après déclenchement de la protection.
- Les causes de court-circuit sont d'origines mécanique (coup de pelle, branche, animal), électrique (dégradation d'isolant, surtension), humaine (erreur de l'exploitant).

Effets des courants de court-circuit

Les conséquences des courts-circuits sont souvent graves sinon dramatiques :

- le court-circuit perturbe l'environnement du réseau autour du point de défaut par le creux de tension brutal qu'il entraîne,
 - il contraint à mettre hors service, par le jeu des protections appropriées, une partie souvent importante du réseau,
 - tous les matériels et liaisons (câbles, lignes) traversés par le court-circuit subissent une forte contrainte mécanique (efforts électrodynamiques) qui peut entraîner des ruptures, une contrainte thermique pouvant entraîner la fusion des conducteurs et la destruction des isolants,
 - au point de défaut se manifeste le plus souvent un arc électrique de forte énergie, dont les effets destructeurs sont très importants, et qui peut se propager très rapidement.
- Malgré la probabilité de plus en plus faible d'apparition d'un court-circuit dans les installations modernes, bien conçues et bien exploitées, les conséquences graves qui peuvent en résulter incitent à tout mettre en œuvre pour détecter et éliminer très rapidement tout court-circuit.
- La connaissance de la valeur du courant de court-circuit en différents points du réseau est une donnée indispensable pour définir les câbles, jeux de barres et tous matériels d'interruption et de protection ainsi que leurs réglages.

Caractérisation des courts-circuits

Plusieurs types de courts-circuits peuvent se produire dans un réseau électrique :

- **court-circuit triphasé** : il correspond à la réunion des trois phases ; il est celui provoquant généralement les courants les plus élevés (fig. 2).
- **court-circuit monophasé terre** : il correspond à un défaut entre une phase et la terre ; il est le plus fréquent (fig. 3).
- **court-circuit biphasé isolé** : il correspond à un défaut entre deux phases sous tension composée. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur (fig. 4).
- **court-circuit biphasé terre** : il correspond à un défaut entre deux phases et la terre (fig. 5).

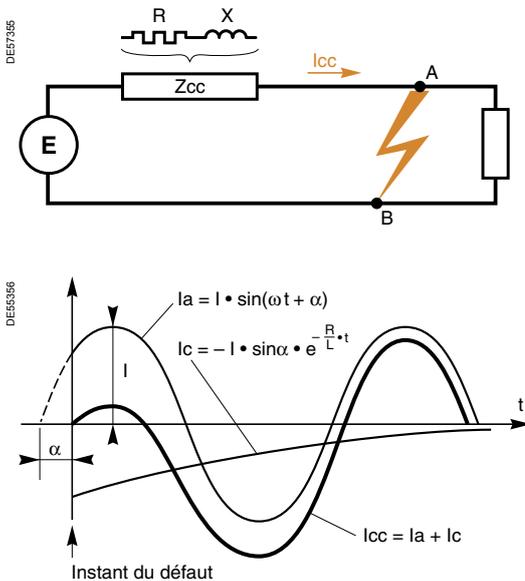


Fig. 1 : caractérisation d'un courant de court-circuit : schéma équivalent

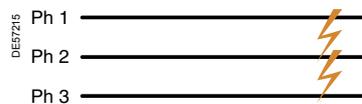


Fig. 2 : court-circuit triphasé (5 % des cas)

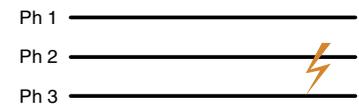


Fig. 4 : court-circuit biphasé isolé

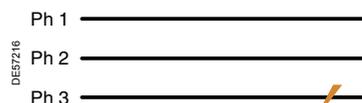


Fig. 3 : court-circuit monophasé (80 % des cas)

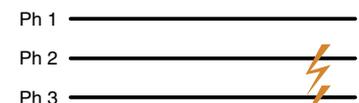


Fig. 5 : court-circuit biphasé terre

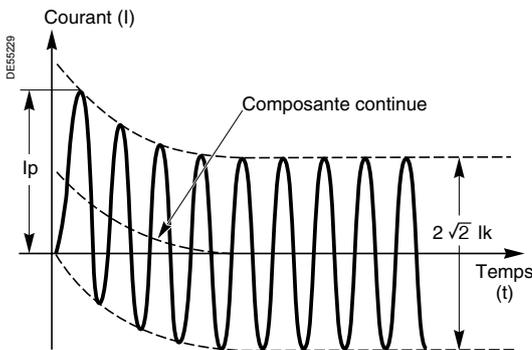


Fig. 6 : courbe type d'un courant de court-circuit

Le courant de court-circuit en un point d'un réseau s'exprime par la **valeur efficace Ik** (en kA) de sa composante alternative (fig. 6).

La **valeur instantanée** maximale que peut atteindre le courant de court-circuit est la **valeur de crête Ip** de la première demi-alternance. Cette valeur de crête peut être beaucoup plus élevée que $\sqrt{2} \cdot Ik$ en raison de la **composante continue IDC** amortie qui peut se superposer à la composante alternative.

Cette composante continue dépend de la valeur instantanée de la tension à l'instant initial du court-circuit, et des caractéristiques du réseau. Ce dernier est défini par la puissance de court-circuit, selon l'expression :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot Ik \text{ (en MVA)}$$

Cette valeur fictive n'a aucune réalité physique ; c'est une grandeur conventionnelle pratique assimilable à une puissance apparente.

Composantes symétriques

En fonctionnement normal équilibré symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès qu'apparaît une dissymétrie significative dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification n'est plus possible : on ne peut alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques.

On emploie la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants, appelés selon que l'on est en France ou dans les pays anglo-saxons :

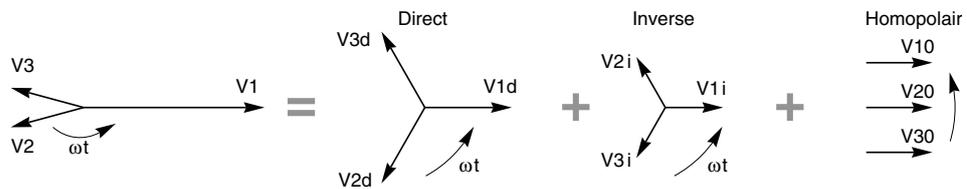
- système direct (d) ou séquence positive (1),
- système inverse (i) ou séquence négative (2),
- système homopolaire ou séquence nulle (0).

Pour chaque système respectivement d, i, 0, les tensions V_d, V_i, V_0 et les courants I_d, I_i, I_0 sont liés par les impédances Z_d, Z_i, Z_0 du même système.

Les impédances symétriques sont fonction des impédances réelles, notamment des inductances mutuelles.

La notion de composantes symétriques s'étend également aux puissances.

$\vec{V}_1 = \vec{V}_d + \vec{V}_i + \vec{V}_0$ $\vec{V}_2 = a^2 \cdot \vec{V}_d + a \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$ $\vec{V}_3 = a \cdot \vec{V}_d + a^2 \cdot \vec{V}_i + \vec{V}_0$ <p style="text-align: center;">avec $a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}$</p>	$\vec{V}_d = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a \cdot \vec{V}_2 + a^2 \cdot \vec{V}_3)$ $\vec{V}_i = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + a^2 \cdot \vec{V}_2 + a \cdot \vec{V}_3)$ $\vec{V}_0 = \frac{1}{3}(\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3)$ <p style="text-align: center;">avec $a = e^{j \cdot \frac{2\pi}{3}}$</p>
---	--



Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques

La décomposition en composantes symétriques n'est pas uniquement un artifice de calcul, mais correspond bien à une réalité physique des phénomènes : on peut en effet mesurer directement les composantes symétriques – tensions, courants, impédances – d'un système déséquilibré.

Les impédances directe, inverse, homopolaire d'un élément de réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tension respectivement triphasé direct, triphasé inverse, phase-terre sur trois phases en parallèle.

Les génératrices produisent la composante directe de la puissance ; les défauts peuvent produire les composantes inverse et homopolaire.

Dans les moteurs, la composante directe crée le champ tournant utile, alors que la composante inverse est à l'origine d'un champ tournant de freinage.

Pour les transformateurs, un défaut à la terre crée une composante homopolaire qui est à l'origine d'un champ homopolaire se refermant par la cuve.

DE55214

DE57217

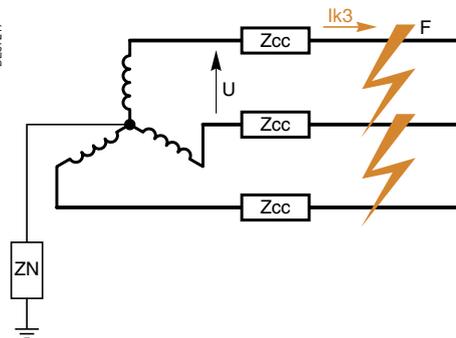


Fig. 1 : court-circuit triphasé

Court-circuit triphasé entre conducteurs de phase (fig. 1)

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point F du réseau est :

$$I_{k3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{cc}}$$

où U désigne la tension entre phases au point F avant l'apparition du défaut et Zcc l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

Ce calcul est donc simple en principe ; sa complexité pratique résulte de la difficulté à calculer Zcc, impédance équivalente à toutes les impédances unitaires en série et en parallèle des composants du réseau situés en amont du défaut. Ces impédances sont elles-mêmes la somme quadratique de réactances et résistances :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2}$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit Scc au point de raccordement du réseau du distributeur ; on en déduit l'impédance Za équivalente en amont de ce point :

$$Z_a = \frac{U^2}{S_{cc}} \quad I_{cc} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_a}$$

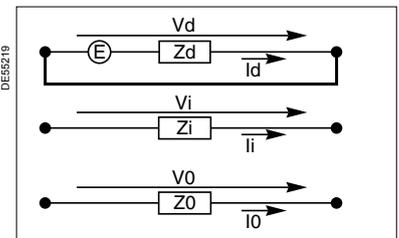
De même, la source de tension n'est pas unique ; il peut y avoir plusieurs sources en parallèle, en particulier les moteurs synchrones et asynchrones qui se comportent sur court-circuit comme des générateurs.

Le courant de court-circuit triphasé est généralement le courant le plus élevé qui peut circuler dans le réseau.

$$I_d = \frac{E}{Z_d}$$

$$I_i = I_0 = 0$$

$$V_d = V_i = V_0 = 0$$



Modélisation du court-circuit triphasé selon les composantes symétriques

DE57218

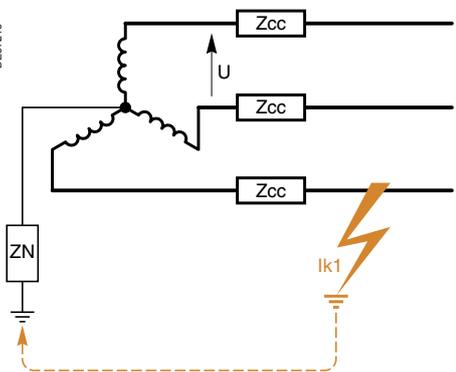


Fig. 2 : court-circuit entre phase et terre

Court-circuit monophasé entre conducteur de phase et terre (fig. 2)

La valeur de ce courant dépend de l'impédance ZN située entre le neutre et la terre ; cette impédance peut être quasiment nulle si le neutre est directement mis à la terre (en série avec la résistance de mise à la terre) ou au contraire quasiment infinie si le neutre est isolé (en parallèle avec la capacité phase-terre du réseau).

La valeur du courant de défaut phase-terre est :

$$I_{k1} = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z_N)}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance ZN, pour déterminer le réglage des protections "de terre" qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre.

Lorsque Zd, Zi et Z0 sont négligeables par rapport à ZN, alors :

$$I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_N}$$

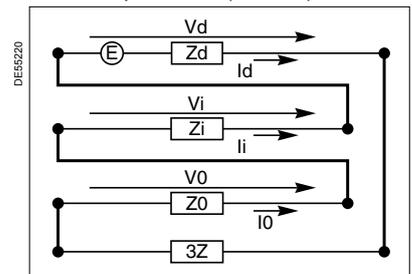
C'est par exemple le cas d'une limitation de Ik1 à 20 ampères dans un réseau MT alimenté par un transformateur d'alimentation de forte puissance (10 MVA).

$$I_d = I_i = I_0 = \frac{E}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z}$$

$$V_d = \frac{E(Z_i + Z_0 + 3Z)}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z}$$

$$V_i = \frac{-Z_i \cdot E}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z}$$

$$V_0 = \frac{-Z_0 \cdot E}{Z_d + Z_i + Z_0 + 3Z}$$



Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques

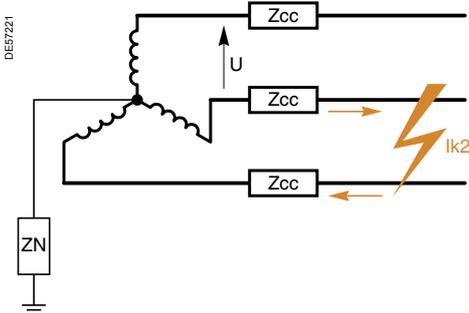


Fig. 1 : court-circuit biphasé

Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase (fig. 1)

La valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$Ik2 = \frac{U}{Zd + Zi}$$

Dans le cas d'un réseau alimenté par un transformateur (défaut éloigné des sources), la valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$Ik2 = \frac{U}{2 \cdot Zcc}$$

Le courant de court-circuit biphasé est alors plus faible que pour le triphasé, dans le rapport de $\sqrt{3}/2$, soit environ 87 %.

Dans le cas de défaut proche d'un générateur ($Zi \approx Zd$), le courant peut être supérieur au cas du défaut triphasé.

$$Id = \frac{E}{Zd + Zi + Z}$$

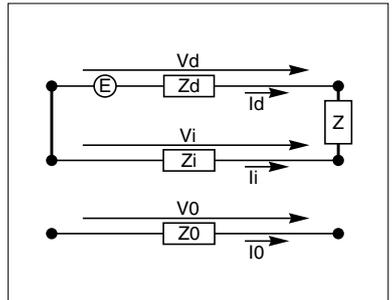
$$Ii = \frac{-E}{Zd + Zi + Z}$$

$$I0 = 0$$

$$Vd = \frac{E(Zi + Z)}{Zd + Zi + Z}$$

$$Vi = \frac{E \cdot Z_2}{Zd + Zi + Z}$$

$$V0 = 0$$



Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques

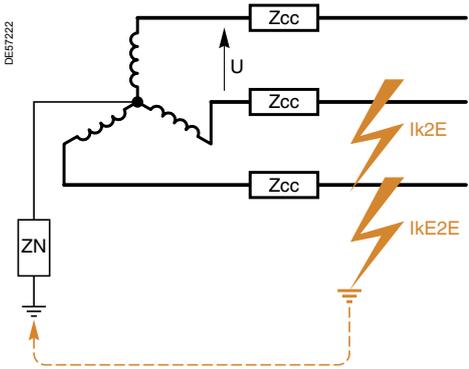


Fig. 2 : court-circuit biphasé terre

Court-circuit biphasé entre conducteurs de phase et terre (fig. 2)

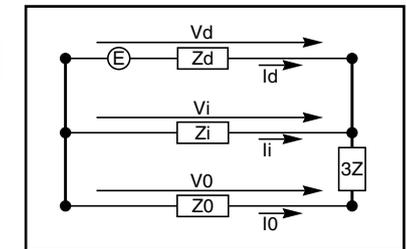
En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphasé à la terre est :

$$IkE2E = \frac{\sqrt{3} \cdot U}{(Zd + 2Z0)}$$

$$Id = \frac{E(Zi + Z0 + 3Z)}{Zd \cdot Zi + (3Z + Z0) \cdot (Zd + Zi)}$$

$$Ii = \frac{-E(Z0 + 3Z)}{Zd \cdot Zi + (3Z + Z0) \cdot (Zd + Zi)}$$

$$I0 = \frac{-E \cdot Zi}{Zd \cdot Zi + (3Z + Z0) \cdot (Zd + Zi)}$$



Modélisation du court-circuit biphasé terre selon les composantes symétriques

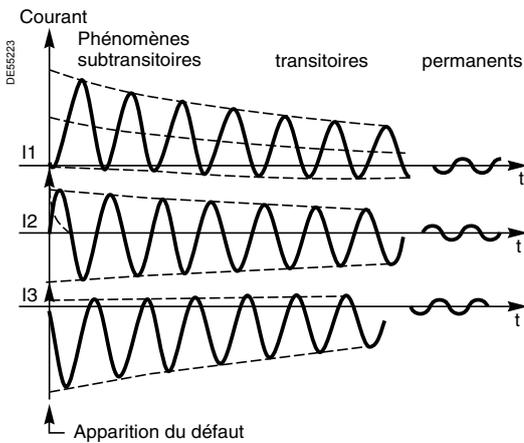


Fig. 1 : courbes types des courants de court-circuit aux bornes d'un générateur

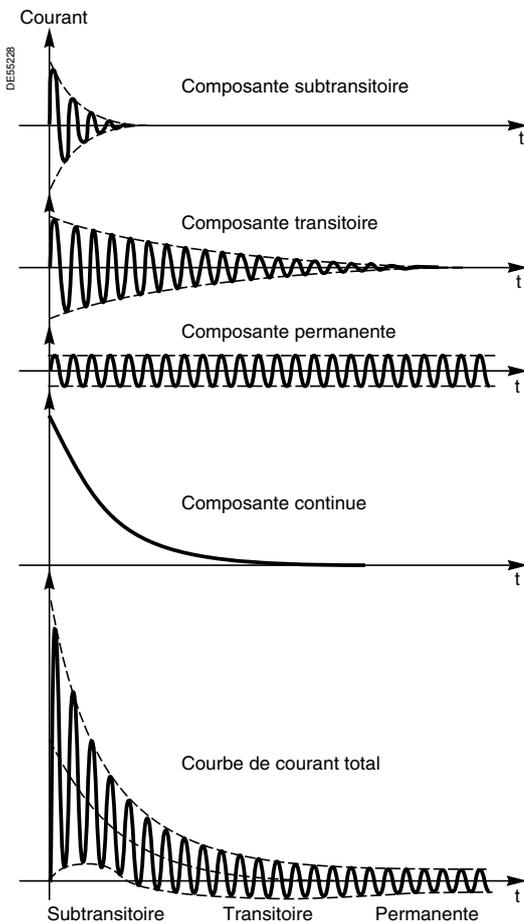


Fig. 2 : décomposition du courant de court-circuit

Le calcul du courant de court-circuit aux bornes d'un générateur synchrone est plus complexe qu'aux bornes d'un transformateur raccordé au réseau.

Ceci résulte du fait qu'on ne peut pas considérer l'impédance interne de la machine comme constante après le début du défaut. Elle s'accroît progressivement, donc le courant diminue en passant par trois périodes caractéristiques :

- **subtransitoire** (0,01 à 0,1 s environ) : le courant de court-circuit (valeur efficace de la composante alternative) est élevé ; 5 à 10 fois le courant nominal permanent.
- **transitoire** (entre 0,1 et 1 s) : le courant de court-circuit décroît jusqu'à atteindre entre 2 à 6 fois le courant nominal.
- **permanent** : le courant de court-circuit chute entre 0,5 et 2 fois le courant nominal.

Les valeurs données dépendent de la puissance de la machine, de son mode d'excitation et, pour le courant permanent, de la valeur du courant d'excitation, donc de la charge de la machine, au moment du défaut.

De plus, l'impédance homopolaire des alternateurs est en général 2 à 3 fois plus faible que leur impédance directe ; le courant de court-circuit phase-terre sera alors plus élevé que le courant triphasé. A titre de comparaison, le court-circuit triphasé permanent aux bornes d'un transformateur s'échelonne de 6 à 20 fois le courant nominal suivant la puissance. On peut donc conclure que les courts-circuits aux bornes des générateurs sont difficiles à caractériser, mais surtout que c'est leur valeur faible et décroissante qui rend délicat le réglage des protections.

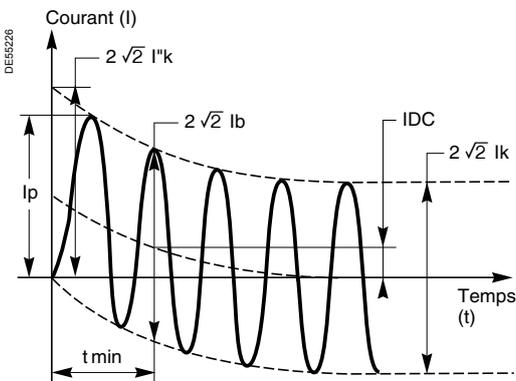


Fig. 1 : représentation graphique des grandeurs d'un court-circuit selon CEI 60909

Méthode CEI (norme 60909)

Les règles de calcul des courants de court-circuit dans les installations électriques ont été définies dans la norme CEI 60909 éditée en 2001.

Le calcul effectif des courants de court-circuit en divers points d'un réseau peut rapidement devenir un travail laborieux lorsque l'installation est complexe. L'utilisation de logiciels spécialisés permet d'effectuer ces calculs plus rapidement. Cette norme, applicable à tous les réseaux triphasés radiaux ou maillés, 50 ou 60 Hz et jusqu'à 550 kV, est générale et précise par excès.

- Elle permet de traiter les différents types de courts-circuits, symétriques ou dissymétriques, francs, pouvant se produire dans une installation :
- court-circuit triphasé – réunion des trois phases – en général le plus pénalisant,
 - court-circuit biphasé – défaut entre deux phases – plus faible que le triphasé,
 - court-circuit biphasé terre – défaut entre deux phases et la terre,
 - court-circuit monophasé – défaut entre une phase et la terre – le plus fréquent (80 % des cas).

A l'apparition d'un défaut, le courant d'établissement du court-circuit dans le circuit est fonction du temps et comprend deux composantes (fig. 1) :

- l'une alternative, décroissante jusqu'à sa valeur établie, due aux différentes machines tournantes et fonction de la combinaison de leurs constantes de temps,
- l'autre continue, décroissante jusqu'à zéro, due à l'établissement du courant et fonction des impédances du circuit.

Pratiquement, on définit les grandeurs de court-circuit utiles à la détermination des matériels et du système de protection :

- I''k : valeur efficace du courant symétrique initial,
- Ib : valeur efficace du courant symétrique coupé par l'appareil de manœuvre à la séparation du premier pôle à l'instant t_min (retard minimal),
- Ik : valeur efficace du courant symétrique permanent,
- Ip : valeur instantanée maximale du courant à la première crête,
- IDC : valeur continue du courant.

Ces courants sont indicés par 3, 2, 2E, 1, selon la nature du court-circuit respectivement triphasé, biphasé, biphasé terre, monophasé.

Le principe de la méthode, basée sur le théorème de superposition de Thevenin et la décomposition en composantes symétriques, est d'appliquer au point de court-circuit une source de tension équivalente pour ensuite déterminer le courant ; le calcul se déroule en trois étapes :

- Définir la source de tension équivalente appliquée au point en défaut ; elle représente la tension existant juste avant le court-circuit : c'est la tension nominale corrigée d'un facteur qui tient compte des variations de la source, des changeurs de prises transformateurs, du comportement subtransitoire des machines.
- Calculer les impédances, vues du point en défaut, de chaque branche arrivant en ce point ; le calcul se fait en négligeant, pour les systèmes directs et inverses, les capacités de ligne et les admittances des charges non tournantes en parallèle.
- Connaissant la tension et les impédances, calculer les valeurs caractéristiques maximales et minimales des courants de court-circuit.

Les différentes grandeurs de courant au point de défaut sont calculées selon :

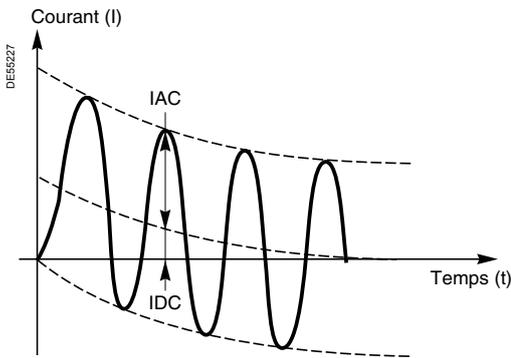
- des formules données,
- et une loi de sommation des courants transitant dans les branches connectées à ce nœud :
 - I''k : voir les formules de calcul de I''k dans les tableaux ci-contre avec c facteur de tension défini par la norme ; sommation géométrique ou algébrique,
 - Ip = κ • √2 • I''k, avec κ facteur majorant inférieur à 2, dépendant du rapport R/X de l'impédance directe de la branche considérée ; sommation des crêtes,
 - Ib = μ • q • I''k, avec μ et q facteurs inférieurs à 1, dépendant des générateurs et moteurs, ainsi que du temps mort minimal de coupure du disjoncteur ; sommation algébrique,
 - Ik = I''k lorsque l'on est éloigné du générateur,
 - Ik = λ • Ir dans le cas d'une génératrice, avec Ir courant nominal du générateur et λ facteur dépendant de son inductance de saturation ; sommation algébrique.

Type de court-circuit	I''k
Triphasé	$\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_d}$
Biphasé isolé	$\frac{c \cdot U_n}{Z_d + Z_i}$
Biphasé terre	$\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3} \cdot Z_i}{Z_d \cdot Z_i + Z_i \cdot Z_0 + Z_d \cdot Z_0}$
Monophasé	$\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{Z_d + Z_i + Z_0}$

Courants de court-circuit selon CEI 60909 : cas général

Type de court-circuit	I''k
Triphasé	$\frac{c \cdot U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_d}$
Biphasé isolé	$\frac{c \cdot U_n}{2 \cdot Z_d}$
Biphasé terre	$\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{Z_d + 2Z_0}$
Monophasé	$\frac{c \cdot U_n \cdot \sqrt{3}}{2Z_d + Z_0}$

Courants de court-circuit selon CEI 60909 : cas de défaut éloigné



IAC : crête de la composante périodique
IDC : composante apériodique

Fig. 1 : pouvoir de coupure assigné d'un disjoncteur en court-circuit d'après la norme CEI 60056

Caractérisation

On distingue 2 types de matériels de réseau, suivant qu'ils ont ou non à intervenir au moment du défaut.

Matériels passifs

Dans cette catégorie, rentrent tous les matériels destinés par leur fonction à véhiculer aussi bien le courant normal que le courant de court-circuit. Ce sont les câbles, lignes, jeux de barres, sectionneurs, interrupteurs, transformateurs, réactances et condensateurs, transformateurs de mesure. Pour ces matériels, on définit la faculté de supporter le passage d'un court-circuit sans dommage par :

- la tenue électrodynamique (exprimée en kA crête) qui caractérise leur résistance mécanique aux contraintes électrodynamiques,
- la tenue thermique (exprimée en kA eff. pendant 1 à 5 secondes) qui caractérise l'échauffement maximal admissible.

Matériels actifs

Dans cette catégorie, sont classés les matériels destinés à éliminer le courant de court-circuit : disjoncteurs et fusibles. Cette propriété est quantifiée par le pouvoir de coupure et, si besoin, par le pouvoir de fermeture sur défaut.

Pouvoir de coupure (fig. 1)

Cette caractéristique essentielle d'un appareil d'interruption est le courant maximal (en kA eff.) qu'il est capable de couper dans des conditions spécifiques définies par les normes ; il s'agit généralement de la valeur efficace de la composante alternative du courant de court-circuit ; parfois, on spécifie pour certains appareils la valeur efficace de la somme des 2 composantes, alternative et continue ; c'est alors le "courant asymétrique".

Le pouvoir de coupure dépend de conditions complémentaires :

- tension,
- rapport R/X du circuit coupé,
- fréquence propre du réseau,
- nombre de coupures au courant maximal, par exemple le cycle : O - F/O - F/O (O = ouverture ; F = fermeture),
- état de l'appareil après essais.

Le pouvoir de coupure apparaît donc comme une caractéristique assez complexe à définir ; il n'est donc pas surprenant que le même appareil se voit attribuer un pouvoir de coupure différent suivant la norme qui le définit.

Pouvoir de fermeture sur court-circuit

Généralement, cette caractéristique est implicitement définie par le pouvoir de coupure : un appareil doit être capable de fermer sur un court-circuit qu'il est capable de couper. Parfois, le pouvoir de fermeture doit être plus élevé, par exemple pour les disjoncteurs d'alternateur.

On définit le pouvoir de fermeture en kA crête, car c'est la première crête asymétrique qui est la plus contraignante au point de vue électrodynamique.

Par exemple d'après la norme CEI 60056, un disjoncteur utilisé en 50 Hz doit pouvoir répondre à : I crête fermeture = 2,5 x I efficace coupure

Courant de court-circuit présumé "coupé"

Certains appareils ont la propriété de "limiter" le courant qu'ils ont à couper.

Leur pouvoir de coupure est défini comme le courant maximal présumé coupé, qui se développerait dans un court-circuit franc établi aux bornes amont de l'appareil.

Spécificité de l'appareillage

Les fonctions remplies par les différents appareils de coupure, ainsi que les principales contraintes associées sont résumées dans le tableau suivant.

Appareil	Fonction isolement	Fonction de manœuvre de courants		Contraintes principales
		En service	Sur défaut	
sectionneur	oui	non	non	Tenue de franchissement entrée-sortie Sectionneur de terre : pouvoir de fermeture sur défaut
interrupteur	non	oui	non	Coupure et établissement de courant normal de charge Pouvoir de fermeture sur court-circuit En association avec fusible : pouvoir de coupure dans la zone de non-fusion du fusible
contacteur	non oui, si débouchable	oui	non	Pouvoirs nominaux de coupure et de fermeture Pouvoirs maximaux de charge en coupure et en fermeture Caractéristiques de service et endurance
disjoncteur	non oui, si débouchable	oui	oui	Pouvoir de coupure sur court-circuit Pouvoir de fermeture sur court-circuit
fusible	non	non	oui	Pouvoir de coupure minimal sur court-circuit Pouvoir de coupure maximal sur court-circuit

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques des matériels à protéger.

Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement sur l'alimentation haute tension des matériels ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs :

- capteurs de courant phase,
- capteurs tore pour la mesure des courants terre,

■ transformateurs de tension (TT).

Ces dispositifs remplissent les fonctions suivantes :

- réduction de la grandeur à mesurer (ex : 1500/5 A),
- découplage galvanique,
- fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voire au fonctionnement de la protection.

La fonction d'un capteur de courant phase est de fournir à son secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection.

On distingue 2 types de capteurs :

- TC (transformateur de courant),
- LPCT (TC à sortie en tension).

Caractéristiques générales (fig. 1)

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique.

Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobiné.

Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante (primaire intégré constitué par une barre de cuivre), ou traversant (primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation), ou tore (primaire constitué par un câble isolé).

Les TC sont caractérisés par les grandeurs suivantes (d'après les normes CEI 60044)⁽¹⁾.

Niveau d'isolement assigné du TC

C'est la tension la plus élevée à laquelle le primaire du TC est soumis.

Rappelons que le primaire est au potentiel de la HT et le secondaire a très généralement une de ses bornes à la terre.

Comme pour tout matériel, on définit également :

- une tension maximum de tenue 1 mn à fréquence industrielle,
- une tension maximum de tenue à l'onde de choc.

Exemple : en 24 kV de tension nominale, le TC doit supporter une tension de 50 kV pendant 1 mn à 50 Hz et une tension de 125 kV à l'onde de choc.

Le rapport assigné de transformation

Il est donné sous la forme du rapport des courants primaires et secondaires I_p/I_s .

Le courant secondaire assigné est généralement 5 A ou 1 A.

Précision

Elle est définie par l'erreur composée pour le courant limite de précision.

Le facteur limite de précision (FLP) est le rapport entre le courant limite de précision et le courant assigné.

■ Pour la classe P :

5P10 signifie 5 % d'erreur pour 10 In et 10P15 signifie 10 % d'erreur pour 15 In, 5P et 10P sont les classes de précision normalisées pour les TC de protection, 5 In, 10 In, 15 In, 20 In sont les courants limites de précision normalisés.

■ La classe PR est définie par le facteur de rémanence, rapport du flux rémanent au flux de saturation, qui doit être inférieur à 10 %.

5PR et 10PR sont les classes de précision normalisées pour les TC de protection.

■ La classe PX correspond à une autre façon de spécifier les caractéristiques d'un TC à partir de sa "tension de coude", la résistance secondaire et le courant magnétisant (voir page suivante, fig. 1: réponse d'un TC en régime saturé).

Puissance de précision

Puissance apparente en VA, que le TC peut fournir au secondaire pour le courant secondaire assigné pour lequel la précision est garantie.

La puissance est consommée par tous les appareils connectés ainsi que les fils de liaison.

Si un TC est chargé à une puissance inférieure à sa puissance de précision, sa précision réelle est supérieure à la précision assignée, réciproquement un TC trop chargé perd en précision.

Courant de courte durée admissible

Exprimé en kA efficace, le courant (I_{th}) maximum admissible pendant 1 seconde (le secondaire étant en court-circuit) représente la tenue thermique du TC aux surintensités. Le TC doit supporter le courant de court-circuit pendant le temps nécessaire à son élimination. Si le temps d'élimination t est différent de 1 s,

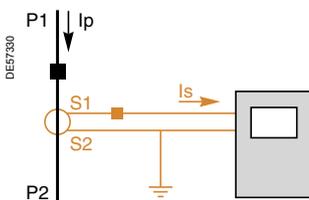
le courant que le TC peut supporter est I_{th} / \sqrt{t}

La tenue électrodynamique exprimée en kA crête est au moins égale à $2,5 \cdot I_{th}$

Valeurs normales des courants primaires assignés (en A) :

10 - 12,5 - 15 - 20 - 25 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 et leurs multiples ou sous-multiples décimaux.

(1) Sont également à prendre en compte les éléments liés au type de montage, aux caractéristiques du site (exemple : température...), fréquence du réseau, etc.



I_p : courant primaire

I_s : courant secondaire (image de I_p et en phase)

Fig. 1 : transformateur de courant

Réponse d'un TC en régime saturé

Soumis à un courant primaire très important, le TC se sature. Le courant secondaire n'est plus proportionnel au courant primaire. En effet, l'erreur de courant qui correspond au courant de magnétisation devient très importante.

Tension de coude (fig. 1)

Elle correspond au point de la courbe de magnétisation d'un transformateur de courant pour lequel une augmentation de 10 % de la tension E nécessite une augmentation de 50 % du courant de magnétisation I_m .

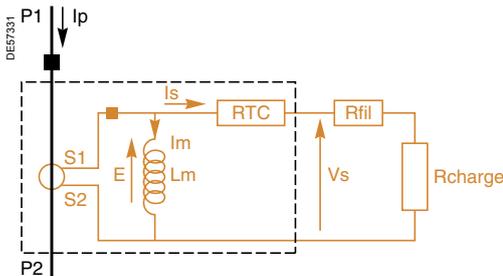
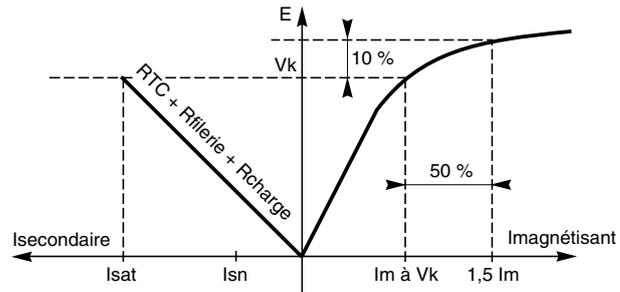


Fig. 1 : schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC...



et courbe de magnétisation d'un TC

Le secondaire du TC répond à l'équation :
 $(RTC + Rcharge + Rfilerie) \cdot FLP \cdot I_{sn}^2 = \text{constante}$
 avec I_{sn} = courant assigné secondaire
 FLP = facteur limite de précision
 $I_{sat} = FLP \cdot I_{sn}$

TC débitant sur protection à maximum de courant phase

Pour les protections à maximum de courant à temps indépendant (constant), si la saturation n'est pas atteinte pour 1,5 fois la valeur du courant de réglage, le fonctionnement est assuré quelle que soit l'intensité du défaut (fig. 2).

Pour les protections à maximum de courant à temps dépendant (inverse) la saturation ne doit pas être atteinte pour 1,5 fois la valeur de courant correspondant au maximum de la partie utile de la courbe de fonctionnement (fig. 3).

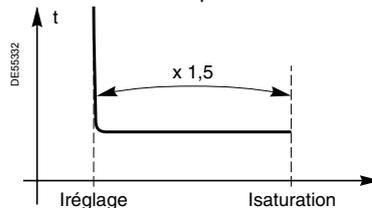


Fig. 2

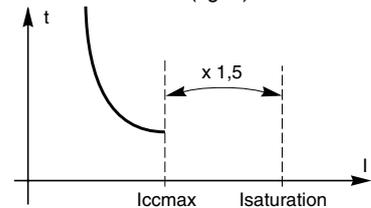


Fig. 3

TC pour protection différentielle (fig. 4)

Les TC sont à spécifier pour chaque application en fonction du principe de fonctionnement de la protection et de l'élément protégé ; il faut se référer à la notice technique de la protection concernée.

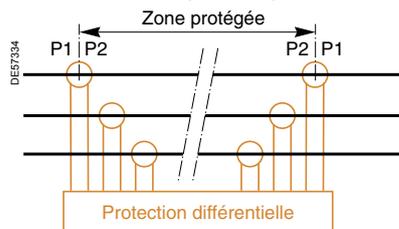


Fig. 4

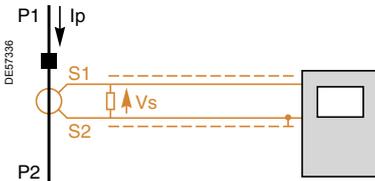


Fig. 1 : transformateur de courant type LPCT

Transformateurs de courant basse puissance LPCT (fig. 1)

Ce sont des capteurs spécifiques de courant à sortie directe en tension de type "low power current transducers", conformément à la norme CEI 60044-8. Les LPCT remplissent les fonctions de mesure et de protection.

Ils sont définis par :

- le courant primaire nominal,
- le courant primaire étendu,
- le courant primaire limite de précision.

Ils ont une réponse linéaire sur une large plage de courant, et ne commencent à saturer qu'au-delà des courants à couper.

Exemple de caractéristiques de mesure selon norme CEI 60044-8

- Courant primaire nominal $I_{pn} = 100\text{ A}$
- Courant primaire étendu $I_{pe} = 1250\text{ A}$
- Tension secondaire $V_{sn} = 22,5\text{ mV}$
- Classe 0,5 :
- précision 0,5 % de 100 A à 1250 A,
- précision 0,75 % à 20 A,
- précision 1,5 % à 5 A.

Exemple de caractéristiques de protection selon norme CEI 60044-8

- Courant primaire $I_{pn} = 100\text{ A}$
- Tension secondaire $V_{sn} = 22,5\text{ mV}$
- Classe 5P de 1,25 kA à 40 kA (fig. 2).

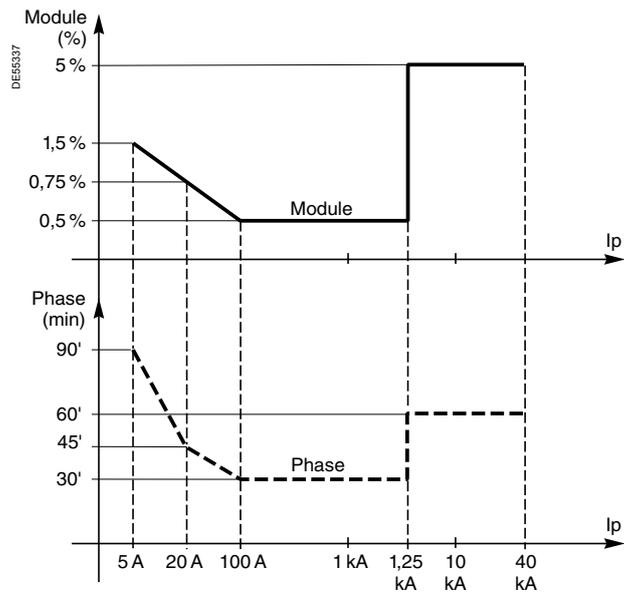


Fig. 2 : caractéristique de précision d'un LPCT

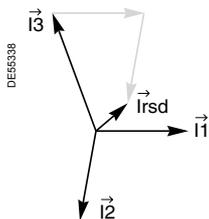


Fig. 1 : définition du courant résiduel

Courant homopolaire - courant résiduel

Le courant résiduel qui caractérise le courant de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des trois courants de phase (fig.1).

Le courant résiduel est égal à 3 fois le courant homopolaire I0.

$$\vec{I}_{rsd} = 3 \cdot \vec{I}_0 = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3$$

Détection du courant de défaut

La détection du courant de défaut à la terre peut être obtenue de plusieurs façons.

Capteurs de mesure	Précision	Seuil de détection minimum conseillé pour protection terre	Montage
Tore homopolaire spécifique	+++	Quelques ampères	<p>Mesure directe par tore spécifique homopolaire connecté directement sur le relais de protection ; c'est un transformateur qui englobe les conducteurs actifs et crée directement le courant résiduel.</p> <p>Il peut également être monté dans la liaison neutre terre accessible. On obtient une grande précision de mesure : un seuil de détection très bas, de l'ordre de quelques ampères peut être utilisé.</p>
TC tore + tore adaptateur	++	10 % de InTC (DT) 5 % de InTC (IDMT)	<p>Mesure différentielle par TC tore classique entourant les conducteurs actifs et générant le courant résiduel ; un tore spécifique homopolaire joue le rôle d'adaptateur vers le relais de protection.</p> <p>Le montage du TC tore est possible dans la liaison neutre terre accessible avec adaptateur. On obtient une bonne précision de mesure et une grande souplesse dans le choix des TC.</p>
3 TC phase + tore adaptateur	++	10 % de InTC (DT) 5 % de InTC (IDMT)	<p>Mesure des courants dans les trois phases avec un TC par phase, et du courant résiduel par tore spécifique.</p> <p>Pratiquement, le seuil de courant résiduel doit être :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Is0 ≤ 10 % InTC pour protection à temps constant, ■ Is0 ≤ 5 % InTC pour protection à temps dépendant.
3 TC phase Irsd calculé par relais	+	Sans retenue H2 30 % InTC (DT) 10 % de InTC (IDMT) Avec retenue H2 10 % de InTC (DT) 5 % de InTC (IDMT)	<p>Calcul à partir des mesures de courant dans les trois phases avec un TC par phase.</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Le courant résiduel est calculé par le relais de protection. ■ La précision de la mesure est entachée d'erreurs ; somme des erreurs des TC et des caractéristiques de saturation, courant calculé. ■ Le montage est plus simple que dans le cas précédent, mais la précision de mesure est inférieure. <p>En pratique, le réglage des seuils de la protection terre doit respecter les conditions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Is0 ≤ 30 % InTC pour protection à temps constant (10 % InTC avec relais de protection équipé de retenue harmonique 2), ■ Is0 ≤ 10 % InTC pour protection à temps dépendant.

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Mesure de la tension entre phases

Le transformateur de tension est constitué de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre.

Les transformateurs de tension sont caractérisés par les grandeurs suivantes : (publication CEI 60186, CEI 60044-2 et NFC 42-501) ⁽¹⁾

- fréquence du réseau en général 50 ou 60 Hz,
- tension primaire la plus élevée du réseau,
- tension secondaire assignée 100, $100/\sqrt{3}$, 110, $110/\sqrt{3}$ volts selon le mode de raccordement,
- facteur de tension assigné servant à définir les prescriptions d'échauffement,
- puissance apparente, en VA, que le transformateur de tension peut fournir au secondaire, sans introduire d'erreur supérieure à sa classe de précision lorsqu'il est branché sous sa tension primaire assignée et raccordé à sa charge nominale ; noter qu'un TT ne doit jamais être court-circuité au secondaire, car la puissance fournie augmente et il y a détérioration par suréchauffement,
- classe de précision définissant les limites d'erreurs garanties sur le rapport de tension et le déphasage dans les conditions spécifiées de puissance et de tension.

Plusieurs montages de mesure sont possibles :

- montage à 3 transformateurs en étoile (fig. 1) (nécessite 1 borne haute tension isolée par transformateur)

Rapport de transformation : $\frac{U_n/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$ par exemple

- montage à 2 transformateurs, montage dit en V (fig. 2) (nécessite 2 bornes haute tension isolées par transformateur)
- Rapport de transformation : $U_n/100$ par exemple

En régime de neutre isolé, tous les TT phase neutre doivent être chargés convenablement pour éviter les risques de résonance.

(1) sont également à prendre en compte les éléments liés au type de montage, aux caractéristiques du site (ex : température...), etc.

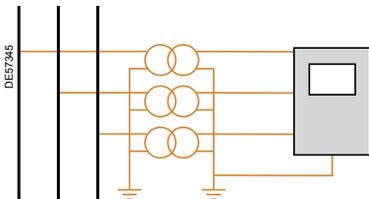


Fig. 1 : TT montés en étoile

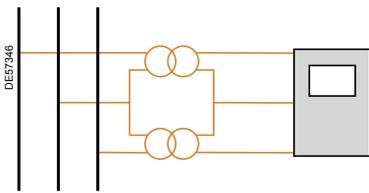


Fig. 2 : TT montés en V

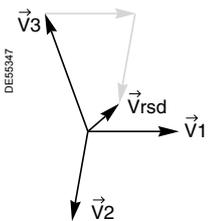


Fig. 3 : définition de la tension résiduelle

Mesure de la tension résiduelle

La tension résiduelle qui caractérise le potentiel du point neutre par rapport à la terre est égale à la somme vectorielle des trois tensions phase-terre. La tension résiduelle est égale à 3 fois la tension homopolaire V_0 :

$$\vec{V}_{rsd} = 3 \cdot \vec{V}_0 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 \quad (\text{fig. 3})$$

L'apparition de cette tension est significative de l'existence d'un défaut à la terre. Elle est obtenue par mesure ou par calcul :

- mesure par trois transformateurs de tension dont les primaires sont en étoile et les secondaires en triangle ouvert qui délivre la tension résiduelle (fig. 4),
- calcul par le relais à partir de trois transformateurs de tension dont les primaires et les secondaires sont en étoile (fig. 5).

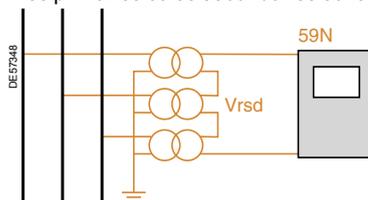


Fig. 4 : mesure directe de tension résiduelle

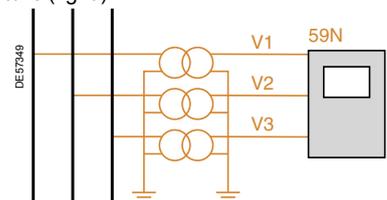


Fig. 5 : calcul de tension résiduelle

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés.

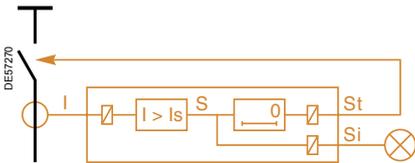


Fig. 1 : principe de fonctionnement d'un relais (exemple de relais à maximum de courant ANSI 51)

Fonctionnement

le relais comprend (fig. 1) :

- l'entrée analogique de mesure de la grandeur observée, issue du capteur,
- le résultat logique du traitement de la mesure (noté S),
- la sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si),
- la sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (noté St).

Caractéristiques (fig. 2)

Le mode de travail d'une fonction de protection fait intervenir des temps caractéristiques (CEI 60255-3) :

- le temps de fonctionnement (operating time) : c'est le temps qui s'écoule entre l'application de la grandeur caractéristique (à deux fois le seuil de réglage) et le basculement du relais de sortie (sortie instantanée),
- le temps de dépassement (overshoot time) : c'est la différence entre le temps de fonctionnement et la durée maximale d'application de la grandeur caractéristique sans déclenchement,
- le temps de retour (reset time) : c'est le temps écoulé entre la diminution brutale de la grandeur caractéristique et le basculement du relais de sortie.

Nota : on trouve usuellement d'autres termes non normalisés et dont la définition peut différer selon le constructeur : le temps de dégagement, le temps de non prise en compte, le temps de déclenchement instantané, le temps mémoire.

Pour sa stabilité, la fonction comporte un pourcentage de dégagement d en % du seuil de réglage : sur l'exemple figure 3, S passe de 1 à 0 pour $I = d \cdot I_s$

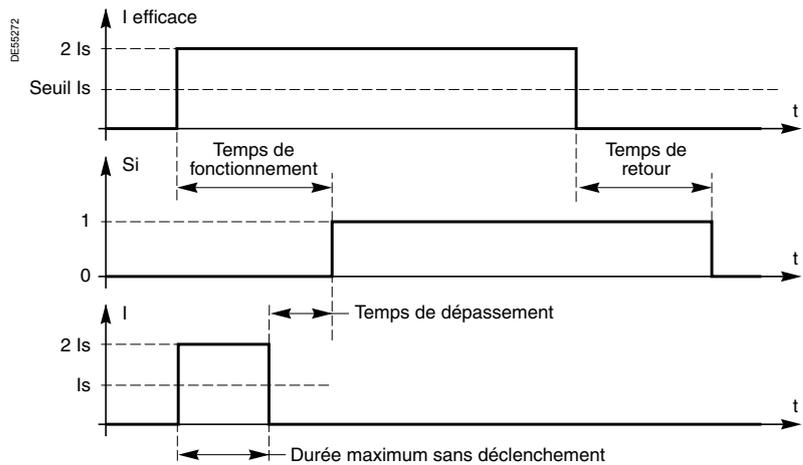


Fig. 2 : temps caractéristiques d'une fonction de protection

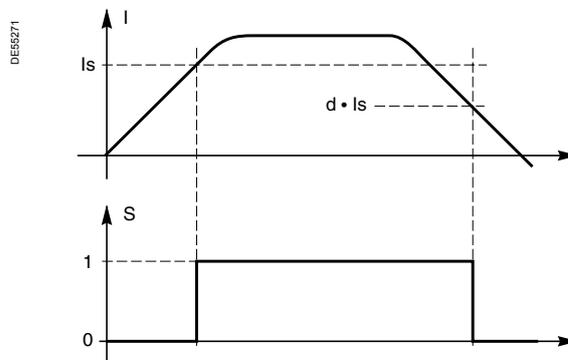


Fig. 3 : pourcentage de dégagement

Réglages

Certaines caractéristiques des fonctions de protection sont réglables par l'utilisateur, notamment :

■ **seuil de déclenchement** : il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.

■ **temps de déclenchement** :

□ temporisation à temps indépendant, ou temps constant (DT : Definite Time)

L'exemple de la figure 1 appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est constant (réglage de la temporisation T) au delà du seuil de courant I_s ,

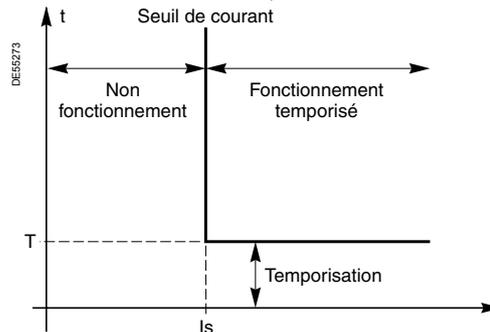


Fig. 1 : principe du déclenchement à temps indépendant

□ temporisation à temps dépendant (IDMT: Inverse Definite Minimum Time)

L'exemple de la figure 2 appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est d'autant plus court que le courant est élevé, au-delà du seuil de courant I_s .

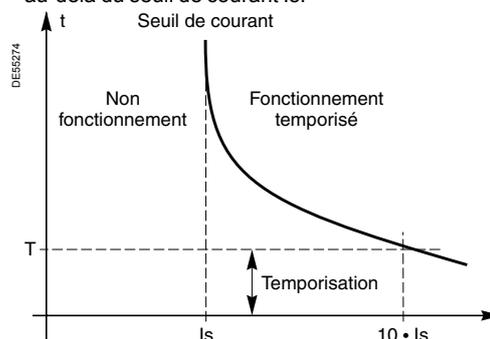


Fig. 2 : principe du déclenchement à temps dépendant

Plusieurs types de courbes existent, déterminées par des équations et définies selon les différents organismes de normalisation : par exemple la CEI définit (fig. 3) :

- temps inverse (SIT, standard inverse time),
- temps très inverse (VIT, very inverse time),
- temps extrêmement inverse (EIT, extremely inverse time).

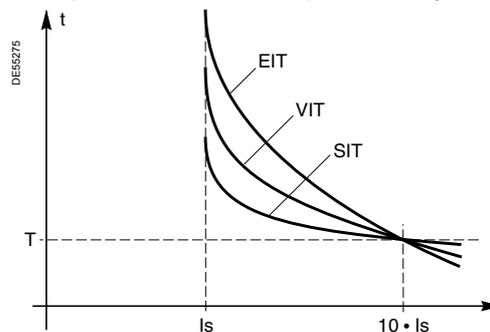


Fig. 3 : courbes de déclenchement à temps dépendant

■ **temps de maintien** : temps de retour réglable,

■ **retenu** : blocage du déclenchement en fonction du taux d'harmonique 2,

■ **constantes de temps** (exemple image thermique ANSI 49RMS),

■ **angle caractéristique** (exemple directionnelle de courant ANSI 67).

Les principales fonctions de protection sont indiquées dans le tableau ci-dessous, en précisant leur code selon la norme ANSI C37.2 ainsi qu'une brève définition ; le classement est fait selon l'ordre numérique.

Code ANSI	Libellé de la fonction	Définition
12	Survitesse	Détection de survitesse des machines tournantes
14	Sous-vitesse	Détection de sous-vitesse des machines tournantes
21	Protection de distance	Détection de mesure d'impédance
21B	Minimum d'impédance	Protection de secours des générateurs contre les courts-circuits entre phases
24	Contrôle de flux	Contrôle de surfluxage
25	Contrôle de synchronisme	Contrôle d'autorisation de couplage de deux parties de réseau
26	Thermostat	Protection contre les surcharges
27	Minimum de tension	Protection pour contrôle d'une baisse de tension
27D	Minimum de tension directe	Protection des moteurs contre un fonctionnement à tension insuffisante
27R	Minimum de tension rémanente	Contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes après déconnexion de l'alimentation
27TN	Minimum de tension résiduelle (harmonique 3)	Détection de défaut d'isolement à la terre d'enroulements statoriques (neutre impédant)
32P	Maximum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance active
32Q	Maximum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert maximal de puissance réactive
37	Minimum de courant phase	Protection triphasée contre les minima de courant
37P	Minimum de puissance active directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance active
37Q	Minimum de puissance réactive directionnelle	Protection de contrôle de transfert minimal de puissance réactive
38	Surveillance de température de paliers	Protection contre les échauffements anormaux des paliers des machines tournantes
40	Perte d'excitation	Protection des machines synchrones contre défaut ou perte d'excitation
46	Maximum de composante inverse	Protection contre les déséquilibres des courants des phases
47	Maximum de tension inverse	Protection de tension inverse et détection du sens de rotation inverse de machine tournante
48 - 51LR	Démarrage trop long et blocage rotor	Protection des moteurs contre le démarrage en surcharge ou sous tension réduite, et pour charge pouvant se bloquer
49	Image thermique	Protection contre les surcharges
49T	Sonde de température	Protection contre les échauffements anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant phase instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	Protection de contrôle de la non-ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement
50N ou 50G	Maximum de courant terre instantanée	Protection contre les défauts à la terre : 50N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 50G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
50V	Maximum de courant phase à retenue de tension instantanée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
50/27	Mise sous tension accidentelle générateur	Détection de mise sous tension accidentelle de générateur
51	Maximum de courant phase temporisée	Protection triphasée contre les surcharges et les courts-circuits entre phases
51N ou 51G	Maximum de courant terre temporisée	Protection contre les défauts à la terre : 51N : courant résiduel calculé ou mesuré par 3 TC 51G : courant résiduel mesuré directement par un seul capteur (TC ou tore)
51V	Maximum de courant phase à retenue de tension temporisée	Protection triphasée contre les courts-circuits entre phases, à seuil dépendant de la tension
59	Maximum de tension	Protection de contrôle d'une tension trop élevée ou suffisante
59N	Maximum de tension résiduelle	Protection de détection de défaut d'isolement
63	Pression	Détection de défaut interne transformateur (gaz, pression)
64REF	Différentielle de terre restreinte	Protection contre les défauts à la terre d'enroulements triphasés couplés en étoile avec neutre relié à la terre
64G	100 % stator générateur	Détection de défauts d'isolement à la terre des enroulements statoriques (réseau à neutre impédant)
66	Limitation du nombre de démarrages	Protection contrôlant le nombre de démarrages des moteurs
67	Maximum de courant phase directionnelle	Protection triphasée contre les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N/67NC	Maximum de courant terre directionnelle	Protection contre les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant (NC : Neutre Compensé)
78	Saut de vecteur	Protection de découplage à saut de vecteur
78PS	Perte de synchronisme (pole slip)	Détection de perte de synchronisme des machines synchrones en réseau
79	Réenclencheur	Automatisme de refermeture de disjoncteur après déclenchement sur défaut fugitif de ligne
81H	Maximum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement élevée
81L	Minimum de fréquence	Protection contre une fréquence anormalement basse
81R	Dérivée de fréquence (rocof)	Protection de découplage rapide entre deux parties de réseau
87B	Différentielle jeu de barres	Protection triphasée contre les défauts internes de jeu de barres
87G	Différentielle générateur	Protection triphasée contre les défauts internes d'alternateurs
87L	Différentielle ligne	Protection triphasée contre les défauts internes de ligne
87M	Différentielle moteur	Protection triphasée contre les défauts internes de moteur
87T	Différentielle transformateur	Protection triphasée contre les défauts internes de transformateur

Les fonctions de protection sont complétées par des fonctions de :

- commandes complémentaires,
- surveillance de bon fonctionnement,
- exploitation,
- signalisation,
- mesure,
- diagnostic,
- communication,

pour permettre une meilleure maîtrise du système électrique.

Toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection.

Commande des appareils de coupure

Cette fonction assure la commande des différents types de bobines d'enclenchement et de déclenchement des appareils de coupure.

Surveillance du circuit de déclenchement

Cette fonction signale la défaillance du circuit de déclenchement de l'appareil de coupure.

Commandes logiques

Cette fonction permet la mise en œuvre du principe de sélectivité logique, par émission et/ou réception d'ordres "d'attente logique" entre différentes protections.

Fonctions logiques

Ces fonctions font des traitements d'équations logiques pour générer des informations ou des commandes complémentaires utiles à l'application.

Fonctions d'exploitation

Ces fonctions améliorent le confort d'exploitation de l'utilisateur.

- Régleurs en charge transformateurs,
- Régulation varométrique,
- Localisateur de défaut (ANSI 21FL, Fault Locator),
- Commande des gradins de condensateurs,
- Durée de fonctionnement avant déclenchement sur surcharge thermique.

Fonctions de mesure

Ces fonctions donnent les informations utiles à une bonne connaissance du fonctionnement du réseau électrique et de son exploitation.

- Courant phase,
- Courant de déclenchement,
- Courant résiduel,
- Courants différentiels et traversant,
- THD courant (taux global de distorsion harmonique),
- Tensions simple et composée,
- tensions directe, inverse et résiduelle,
- THD tension (taux global de distorsion harmonique),
- Fréquence,
- Puissances active, réactive et apparente,
- Facteur de puissance (cosinus φ),
- Energies active et réactive,
- Maximètres de courant, puissance active et réactive,
- Température,
- Temps de démarrage moteur,
- Oscilloperturbographie.

Fonctions de diagnostic appareillage

- Compteurs de manœuvres de l'appareil de coupure en fermeture et en ouverture sur défaut,
- Temps de manœuvre,
- Temps de réarmement,
- Surveillance de capteurs (TT, TC) ; cette fonction permet le contrôle de la chaîne de mesure des transformateurs de tension ou de courant pour action sur les fonctions de protection affectées,
- Cumul des courants coupés de disjoncteurs (kA²).

Fonctions de communication

Ces fonctions permettent les échanges utiles de données disponibles entre les différents éléments du réseau (mesures, états, commandes...).

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- sélectivité chronométrique par le temps,
- sélectivité ampèremétrique par les courants,
- sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique,
- sélectivité par utilisation de protections directionnelles,
- sélectivité par utilisation de protections différentielles,
- sélectivités combinées afin d'assurer une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours (back-up).

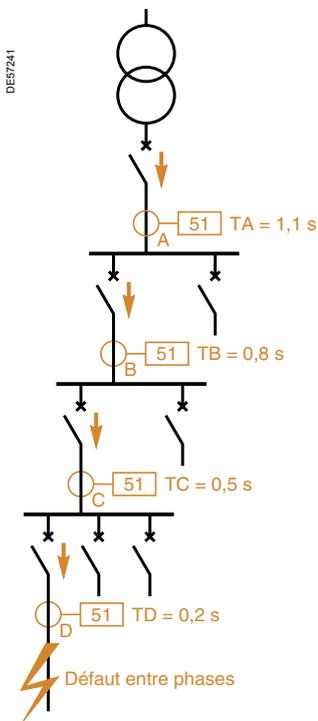


Fig. 1 : principe de la sélectivité chronométrique

Principe

Il consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau.

Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Mode de fonctionnement

Ainsi, sur le schéma (fig. 1), le défaut représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B...

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de défaut, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, reviennent à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement ΔT entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. Il doit tenir compte (fig. 2) :

- du temps de coupure T_c du disjoncteur en aval, qui inclut le temps de réponse de l'appareil à l'ouverture et le temps d'arc,
- des tolérances de temporisation dT ,
- du temps de dépassement de la protection en amont : tr ,
- d'une marge de sécurité m .

ΔT doit donc satisfaire à la relation :

$$\Delta T \geq T_c + tr + 2dT + m$$

Compte tenu des performances actuelles de l'appareillage et des relais, on adopte pour ΔT une valeur de 0,3 s.

Exemple : $T_c = 95$ ms, $dT = 25$ ms, $tr = 55$ ms ; pour l'intervalle de sélectivité 300 ms, la marge de sécurité est alors de 100 ms.

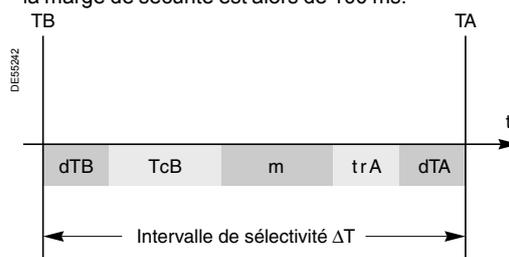


Fig. 2 : décomposition d'un intervalle de sélectivité

Avantages

Ce système de sélectivité a deux avantages :

- il assure son propre secours ; par exemple si la protection D est défaillante, la protection C est activée DT plus tard,
- il est simple.

Inconvénients

Par contre, lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit, ou avec les impératifs extérieurs d'exploitation, (raccordement au réseau électrique d'un distributeur par exemple).

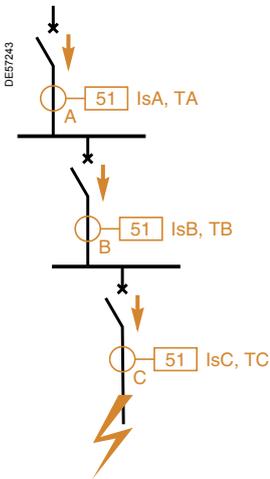


Fig. 1 : réseau en antenne avec sélectivité chronométrique

Application

Ce principe est utilisé dans les réseaux en antenne. (fig. 1)

Les temporisations déterminées pour obtenir la sélectivité chronométrique sont activées lorsque le courant dépasse les seuils des relais. Il faut donc que les réglages des seuils soient cohérents.

On distingue deux cas de figure selon le type de temporisation employé.

Relais à temps indépendant (fig. 2)

Les conditions à respecter sont : $I_{sA} > I_{sB} > I_{sC}$ et $T_A > T_B > T_C$.

L'intervalle de sélectivité ΔT est classiquement de l'ordre de 0,3 seconde.

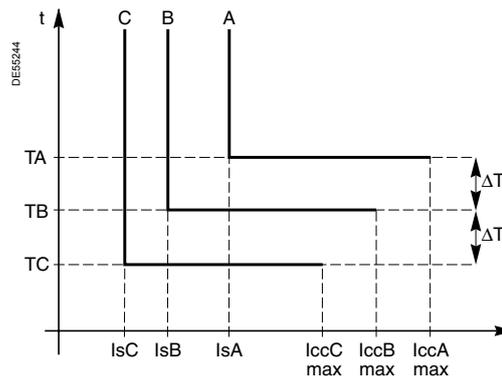


Fig. 2 : sélectivité chronométrique avec relais à temps indépendant

Relais à temps dépendant (fig. 3)

Si les seuils sont réglés au courant assigné I_n , la protection de surcharge est assurée en même temps que la protection de court-circuit et la cohérence des seuils est assurée.

$I_{nA} > I_{nB} > I_{nC}$

$I_{sA} = I_{nA}$, $I_{sB} = I_{nB}$, et $I_{sC} = I_{nC}$

Les réglages de temporisation sont déterminés pour obtenir l'intervalle de sélectivité ΔT pour le courant maximum vu par la protection aval ; on utilise pour cela la même famille de courbes, afin d'éviter leur croisement dans une partie du domaine.

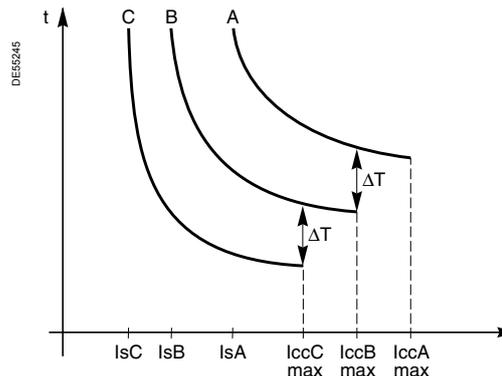


Fig. 3 : sélectivité chronométrique avec relais à temps dépendant

Principe

Il est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

Une protection ampèremétrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

Avantages

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà.

Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard).

Un exemple est donné (fig.1) :

$$I_{ccBmax} < I_{sA} < I_{ccAmin}$$

I_{sA} = intensité de réglage

I_{ccB} image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations TA et TB sont indépendantes, et TA peut être plus courte que TB.

Inconvénients

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B).

De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur.

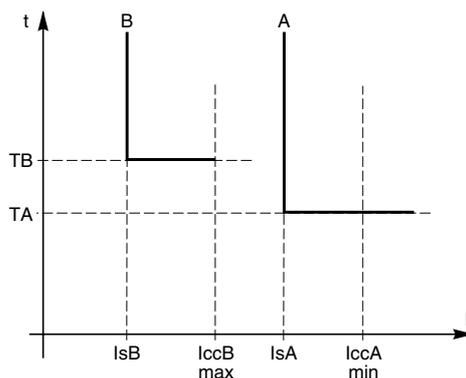
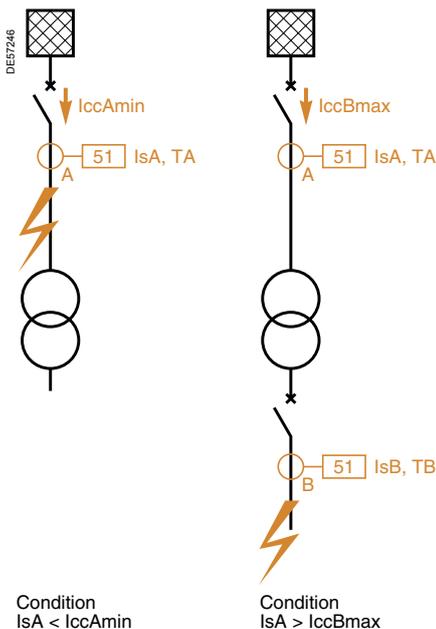
Application

L'exemple suivant concerne la protection ampèremétrique d'un transformateur entre deux tronçons de câble.

Le réglage I_s de la protection à maximum de courant vérifie la relation :

$$1,25 I_{ccBmax} < I_{sA} < 0,8 I_{ccAmin}$$

La sélectivité entre les deux protections est assurée.



Courbes de sélectivité

Fig. 1 : fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

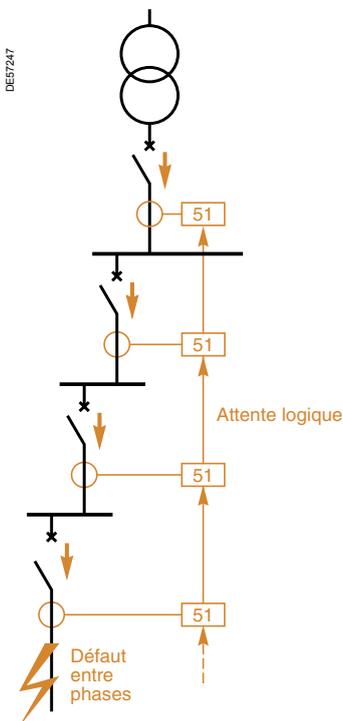


Fig. 1 : principe de la sélectivité logique

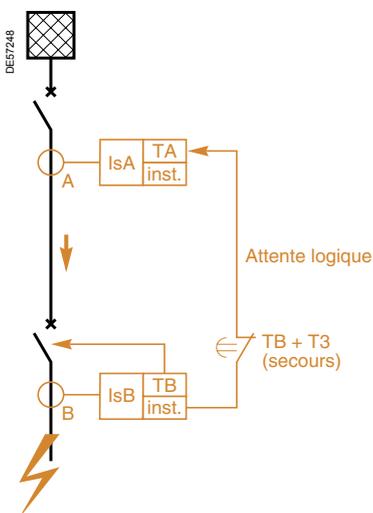


Fig. 2 : fonctionnement d'une sélectivité logique

Principe

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (fig. 1).

Mode de fonctionnement

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source.

En effet, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont),
 - un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval.
- Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

Ce principe est illustré sur la figure 2 :

- à l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en B bloque la protection en A,
- seule la protection en B provoque le déclenchement après TB, si toutefois elle n'a pas reçu d'ordre d'attente,
- la durée de l'ordre d'attente pour la protection en A est limitée à TB + T3, avec T3 $\hat{=}$ au temps d'ouverture et de coupure d'arc du disjoncteur B (typiquement 200 ms),
- ainsi en cas de non déclenchement du disjoncteur B défailant, la protection A donne l'ordre de déclenchement en TB + T3,
- à l'apparition d'un défaut entre A et B, la protection A déclenche après TA.

Avantages

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade.

Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée ; on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs.

De plus, ce système intègre par conception un secours.

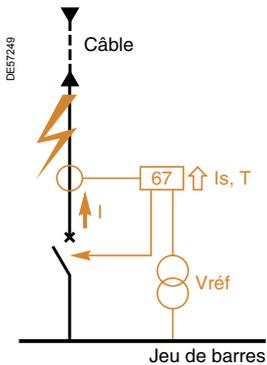
Inconvénients

Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres).

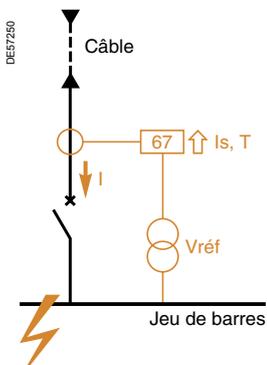
Aussi peut-on tourner la difficulté en faisant de la combinaison de fonctions : sélectivité logique au niveau de tableaux proches, et sélectivité chronométrique entre zone éloignées (se reporter au chapitre sélectivités combinées logique + chronométrique).

Application

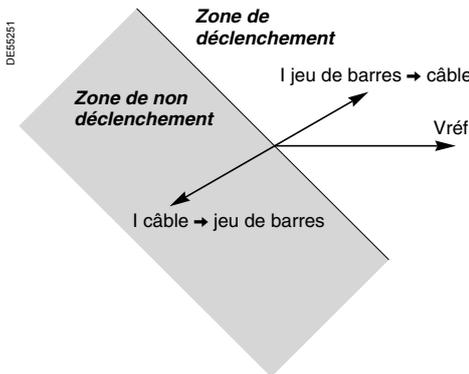
Ce principe est souvent utilisé pour protéger des réseaux MT comportant des antennes avec de nombreux étages de sélectivité.



Principe de la protection directionnelle
Fig. 1 : protection active



Principe de la protection directionnelle
Fig. 2 : protection non active



Principe de la protection directionnelle
Fig. 3 : détection du sens du courant

Principe

Dans un réseau bouclé, où un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser une protection sensible au sens d'écoulement du courant de défaut pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective : c'est le rôle des protections directionnelles à maximum de courant.

Mode de fonctionnement

Les actions de la protection seront différentes selon le sens du courant (fig. 1 et 2), c'est-à-dire suivant le déphasage du courant par rapport à une référence donnée par le vecteur de tension ; le relais doit donc disposer à la fois des informations de courant et de tension.

Les conditions de fonctionnement, à savoir le positionnement des zones de déclenchement et de non déclenchement sont à adapter au réseau à protéger (fig. 3).

Exemple d'utilisation de protections directionnelles (fig. 4) :

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles activées si le courant s'écoule du jeu de barres vers le câble.

En cas de défaut au point 1, seule la protection de D1 voit le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. Le disjoncteur D1 s'ouvre. En cas de défaut au point 2, ces protections ne voient rien, et les disjoncteurs D1 et D2 restent fermés.

D'autres protections sont à prévoir pour protéger le jeu de barres.

Avantage

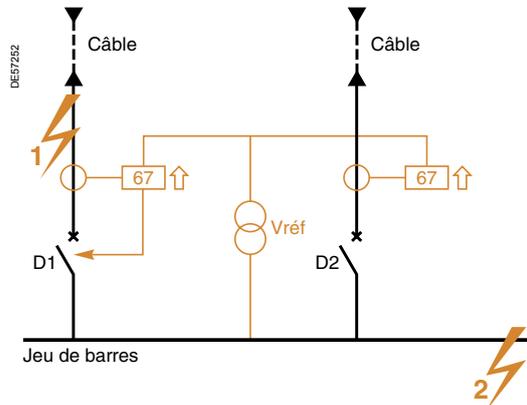
La solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas.

Inconvénient

Le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant.

Application

Ce principe est utilisé pour protéger des arrivées en parallèle, des réseaux en boucle fermée, ou certains cas de protection contre les défauts à la terre.



Protection directionnelle
Fig. 4 : exemple de deux arrivées en parallèle

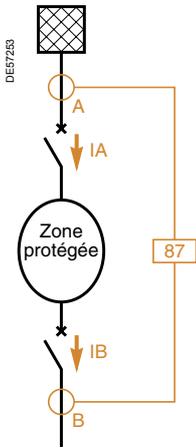


Fig. 1 : principe de la protection différentielle

Principe

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé (fig. 1).

Mode de fonctionnement

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature.

Le déclenchement instantané est provoqué lorsque $I_A - I_B \geq 0$

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes.

La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- courant magnétisant de transformateur,
- courant capacitif de ligne,
- courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

Il existe 2 grands principes selon le mode de stabilisation :

- la protection différentielle à haute impédance ; le relais est connecté en série avec une résistance de stabilisation R_s dans le circuit différentiel (fig. 2 et 3),
- la protection différentielle à pourcentage ; le relais est connecté indépendamment aux circuits des courants I_A et I_B . La différence des courants $I_A - I_B$ est déterminée dans la protection, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant (fig. 4 et 5).

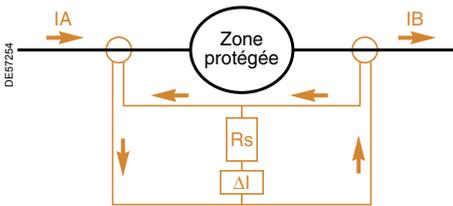


Fig. 2 : schéma de protection différentielle à haute impédance

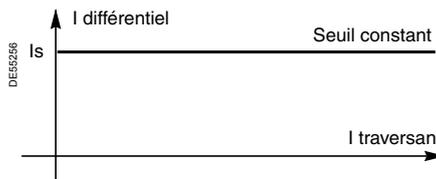


Fig. 3 : stabilité par résistance

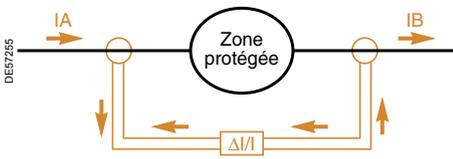


Fig. 4 : schéma de protection différentielle à pourcentage

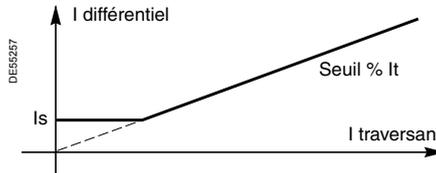


Fig. 5 : stabilité par retenue

Avantages

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé.
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément.

Inconvénients

- Le coût de l'installation est important.
- La mise en œuvre du dispositif est délicate.
- Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant.

Comparaison des deux principes

- Protection différentielle à haute impédance :
 - les TC amont et aval doivent avoir des courants assignés identiques (primaire et secondaire),
 - la résistance de stabilisation est calculée pour ne pas déclencher sur défaut extérieur avec un TC saturé, et pour que le TC puisse alimenter le relais,
 - Le relais est relativement simple, mais exige la mise en œuvre de R_s .
- Protection différentielle à pourcentage :
 - adaptation au type d'équipement à protéger,
 - le relais est relativement plus compliqué, mais sa mise en œuvre est simple.

Application

Tous les composants prioritaires de forte puissance peuvent être concernés : moteur, générateur, transformateur, jeu de barres, câble, ligne.

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples :

- sélectivité totale,
- redondance ou secours.

Plusieurs exemples pratiques d'application par association de sélectivités sont explicités :

- ampèremétrique + chronométrique,
- logique + chronométrique,
- chronométrique + directionnelle,
- logique + directionnelle,
- différentielle + chronométrique.

Sélectivités ampèremétrique + chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité ampèremétrique entre A1 et B,
- une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

On obtient alors une sélectivité totale, et la protection en A assure le secours de la protection B.

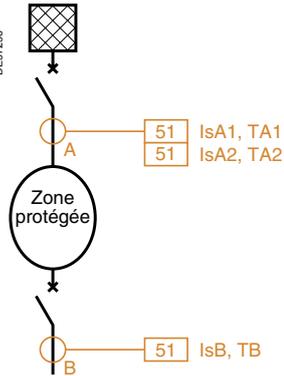
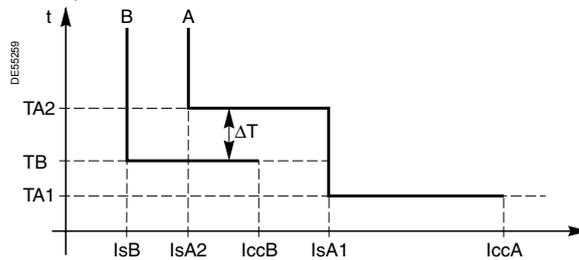


Fig. 1 : sélectivités ampèremétrique + chronométrique

Sélectivités logique + secours chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité logique entre A1 et B,
- une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

La protection A2 assure alors un secours de la protection A1, si celle-ci est défaillante du fait d'un défaut d'attente logique (ordre d'attente permanent).

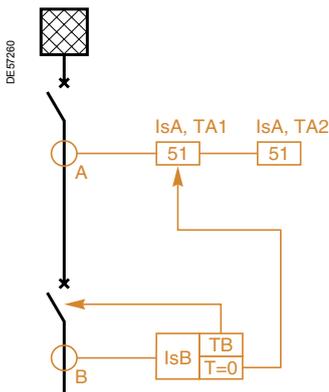
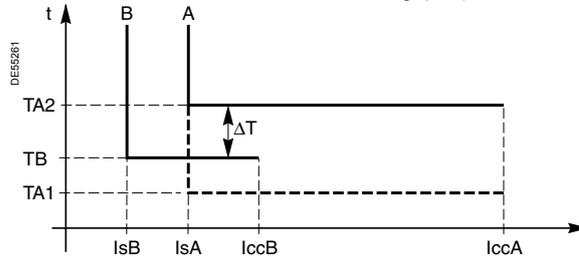


Fig. 2 : sélectivités logique + secours chronométrique

Sélectivité mixte, logique + chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- une sélectivité logique à l'intérieur d'un tableau (A et B d'une part, C et D d'autre part),
- une sélectivité chronométrique entre les deux tableaux B et D, avec $TB = TD + DT$. Il n'est pas nécessaire d'installer une liaison de transmission de signaux logiques entre deux tableaux éloignés. Les temporisations des déclenchements sont réduites par comparaison à une simple sélectivité chronométrique (fig. 3).
- de plus, il faut prévoir un secours chronométrique en A et C (se reporter au paragraphe ci-dessus).

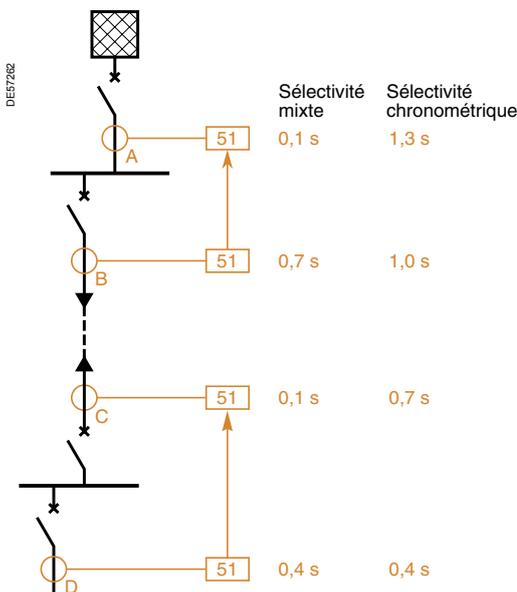


Fig. 3 : comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique

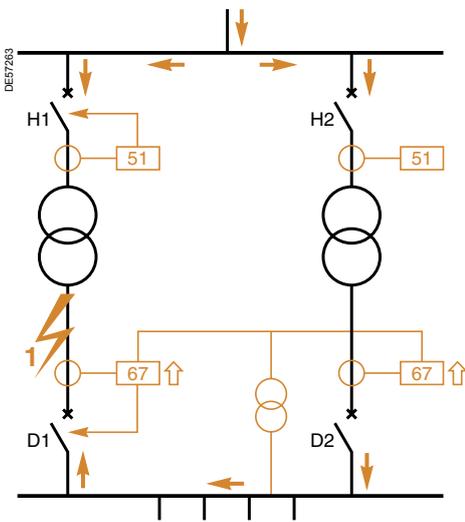


Fig. 1 : sélectivités chronométrique + directionnelle

Sélectivités chronométrique + directionnelle

D1 et D2 sont équipés de protections directionnelles faiblement temporisées, H1 et H2 sont équipés de protections à maximum de courant temporisées. En cas de défaut au point 1, seules les protections de D1 (directionnelle), H1 et H2 voient le défaut. La protection sur D2 ne le voit pas, en raison de son sens de détection. D1 s'ouvre. La protection de H2 se désactive, H1 s'ouvre et ainsi le tronçon en défaut H1-D1 est isolé.

$$\begin{aligned} TH1 &= TH2 \\ TD1 &= TD2 \\ TH &= TD + \Delta T \end{aligned}$$

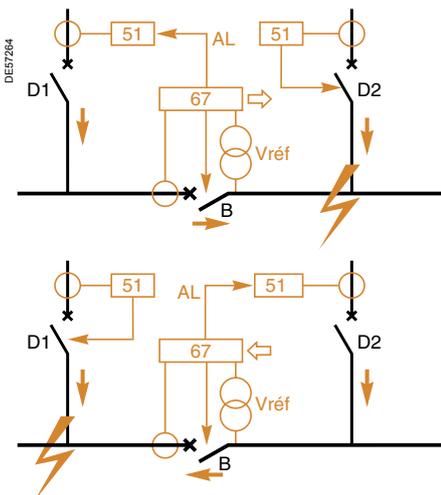


Fig. 2 : sélectivités logique + directionnelle

Sélectivités logique + directionnelle

L'exemple montre que l'orientation des ordres d'attente logique est dépendante du sens d'écoulement du courant.

Ce principe est utilisé pour le couplage de deux jeux de barres et pour les boucles fermées.

Défaut côté D2 :

- ouverture en D2 et B,
- D1 est bloqué par B (AL : attente logique).

Défaut côté D1 :

- ouverture en D1 et B,
- D2 est bloqué par B (AL : attente logique).

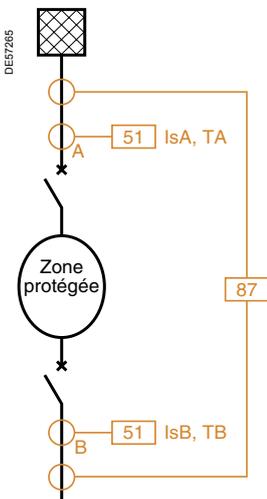


Fig. 3 : sélectivités différentielle + chronométrique

Sélectivités différentielle + chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois :

- une protection différentielle instantanée,
- une protection de courant de phase ou de terre en A en secours de la protection différentielle,
- une protection de courant en B pour protéger la zone située en aval,
- une sélectivité chronométrique entre les protections en A et B, avec $TA = TB + \Delta T$.

De la sorte, on assure un secours de la protection différentielle, mais des transformateurs de courant à deux enroulements sont parfois nécessaires.

Remarque : la sélectivité chronométrique peut être remplacée par la sélectivité logique.

Les protections de réseaux doivent permettre :

- de détecter les défauts,
- d'éliminer les parties du réseau qui sont défaillantes en sauvegardant les parties saines.

Le choix des protections doit être effectué en fonction de la configuration du réseau (marche en parallèle de générateurs ou transformateurs, réseau bouclé ou en antenne, mode de mise à la terre du neutre...).

Il faut envisager indépendamment :

- les protections contre les défauts entre phases,
- les protections contre les défauts à la terre, liées au régime de neutre du réseau.

Seront examinés successivement les cas d'une arrivée, de deux arrivées et de boucles ouvertes ou fermées.

Défauts entre phases (fig. 1)

L'arrivée et les départs sont équipés de protections à maximum de courant phase (ANSI 51).

La sélectivité entre la protection de l'arrivée A et les protections des départs D est de type chronométrique.

La protection au niveau D détecte le défaut 1 sur le départ, et déclenche le disjoncteur D avec un retard TD.

La protection au niveau A, détecte les défauts 2 sur le jeu de barres, et déclenche avec un retard TA.

Elle agit également en secours, en cas de défaillance de la protection D.

On choisit : $I_{sA} \dot{S} I_{sD}$ et $TA \dot{S} TD + \Delta T$

ΔT : intervalle de sélectivité (en général 0,3 s).

La protection en D doit être sélective avec les protections situées en aval : si la temporisation demandée à la protection A est trop importante, il faut alors utiliser une sélectivité logique ou mixte (logique + chronométrique).

Défauts phase-terre

Neutre à la terre par résistance au niveau du transformateur (fig.2)

Les départs, l'arrivée, ainsi que la connexion de mise à la terre du neutre, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G).

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Ces protections sont nécessairement différentes des protections contre les défauts phases car les ordres de grandeur des courants de défauts sont différents.

Les protections des départs sont réglées sélectivement par rapport à la protection de l'arrivée, elle-même réglée sélectivement par rapport à la protection équipant la connexion de mise à la terre (respect des intervalles de sélectivité).

Le courant de défaut se referme par les capacités des départs sains et la résistance de mise à la terre.

Les capteurs des départs sains détectent tous un courant capacitif.

Pour éviter les déclenchements intempestifs, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre du départ :

- défaut en 3 : le disjoncteur D1 s'ouvre sur action de la protection qui lui est associée,
- défaut en 4 : le disjoncteur A s'ouvre sur action de la protection de l'arrivée,
- défaut en 5 : la protection située sur la connexion de mise à la terre du neutre provoque l'ouverture du disjoncteur H au primaire du transformateur.

La protection en D doit être sélective avec les protections situées en aval : si la temporisation demandée à la protection A est trop importante, il faut alors utiliser la sélectivité logique.

La protection en H de la mise à la terre du neutre agit en secours sur défaillance de la protection en A de l'arrivée.

La protection en A de l'arrivée agit en secours sur défaillance d'une protection d'un départ en D.

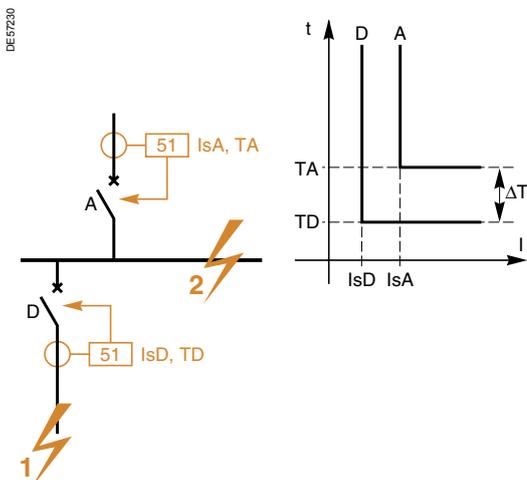


Fig. 1 : protection sur défaut entre phases

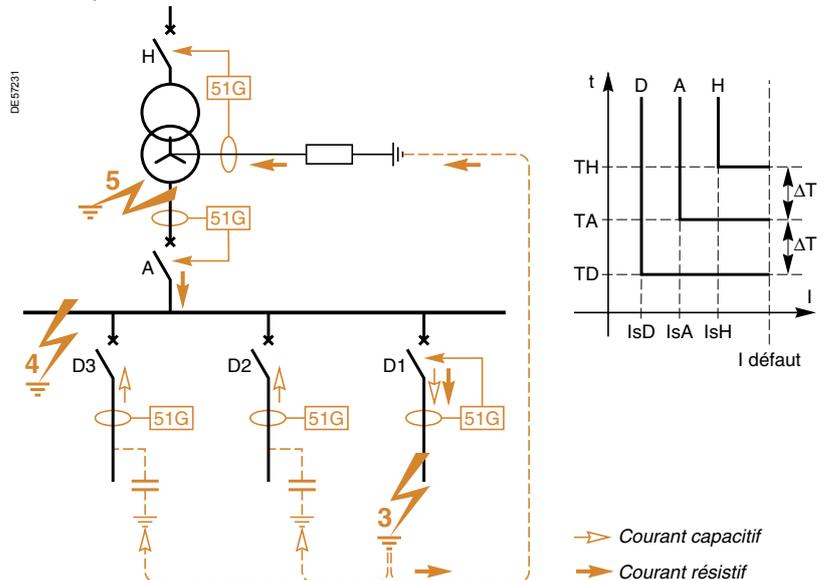


Fig. 2 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur)

DE57232

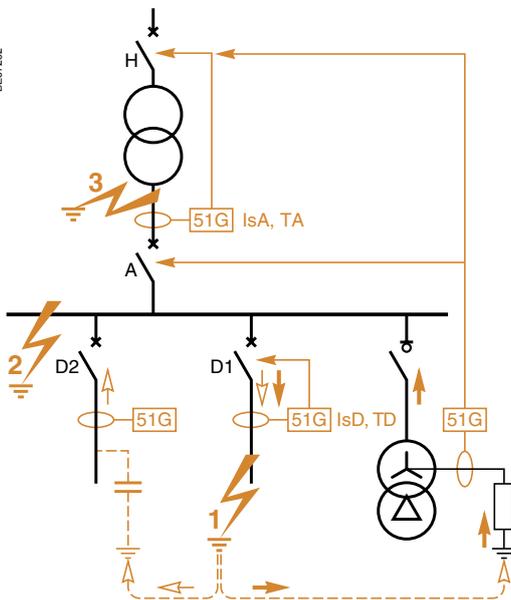


Fig. 1 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif sur jeu de barres)

Défauts phase-terre (suite)

Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres (fig. 1)

La mise à la terre par résistance est réalisée par un générateur homopolaire. Les départs, l'arrivée, et le générateur homopolaire, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G).

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique. Les protections des départs et celle de l'arrivée sont réglées sélectivement par rapport à la protection équipant l'impédance de mise à la terre. De même que dans le cas précédent, la protection de chaque départ est réglée à un seuil supérieur au courant capacitif propre au départ.

En cas de défaut sur un départ 1, seul le disjoncteur du départ D1 s'ouvre.

En cas de défaut sur le jeu de barres 2, seule la protection équipant la connexion de mise à la terre détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur A.

Enfin, en cas de défaut au secondaire du transformateur 3, la protection de l'arrivée détecte le défaut. Elle ouvre le disjoncteur H.

Nota : lorsque le disjoncteur A est ouvert, le secondaire du transformateur est à neutre isolé. Il peut être nécessaire de le protéger par une mesure du déplacement point neutre (ANSI 59N).

La protection sur le générateur homopolaire agit en secours sur défaillance de la protection en A de l'arrivée, ou d'une protection d'un départ en D.

Si la condition $IsD > 1,3 I_c$ ne peut être vérifiée pour un départ, une protection à maximum de courant terre directionnelle permettra de discriminer un courant de défaut d'un courant capacitif.

Neutre à la terre par réactance

On procède comme pour les systèmes de mise à la terre par résistance au niveau du transformateur ou au niveau du jeu de barres.

Neutre isolé (fig. 2)

Un défaut, quelle que soit sa localisation, provoque un courant qui se referme par les capacités des départs sains.

Dans le cas général des réseaux industriels, ce courant est faible (quelques ampères) ; il permet de continuer l'exploitation, tout en cherchant à localiser le défaut.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique. Le défaut est détecté par un contrôleur permanent d'isolement ou une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N).

Dans le cas où le courant capacitif total du réseau est important (une dizaine d'ampères), il y a lieu de prendre des dispositions supplémentaires pour éliminer rapidement le défaut.

Pour déclencher sélectivement le départ en défaut, on peut utiliser une protection directionnelle de terre.

Neutre direct à la terre

On retrouve le cas d'une mise à la terre par résistance au niveau du transformateur, mais avec des courants capacitifs négligeables relativement au courant dans le défaut, donc une protection plus simple à mettre en œuvre.

Neutre compensé

La mise à la terre est assurée au niveau du transformateur. Le défaut est détecté par une protection à maximum de courant terre directionnelle spécifique (ANSI 67NC), qui surveille le courant résiduel actif et reconnaît le défaut pendant sa phase transitoire d'apparition.

DE57233

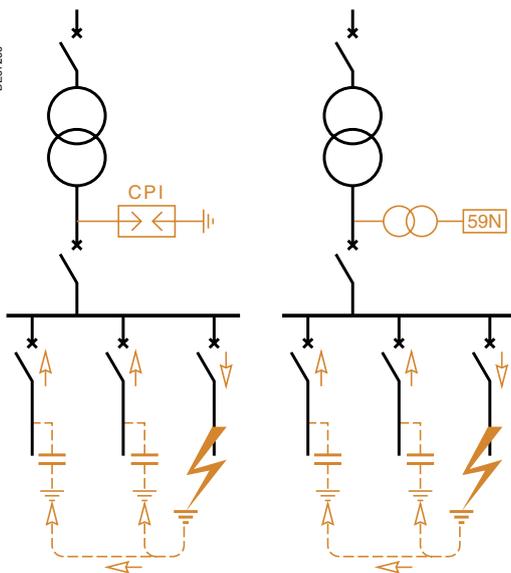


Fig. 2 : protection sur défaut phase-terre (neutre isolé)

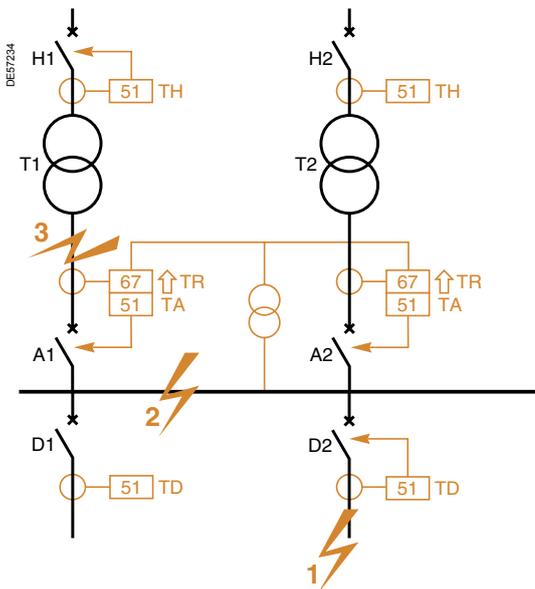


Fig. 1 : protection sur défaut entre phases

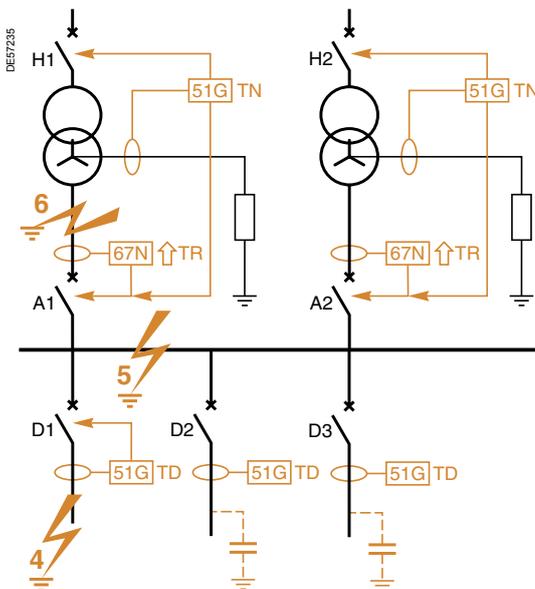


Fig. 2 : protection sur défaut phase-terre (neutre résistif transformateur)

Défauts entre phases (fig. 1)

Réseau à deux arrivées transformateurs ou à deux arrivées lignes

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant phases dont la temporisation est réglée à la valeur TD.

Les deux arrivées A1 et A2 sont équipées de protections à maximum de courant phases (ANSI 51) réglées sélectivement avec les départs, soit à une valeur $TA \dot{S} TD + \Delta T$.

De plus, elles sont équipées de protections directionnelles (ANSI 67) dont la temporisation est réglée à $TR < TA - \Delta T$.

La sélectivité entre les protections des arrivées A et les protections des départs D est de type chronométrique.

La sélectivité entre les protections des alimentations H et les protections des arrivées A est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 1 est éliminé par l'ouverture de D2 avec un retard TD.

Un défaut en 2 est éliminé par l'ouverture de A1 et A2 avec un retard TA (les protections directionnelles ne voyant pas le défaut).

Enfin, un défaut en 3 est vu par la protection directionnelle de A1 qui s'ouvre à l'instant TR, permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau.

Cependant le défaut 3 est toujours alimenté par T1. A l'instant $TH \dot{S} TA + \Delta T$, H1 s'ouvre sous l'action de la protection à maximum de courant phases qui l'équipe.

Défauts phase-terre (fig. 2)

Neutre à la terre par résistance au niveau des transformateurs d'arrivées

Les départs sont équipés de protections à maximum de courant terre (ANSI 51G) réglées à un seuil supérieur au courant capacitif correspondant et dont la temporisation est TD.

Les arrivées A1 et A2 sont équipées de protections directionnelles de terre (ANSI 67N) dont la temporisation est TR.

Les connexions de mise à la terre du neutre sont équipées de protections à maximum de courant terre (ANSI 51G) dont le seuil est supérieur aux réglages des protections des arrivées et des départs et dont la temporisation est $TN \dot{S} TD + \Delta T$.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Ainsi, un défaut en 4 est éliminé par l'ouverture de D1.

Un défaut en 5 est éliminé par les ouvertures de A1, A2, H1 et H2 provoquées par les protections situées sur les connexions de mise à la terre du neutre des 2 transformateurs.

Un défaut en 6 est vu par la protection directionnelle terre de A1 qui s'ouvre à l'instant TR permettant de continuer l'exploitation de la partie saine du réseau.

Cependant, le défaut 6 est encore alimenté jusqu'à l'instant TN où la protection située sur la connexion de mise à la terre du transformateur correspondant provoque l'ouverture du disjoncteur H1.

Neutre à la terre par résistance au niveau du jeu de barres

La mise à la terre par résistance est réalisée par un générateur homopolaire. Les départs, les arrivées, et le générateur homopolaire, sont chacun équipés d'une protection à maximum de courant terre.

La sélectivité entre les différentes protections est de type chronométrique.

Le fonctionnement du système est identique au cas à une arrivée.

Neutre isolé

Le fonctionnement du système est identique au cas à une arrivée.

Neutre direct à la terre

On retrouve les cas du neutre à la terre par résistance, mais le courant phase-terre est augmenté et atteint le niveau du courant entre phases.

Neutre compensé

Une seule bobine de mise à la terre est en service à un instant donné afin d'assurer l'accord à la capacité du réseau ; on se ramène au cas de réseau à une arrivée.

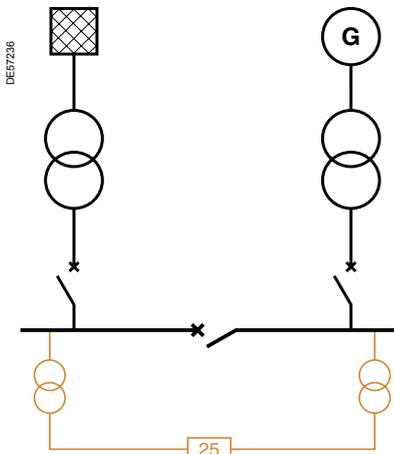


Fig. 1 : protection de couplage entre deux réseaux

Protections complémentaires

Couplage (fig. 1)

La fonction de contrôle de synchronisme, synchro-check (ANSI 25), permet de vérifier que les circuits à coupler ont entre eux des écarts de tension en amplitude, phase et fréquence, acceptables dans les limites prévues pour autoriser la fermeture du disjoncteur de couplage.

Découplage

Dans le cas d'installations électriques alimentées par le réseau public de distribution et une source d'énergie autonome, on doit éviter la perturbation de ces sources entre elles suite à des événements tels que perte du réseau public ou défaut à la terre ; les conséquences portent sur les variations de tension et de fréquence, les échanges de courant et de puissance entre les différents circuits.

Des protections sont souvent préconisées ou imposées par les guides techniques du distributeur.

Le découplage des deux sources entre elles peut être assuré de plusieurs façons :

- suivi du sens d'écoulement de la puissance active, et protection par un relais à retour de puissance (ANSI 32P),
- suivi des tensions en amplitude et protection par minimum ou maximum de tension (ANSI 27 ou 59),
- suivi des fréquences et protection contre des valeurs anormales de baisse (ANSI 81L) ou de hausse (ANSI 81H) de fréquence,
- protection de saut de phase créé par un défaut (ANSI 78),
- suivi de la variation de fréquence et protection par dérivée de fréquence en référence à un seuil (ANSI 81R, ROCOF rate of change of frequency) ; cette protection est plus rapide que les protections de fréquence et plus stable que la protection de saut de phase.

Transfert automatique de sources (fig. 2)

Le système de la figure 2 décrit une installation à deux jeux de barres normalement alimentés par deux sources avec couplage ouvert (configuration en 2 sur 3).

Le cas de la perte de la source 1 entraîne la reconfiguration du système par ouverture de la source 1 et fermeture du couplage ; ce transfert automatique de source se fait selon une procédure :

- initialisation du transfert par détection d'un minimum de tension (ANSI 27) de la source 1 et son élimination : $U_s = 70 \% U_n$,
- blocage du transfert sur détection d'un défaut en aval de la source 1 par maximum de courant (ANSI 50 et 50N),
- autorisation du transfert suite au contrôle de disparition de la tension entretenue par les machines tournantes par minimum de tension rémanente (ANSI 27R) : $U_s = 25 \% U_n$,
- autorisation du transfert après vérification d'une présence de tension suffisante (ANSI 59) sur la source 2 et fermeture du couplage : $U_s = 85 \% U_n$.

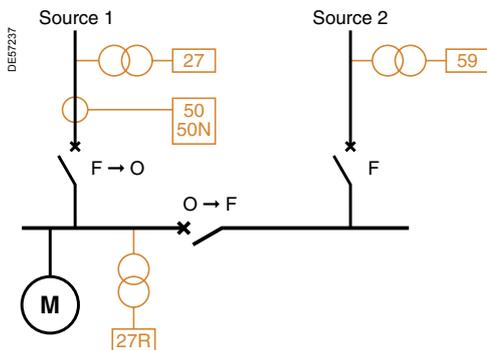


Fig. 2 : transfert automatique de sources

Dans un réseau de distribution comportant des sous-stations alimentées en boucle ouverte, la protection est assurée en tête de boucle.

Le réseau est exploité en boucle ouverte et la protection est assurée aux extrémités de la boucle, équipées de disjoncteurs (fig. 1).

Les appareils de coupure des sous-stations sont des interrupteurs.

Les défauts provoquent des coupures d'alimentation.

Une protection à maximum de courant phase et terre (ANSI 51 et 51N) équipe le disjoncteur de chaque tête de boucle.

Un défaut sur un câble reliant 2 sous-stations provoque l'ouverture de l'un ou l'autre des disjoncteurs de tête selon le lieu d'ouverture de la boucle.

Souvent, la protection est complétée par un automatisme :

- qui élimine le défaut (hors tension) en ouvrant les appareils situés aux extrémités du câble concerné, après localisation du câble en défaut par détecteur de défaut,
- qui referme le disjoncteur de tête qui a déclenché,
- qui ferme l'appareil qui assurait l'ouverture normale de la boucle, dans le but de réalimenter la partie aval saine de la demi-boucle en défaut.

Après réparation de la liaison en défaut, on peut revenir dans l'état initial d'exploitation.

Les temps de coupure d'alimentation durent de quelques secondes à plusieurs minutes selon que le mode de reconfiguration de boucle est automatique ou manuel.

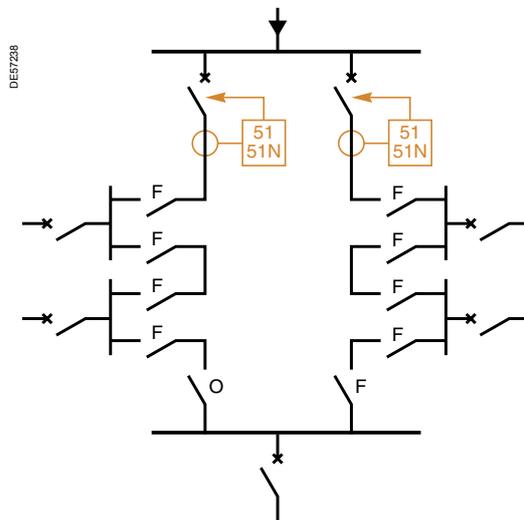


Fig. 1 : principe de la protection d'une boucle ouverte

Dans un réseau de distribution comportant des sous-stations alimentées en boucle fermée, la protection est assurée par tronçons.

Le réseau peut être exploité en boucle fermée et la protection est assurée pour tous les tronçons, chacun étant équipé de disjoncteurs à ses extrémités. La plupart des défauts ne provoque pas de coupure d'alimentation. Plusieurs solutions de protection sont envisageables.

Protection différentielle (fig. 1)

Chaque câble est équipé d'une protection différentielle de ligne (ANSI 87L) et chaque sous-station est équipée d'une protection différentielle de jeu de barres (ANSI 87B).

La protection est très rapide.

Si le neutre est mis à la terre par résistance, il faut s'assurer que la sensibilité des protections différentielles couvre les défauts phase-terre.

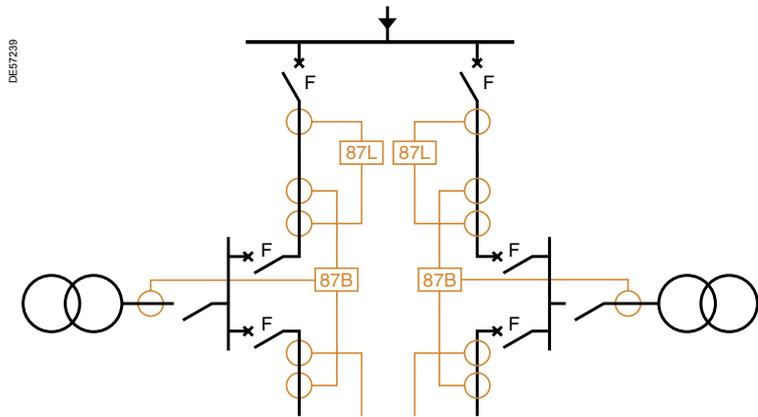


Fig. 1 : protection différentielle d'une boucle fermée

Protection à maximum de courant et sélectivité logique directionnelle (fig. 2)

Les disjoncteurs de la boucle sont équipés de protections à maximum de courant et de protections directionnelles ; de plus, le principe de la sélectivité logique est utilisé pour obtenir le temps le plus court pour l'élimination d'un défaut.

Un défaut sur la boucle sollicite :

- toutes les protections si la boucle est fermée,
- toutes les protections en amont du défaut lorsque la boucle est ouverte.

Chaque protection adresse un ordre d'attente logique vers l'une ou l'autre des protections adjacentes sur la boucle, en fonction de l'information délivrée par la protection directionnelle.

Les protections qui ne reçoivent pas d'ordre d'attente logique déclenchent avec un retard minimum indépendant de la position du défaut sur la boucle :

- le défaut est éliminé par deux disjoncteurs de part et d'autre du défaut si la boucle est fermée, et tous les tableaux restent alimentés,
- le défaut est éliminé par le disjoncteur amont si la boucle est ouverte.

Cette solution est complète car elle protège les câbles et les jeux de barres.

Elle est rapide, sélective et elle inclut la protection en secours.

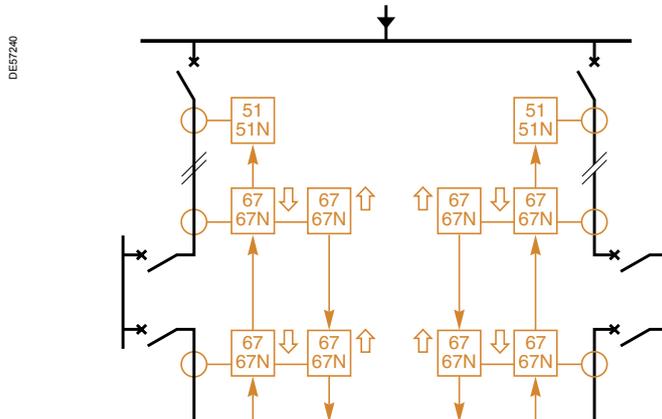


Fig. 2 : protection de boucle à maximum de courant et sélectivité logique directionnelle

Les jeux de barres sont des nœuds électriques d'aiguillage d'énergie ayant en général plus de deux extrémités. Les protections spécifiques aux jeux de barres sont assurées de multiples façons, à partir des dispositifs de base.

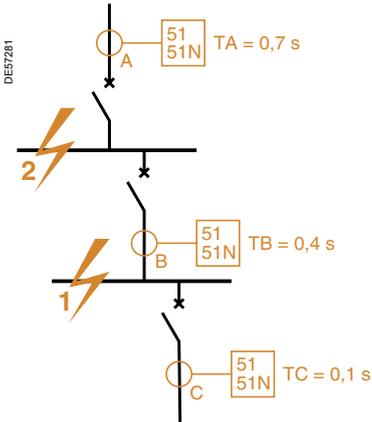


Fig. 1 : sélectivité chronométrique

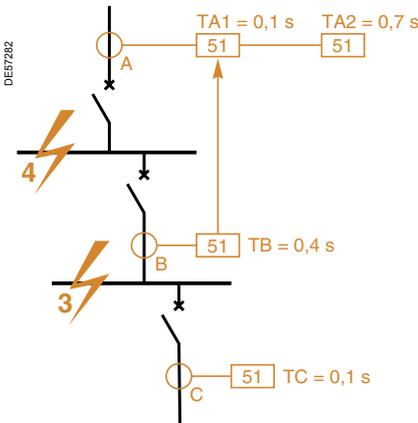


Fig. 2 : sélectivité logique

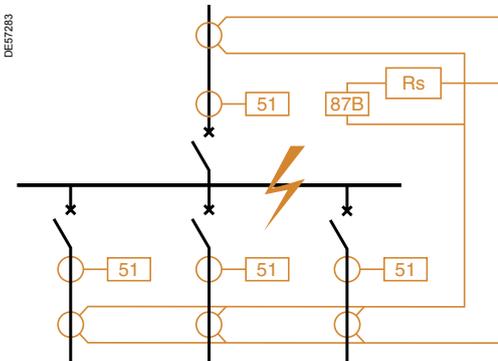


Fig. 3 : protection différentielle

Défauts entre phases et entre phase et terre

Protection à maximum de courant

Les protections à maximum de courant (ANSI 51) et à maximum de courant terre (ANSI 51N) appliquées en sélectivité chronométrique peuvent rapidement donner lieu à un temps d'élimination de défaut trop important compte tenu du nombre de niveaux de sélectivité.

Sur l'exemple (fig. 1), la protection B déclenche en 0,4 s lors d'un défaut jeu de barres en **1**; sur un défaut jeu de barres en **2**, la protection A déclenche en 0,7 s, l'intervalle de sélectivité étant fixé à 0,3 s.

Aussi, la sélectivité logique (fig. 2) appliquée aux protections à maximum de courant apporte une solution simple à la protection des jeux de barres.

Un défaut en **3** est vu par la protection B qui émet un ordre d'attente logique vers la protection A.

La protection B déclenche après 0,4 s.

Mais un défaut en **4** n'est vu que par la protection A qui déclenche après 0,1 s ; un secours étant assuré en 0,7 s.

Protection différentielle

La protection différentielle (ANSI 87B) fait la somme vectorielle par phase des courants entrant et sortant du jeu de barres ; lorsque le jeu de barres est sain, cette somme est nulle ; lorsque le jeu de barres est en défaut, cette somme n'est pas nulle, et on déclenche les disjoncteurs des alimentations du jeu de barres.

Cette protection est sensible, rapide et sélective.

■ La protection différentielle basse impédance à pourcentage consiste à élaborer la différence directement dans le relais ; le seuil de réglage est proportionnel au courant traversant ; on peut utiliser des TC de rapports différents, par contre le dispositif devient complexe lorsque le nombre d'entrées augmente.

■ La protection différentielle haute impédance (fig. 3) consiste à élaborer la différence au niveau du câblage, une résistance de stabilisation étant insérée dans le circuit différentiel ; le dimensionnement des TC se fait en tenant compte de la saturation, suivant une règle donnée par le constructeur des relais de protection ; le seuil de réglage est fixé à environ $0,5 I_n TC$; il est nécessaire d'utiliser des TC de calibres identiques.

Fonction de délestage

La fonction de délestage est utilisée lorsque le déficit de puissance disponible par rapport à la puissance demandée par les charges provoque une baisse anormale de la tension et de la fréquence : on ouvre alors certains départs consommateurs selon un scénario préétabli appelé plan de délestage, pour retrouver l'équilibre des puissances souhaité ; différents critères de délestage peuvent être choisis :

- minimum de tension (ANSI 27),
- minimum de fréquence (ANSI 81L),
- dérivée de fréquence (ANSI 81R).

Défaillance de disjoncteur

La fonction de défaillance disjoncteur (ANSI 50BF) permet de pallier la non-ouverture d'un disjoncteur défaillant dont le déclenchement a cependant été commandé : on déclenche les disjoncteurs adjacents d'arrivées.

L'exemple (fig. 1) montre que sur défaut en **1** et défaillance du disjoncteur commandé, la protection de défaillance du disjoncteur est plus rapide que l'action par la sélectivité chronométrique amont : 0,6 s au lieu de 0,7 s.

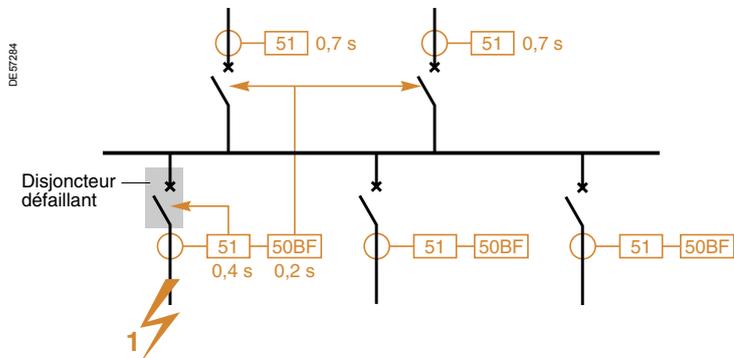


Fig. 1 : défaillance de disjoncteur

On entend par liaison les éléments qui sont chargés de véhiculer l'énergie électrique entre points géographiquement plus ou moins éloignés, de quelques mètres à plusieurs kilomètres : ce sont en général des lignes aériennes à conducteurs nus ou des câbles à conducteurs isolés. Les liaisons doivent être protégées de façon spécifique.

Surcharge thermique

La protection vis-à-vis de l'échauffement anormal des conducteurs en régime permanent à cause de courants de surcharge est assurée par une image thermique (ANSI 49RMS), qui calcule une estimation de l'échauffement à partir de la mesure du courant.

Court-circuit entre phases

■ La protection à maximum de courant phase (ANSI 51) permet d'éliminer le court-circuit, le réglage de la temporisation étant adapté aux protections voisines. Un défaut biphasé éloigné provoque une faible surintensité et un déséquilibre ; une protection de courant à maximum de composante inverse (ANSI 46) complète alors la protection de base (fig. 1).

■ Pour diminuer le temps d'élimination de défaut, on peut utiliser une protection différentielle (ANSI 87L) à pourcentage, activée lorsque le courant différentiel dépasse un certain pourcentage du courant traversant ; chaque extrémité de la liaison comporte un relais ; les échanges d'information entre relais se font par fil pilote (fig. 2).

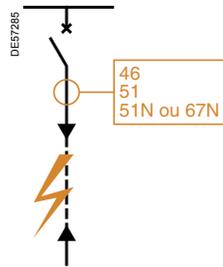


Fig. 1 : protection de liaison par relais à maximum de courant

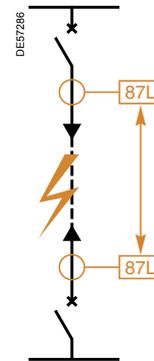


Fig. 2 : protection de liaison par relais différentiels

Court-circuit phase-terre

La protection à maximum de courant terre temporisée (ANSI 51N) permet d'éliminer le défaut avec une bonne précision (fig. 1).

Mais pour un départ de grande longueur, donc avec un courant capacitif important, une protection à maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N) permet un réglage du seuil de courant inférieur au courant capacitif du câble, dans le cas d'une liaison à la terre par neutre résistif.

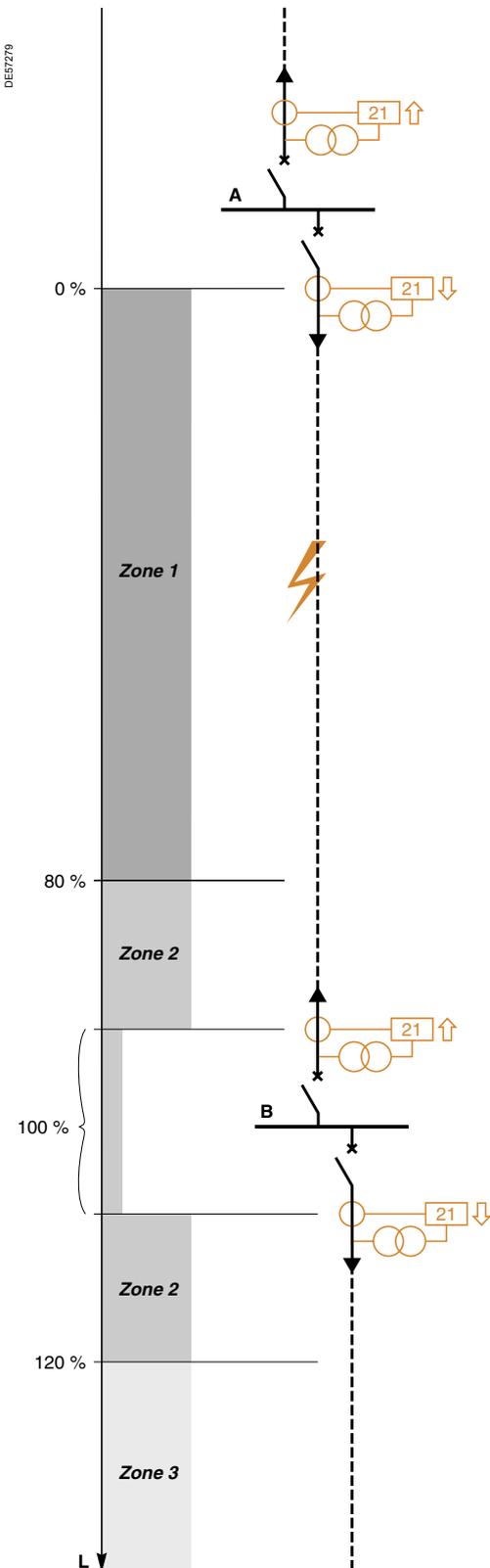


Fig. 1 : principe de la protection de distance

Protection de distance

La protection de distance (ANSI 21) contre les défauts affectant des tronçons de ligne ou de câble, est utilisée dans le cas de réseau maillé (liaisons en parallèle, plusieurs sources).

Elle est sélective ; elle est rapide, sans nécessité de sélectivité chronométrique ; sa sensibilité est dépendante de la puissance de court-circuit et de la charge ; sa mise en œuvre est difficile lorsque la liaison n'est pas homogène (ligne aérienne + câble).

Son principe de fonctionnement est de :

- mesurer une impédance proportionnelle à la distance du point de mesure au défaut,
- délimiter des zones d'impédance correspondant à des tronçons de ligne de différentes longueurs (fig. 1),
- déclencher par zone avec temporisation.

L'exemple de la figure 2 fait apparaître pour la protection en A du tronçon AB :

- un cercle d'impédance à 80 % de la longueur de ligne (zone 1), à l'intérieur duquel est associé un déclenchement instantané,
- une couronne d'impédance comprise entre 80 % et 120 % de la longueur de ligne (zone 2), à laquelle est associé un déclenchement temporisé (200 ms),
- un cercle d'impédance à 120 % de la longueur de ligne (zone 3), à l'extérieur duquel est associé un déclenchement temporisé long de secours de la protection B à l'extérieur de AB,
- un cercle d'impédance à 120 % en aval pour assurer le secours de la protection en aval,
- Lorsqu'il y a communication entre les protections aux extrémités, on peut déclencher instantanément entre 0 et 100 %.

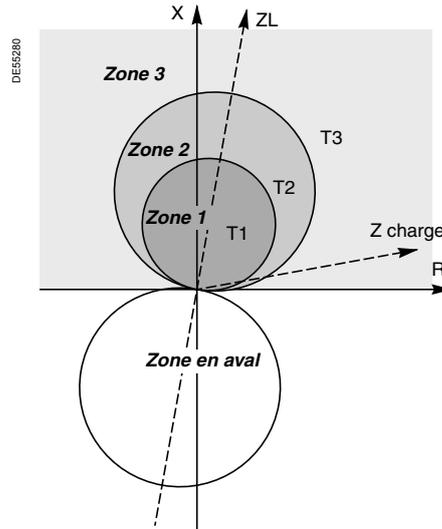


Fig. 2 : cercles d'impédance

Réenclencheur

La fonction réenclencheur (ANSI 79) est destinée à l'élimination des défauts fugitifs et semi-permanents de lignes aériennes, en limitant au minimum le temps d'interruption de service. Elle génère automatiquement des ordres de refermeture de disjoncteur pour réalimenter une ligne aérienne après défaut, et procède en plusieurs étapes :

- à l'apparition du défaut, déclenchement pour mise hors tension du circuit,
- temporisation nécessaire à la reconstitution de l'isolement à l'endroit du défaut,
- réalimentation du circuit par réenclenchement.

L'activation du réenclenchement est assurée par les protections des liaisons.

Le réenclencheur peut être monophasé et/ou triphasé ; il peut comporter un ou plusieurs cycles successifs de réenclenchement.

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager, qu'ils soient d'origine interne ou externe.

Le choix d'une protection dépend souvent de considérations technico-économiques liées à sa puissance.

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

- la surcharge,
- le court-circuit,
- le défaut à la masse.

Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

Court-circuit

Le court-circuit peut être interne au transformateur ou externe.

Interne : il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du même enroulement. L'arc de défaut dégrade le bobinage du transformateur et peut entraîner un incendie. Dans un transformateur à huile, l'arc provoque l'émission de gaz de décomposition ; si le défaut est faible, il y a un petit dégagement gazeux, et l'accumulation de gaz devient dangereuse. Un court-circuit violent provoque des dégâts très importants qui peuvent détruire le bobinage mais aussi la cuve en répandant l'huile enflammée.

Externe : il s'agit d'un défaut entre phases dans les liaisons en aval. Le courant de court-circuit aval provoque dans le transformateur des efforts électrodynamiques susceptibles d'affecter mécaniquement les bobinages et d'évoluer ensuite sous forme de défaut interne.

Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique. Pour un transformateur à huile, il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne, il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendie. L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, elle dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage :

- dans un couplage étoile (fig. 1), le courant à la masse varie entre 0 et la valeur maximum selon que le défaut est à l'extrémité neutre ou phase de l'enroulement.
- dans un couplage triangle (fig. 2), le courant à la masse varie entre 50 % et 100 % de la valeur maximum selon que le défaut est au milieu ou à une extrémité de l'enroulement.

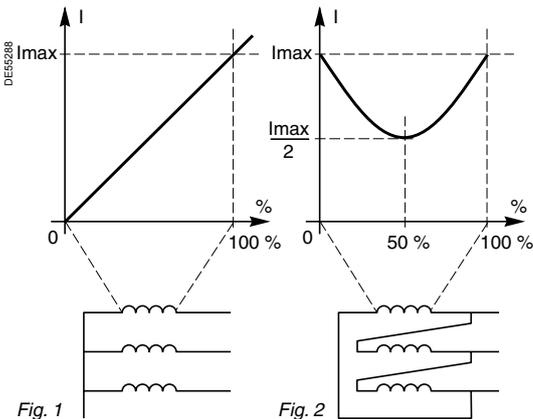


Fig. 1 Courant de défaut fonction de la position du défaut sur l'enroulement

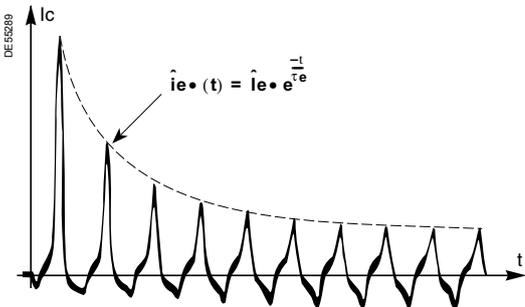


Fig. 3 : enclenchement de transformateur
 i_e : enveloppe de la crête d'enclenchement
 τ_e : constante de temps

Remarque sur le fonctionnement des transformateurs

Enclenchement des transformateurs (fig. 3)

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement pouvant atteindre jusqu'à 20 fois le courant nominal avec des constantes de temps de 0.1 à 0.7 seconde ; ce phénomène est dû à la saturation du circuit magnétique qui provoque l'apparition d'un courant magnétisant important ; la valeur crête du courant est maximale lors d'un enclenchement effectué au passage à zéro de la tension et avec une induction rémanente maximale sur la même phase ; la forme d'onde du courant est riche en harmonique de rang 2.

Ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau ; il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections qui devront laisser passer la pointe d'enclenchement.

Surfluxage

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque un courant magnétisant excessif et entraîne une déformation de courant riche en harmonique de rang 5.

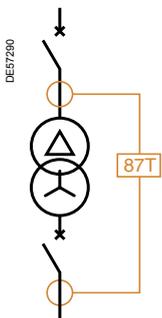


Fig. 1 : protection différentielle de transformateur

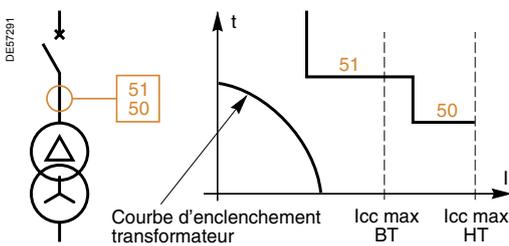


Fig. 2 : protection de transformateur à maximum de courant

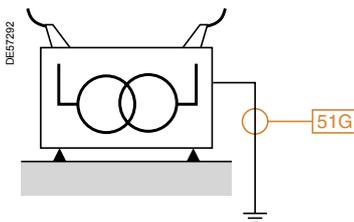


Fig. 3 : protection de masse cuve transformateur

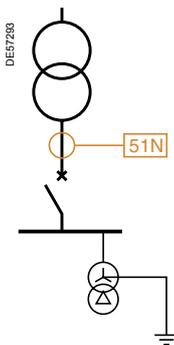


Fig. 4 : protection de terre

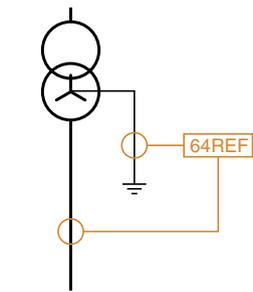


Fig. 5 : protection de terre restreinte

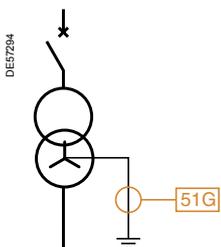


Fig. 6 : protection de terre point neutre

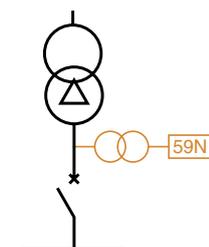


Fig. 7 : protection à maximum de tension résiduelle

Surcharge

La surintensité de longue durée peut être détectée par une protection à maximum de courant phase temporisée à temps indépendant ou à temps inverse (ANSI 51), sélective avec les protections secondaires.

On surveille la température du diélectrique (ANSI 26) pour les transformateurs à isolation liquide ou la température des enroulements (ANSI 49T) pour les transformateurs secs.

On utilise une protection à image thermique (ANSI 49RMS) pour surveiller avec une meilleure sensibilité l'élévation de température : l'échauffement est déterminé par simulation du dégagement de chaleur fonction du courant et de l'inertie thermique du transformateur.

Pour les transformateurs MT/BT, une surcharge peut être détectée côté basse tension par le déclencheur long retard du disjoncteur BT principal.

Court-circuit

Plusieurs protections peuvent être mises en œuvre.

- Pour les transformateurs dans l'huile, des dispositifs sensibles au dégagement de gaz et au déplacement d'huile (ANSI 63) provoqués par un court-circuit entre spires d'une même phase ou un court-circuit entre phases :

- relais Buchholz pour les transformateurs HT/HT de type respirant,
- détecteurs de gaz et pression pour les transformateurs HT/BT de type étanche.

- La protection différentielle de transformateur (ANSI 87T) (fig. 1) qui assure une protection rapide contre les défauts entre phases. Elle est sensible et elle s'utilise pour les transformateurs vitaux de forte puissance. Pour éviter le déclenchement intempestif, on procède à la mesure de l'harmonique 2 du courant différentiel qui détecte l'enclenchement de l'appareil (retenue H2), ainsi qu'à la mesure de l'harmonique 5 qui détecte le surfluxage (retenue H5).

On notera que la mise en œuvre de cette protection en technologie numérique à réseau de neurones procure des avantages : simplicité de réglage et stabilité.

- Une protection à maximum de courant phase instantanée (ANSI 50) (fig. 2) associée au disjoncteur situé au primaire du transformateur assure la protection contre les courts-circuits violents au primaire. Le seuil de courant est réglé à une valeur supérieure au courant dû à un court-circuit au secondaire : la sélectivité ampéremétrique est ainsi assurée.

- Un fusible HT peut assurer la protection des transformateurs de petite puissance.

Défaut à la masse

- Masse cuve (fig. 3)

Cette protection à maximum de courant faiblement temporisée (ANSI 51G) installée sur la connexion de mise à la terre de la masse du transformateur (si son réglage est compatible avec le régime de neutre) constitue une solution simple et efficace contre les défauts internes entre un enroulement et la masse ; elle nécessite d'isoler le transformateur par rapport à la terre.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire.

Une autre solution consiste à assurer la protection contre les défauts à la terre :

- par la protection de terre (ANSI 51N) située sur le réseau amont pour le défaut masse affectant le primaire du transformateur,

- par la protection de terre (ANSI 51N) située sur l'arrivée du tableau alimenté, si la mise à la terre du neutre du réseau aval est réalisé sur le jeu de barres (fig. 4).

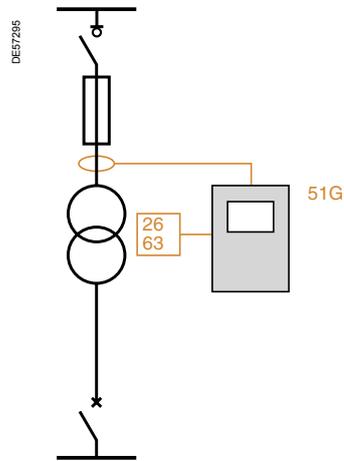
Ces protections sont sélectives : elles ne sont sensibles qu'aux défauts phase-terre situés dans le transformateur ou sur les liaisons amont et aval.

- par une protection de terre restreinte (ANSI 64REF) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (fig. 5). Il s'agit d'une protection différentielle qui détecte la différence des courants résiduels mesurés sur la mise à la terre du neutre d'une part et sur la sortie triphasée du transformateur d'autre part.

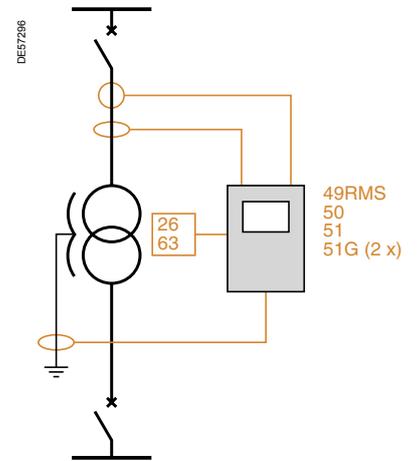
- par une protection de terre point neutre (ANSI 51G) si la mise à la terre du neutre du réseau en aval se fait au niveau du transformateur (fig. 6).

- par une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) si le neutre du réseau en aval est isolé de la terre (fig. 7).

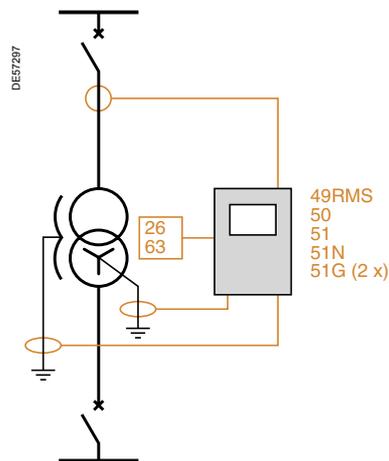
Défaut	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Surcharge			
	Surveillance température diélectrique (transformateur à isolation liquide)	26	Alarme 95 °C ; déclenchement 100 °C
	Surveillance température des enroulements (transformateur sec)	49T	Alarme 150 °C ; déclenchement 160 °C
	Image thermique	49 RMS	Seuil d'alarme = 100 % de l'échauffement Seuil de déclenchement = 120 % de l'échauffement Constante de temps de l'ordre de 10 à 30 minutes
	Disjoncteur basse tension		Seuil \dot{S} In
Court-circuit			
	Fusible		Choix du calibre selon méthode appareilleur
	Maximum de courant phase instantanée	50	Seuil haut > Icc aval
	Maximum de courant à temps indépendant	51	Seuil bas < 5 In Temporisation \dot{S} Taval + 0,3 seconde
	Maximum de courant à temps dépendant	51	Seuil bas à temps inverse sélectif avec l'aval, environ 3 In
	Différentielle à pourcentage	87T	Pente = 15 % + étendue du réglage Seuil mini 30 %
	Buchholz ou détection gaz et pression	63	logique
Défaut terre			
	Maximum de courant masse cuve	51G	Seuil > 20 A, temporisation 0,1 seconde
	Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil $\dot{\delta}$ 20 % I _{max} défaut terre et > 10 % calibre TC (si 3TC et retenue H2) Temporisation 0,1 seconde si MALT dans le réseau Temporisation fonction de la sélectivité si MALT sur le transformateur
	Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % In, pas de temporisation
	Maximum de courant terre point neutre	51G	Seuil < I _{permanent} résistance de limitation
	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil environ 10 % de V _{rsd} maximum
Surfluxage			
	Contrôle de flux	24	Seuil > 1,05 Un/fn Temporisation : temps constant 1 heure



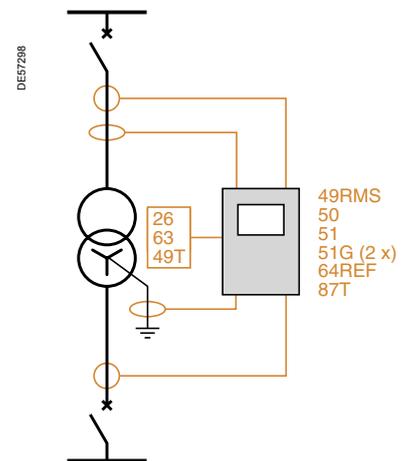
Transformateur faible puissance HT/BT
Protection fusible



Transformateur forte puissance HT/BT
Protection disjoncteur



Transformateur faible puissance HT/HT



Transformateur forte puissance HT/HT

Le moteur assure l'interface entre le domaine électrique et le domaine mécanique. Il est situé dans un environnement qui est lié à la charge entraînée dont il n'est pas dissociable. D'autre part, le moteur peut être soumis à des contraintes mécaniques internes du fait qu'il comporte des pièces mobiles. Un seul moteur indisponible peut compromettre un processus complet. Les moteurs modernes ont des caractéristiques très optimisées, qui les rendent peu aptes à des fonctionnements hors de leurs caractéristiques normales ; il s'agit donc de récepteurs électriques relativement fragiles dont la protection doit être soignée. Les moteurs sont de type asynchrone (moteurs à cage majoritairement, ou à rotor bobiné) ou synchrone (moteurs avec excitation courant continu sur le rotor). Les questions concernant les moteurs synchrones sont celles propres aux moteurs asynchrones, auxquelles se rajoutent celles des générateurs.

Les moteurs sont affectés par :

- les défauts liés à la charge entraînée,
- les défauts de l'alimentation,
- les défauts internes au moteur.

Défauts liés à la charge entraînée

La surcharge

Si la puissance appelée est plus élevée que la puissance nominale, il y a surintensité dans le moteur et augmentation des pertes, ce qui provoque une élévation de température.

Les démarrages trop longs et trop fréquents

Le démarrage d'un moteur provoque des surintensités importantes qui ne sont admissibles que parce qu'elles sont de courte durée. Si les démarrages sont trop fréquents ou s'ils sont trop longs parce que l'écart entre le couple moteur et le couple résistant n'est pas suffisant, l'échauffement inévitable devient prohibitif.

Le blocage

Il s'agit de l'arrêt brusque de la rotation pour une cause quelconque liée à la mécanique entraînée. Le moteur absorbe le courant de démarrage et reste bloqué à vitesse nulle. Il n'y a plus de ventilation et l'échauffement est très rapide.

La perte de charge

Le désamorçage de pompe ou la rupture d'accouplement provoquent le fonctionnement à vide du moteur, ce qui n'a pas de conséquence néfaste directe pour le moteur. Par contre, la pompe elle-même se détériore rapidement.

Défauts de l'alimentation

La perte d'alimentation

Elle occasionne le fonctionnement du moteur en générateur lorsque l'inertie de la charge entraînée est importante.

La baisse de tension

Elle provoque la diminution du couple moteur et de la vitesse : le ralentissement entraîne une augmentation du courant et des pertes. Il y a donc échauffement anormal.

Le déséquilibre

L'alimentation triphasée est parfois déséquilibrée parce que :

- la source d'énergie (transformateur ou alternateur) ne délivre pas une tension triphasée symétrique,
- l'ensemble des autres consommateurs ne constitue pas une charge symétrique et le réseau d'alimentation s'en trouve déséquilibré,
- le moteur est alimenté par 2 phases à la suite d'une fusion de fusible,
- Il y a inversion de l'ordre des phases conduisant à un changement du sens de rotation du moteur.

Le déséquilibre de l'alimentation provoque l'apparition de composantes inverses, qui entraîne des pertes très importantes, donc un échauffement rapide du rotor.

La réalimentation de tension après coupure de l'alimentation du moteur ; ce dernier maintient une tension rémanente, pouvant conduire à une surintensité au redémarrage, voire même une rupture mécanique de transmission.

Défauts internes au moteur

Le court-circuit entre phases

Il est plus ou moins violent selon la position du défaut dans le bobinage et il provoque des dégâts importants.

Le défaut à la masse du stator

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre du réseau d'alimentation et de la position du défaut dans le bobinage.

Le court-circuit entre phases et le défaut à la masse exigent le rebobinage du moteur, et de plus le défaut à la masse peut provoquer des dégâts irréparables au circuit magnétique.

Le défaut à la masse du rotor (pour les moteurs à rotor bobiné)

La perte d'isolement du rotor peut entraîner un court-circuit entre spires d'où un courant créant un échauffement local.

L'échauffement des paliers par usure ou défaut de lubrification.

La perte d'excitation

Ce défaut concerne les moteurs synchrones ; le moteur fonctionne en asynchrone mais son rotor subit un échauffement important car il n'est pas dimensionné en conséquence.

La perte de synchronisme

Ce défaut concerne également les moteurs synchrones, qui peuvent perdre le synchronisme pour cause :

- mécanique : variation brutale de charge,
- électrique : défaut dans le réseau d'alimentation ou perte d'excitation.

Surcharge

Elle est surveillée :

- soit par protection à maximum de courant à temps dépendant (ANSI 51),
- soit par protection à image thermique (ANSI 49RMS) ; l'image thermique fait intervenir l'échauffement dû au courant,
- soit par sondes de température (ANSI 49T).

Démarrage trop long et blocage rotor

La même fonction assure ces 2 protections (ANSI 48-51LR).

Pour le démarrage trop long, il s'agit d'un seuil d'intensité instantané réglé à une valeur inférieure au courant de démarrage qui est validé après une temporisation démarrée à la mise sous tension du moteur ; cette temporisation est réglée à une valeur supérieure à la durée normale du démarrage.

Pour le blocage rotor, la protection est activée hors période de démarrage, pour un courant supérieur à un seuil avec temporisation.

Démarrages trop fréquents

La protection correspondante (ANSI 66) est sensible au nombre de démarrages dans un intervalle de temps donné, et à l'espacement de ces démarrages dans le temps.

Désamorçage des pompes

Il est détecté par une protection à minimum de courant à temps indépendant (ANSI 37), qui est réinitialisée quand le courant s'annule à l'arrêt du moteur.

Variation de vitesse

La mesure directe de vitesse de rotation par détection mécanique sur l'arbre de la machine permet également un complément de protection.

La protection à minimum de vitesse (ANSI 14) détecte une baisse de vitesse ou une vitesse nulle suite à une surcharge mécanique ou à un blocage de rotor.

La protection à maximum de vitesse (ANSI 12) détecte un emballement suite à un entraînement par la charge, ou une perte de synchronisme pour les moteurs synchrones.

Perte d'alimentation

Elle est détectée par une protection directionnelle de puissance active (ANSI 32P).

Baisse de tension

Elle est surveillée par une protection à minimum de tension directe temporisée (ANSI 27D).

Les réglages du seuil de tension et de la temporisation sont déterminés pour être sélectifs avec les protections de court-circuit du réseau et pour tolérer les chutes de tension normales, par exemple lors du démarrage d'un moteur. Cette protection peut être commune à plusieurs moteurs au niveau d'un tableau.

Déséquilibre

La protection est assurée par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant (ANSI 46).

Le sens de rotation des phases est détecté par la mesure de maximum de composante inverse de tension (ANSI 47).

Réalimentation

La rémanence du moteur est détectée par une protection à minimum de tension rémanente (ANSI 27R) qui autorise la réalimentation en dessous d'un seuil de tension.

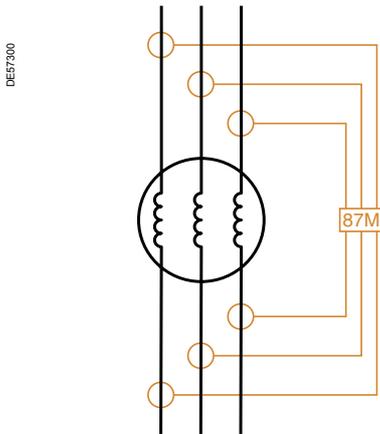


Fig. 1 : court-circuit entre phases
Protection différentielle (ANSI 87M)

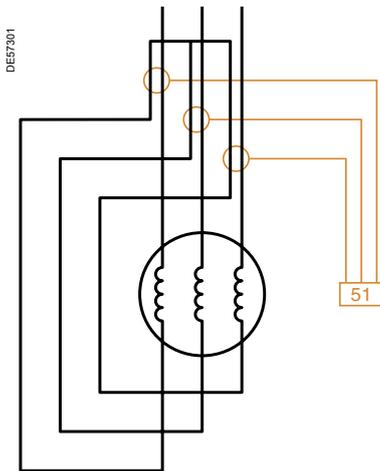


Fig. 2 : court-circuit entre phases
Protection à maximum de courant (ANSI 51) en montage autodifférentiel

Court-circuit entre phases

Il est détecté par une protection à maximum de courant phase temporisée (ANSI 50 et 51). Le réglage du seuil de courant est supérieur au courant de démarrage et la temporisation, très courte, a pour but de rendre la protection insensible aux premières crêtes du courant d'enclenchement.

Lorsque l'appareil de coupure correspondant est un contacteur, il est associé à des fusibles qui assurent la protection contre les courts-circuits.

Pour les gros moteurs, on utilise une protection différentielle haute impédance ou à pourcentage (ANSI 87M) (fig. 1).

En variante, par une adaptation pertinente des raccordements du côté du point neutre et l'utilisation de 3 transformateurs de courant sommateurs, une simple protection à maximum de courant (ANSI 51) assure une détection sensible et stable des défauts internes (fig. 2).

Défaut à la masse du stator

La protection dépend du régime de neutre. Une grande sensibilité est recherchée pour limiter les dégâts sur le circuit magnétique.

Lorsque le neutre est mis à la terre directement ou par une impédance, une protection à maximum de courant résiduel temporisée (ANSI 51N/51G) permet de protéger l'essentiel des enroulements.

Dans le cas d'un neutre isolé, une protection à maximum de tension résiduelle (ANSI 59N) permet de détecter le décalage du point neutre. Si le départ moteur est capacitif – câble long – on utilise une protection à maximum de courant terre directionnelle (ANSI 67N).

Défaut à la masse du rotor

Un contrôleur permanent d'isolement à injection de courant alternatif ou continu décèle la perte d'isolement du bobinage.

Echauffement des paliers

On mesure leur température à l'aide de sondes (ANSI 38).

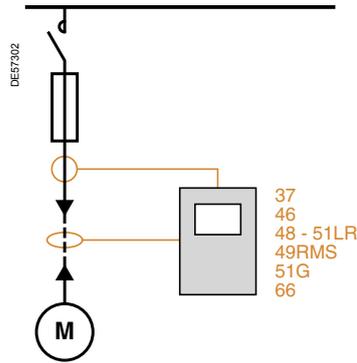
Perte d'excitation

Pour les moteurs synchrones : cf. chapitre sur les générateurs.

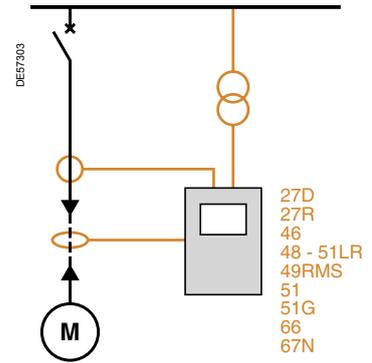
Perte de synchronisme

Pour les moteurs synchrones : cf. chapitre sur les générateurs.

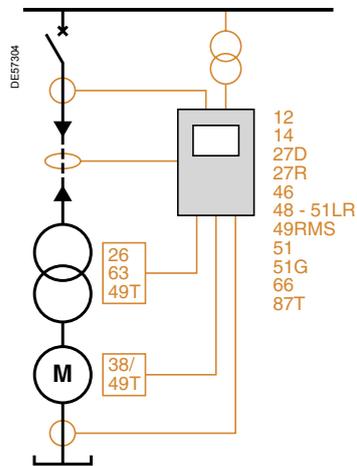
Défauts	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage	
Défauts liés à la charge entraînée				
Surcharge	Maximum de courant à temps dépendant	50/51	Réglage permettant le démarrage	
	Image thermique	49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du moteur (constante de temps de l'ordre de 10 à 20 minutes)	
	Sonde de température	49T	Dépend de la classe thermique du moteur	
Démarrages trop longs	Seuil d'intensité temporisé	48	Seuil de l'ordre de 2,5 In Temporisation : temps de démarrage + quelques secondes	
Blocage rotor	Seuil d'intensité temporisé	51LR	Seuil : 2,5 In Temporisation : 0,5 à 1 seconde	
Démarrages trop fréquents	Comptage du nombre de démarrages	66	Selon constructeur du moteur	
Perte de charge	Minimum de courant phase	37	Seuil de l'ordre de 70 % courant absorbé Temporisation : 1 seconde	
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse	12, 14	Seuil \pm 5 % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes	
Défauts de l'alimentation				
Perte d'alimentation	Directionnelle de puissance active	32P	Seuil 5 % de Sn Temporisation : 1 seconde	
Baisse de tension	Minimum de tension directe	27D	Seuil de 0,75 à 0,80 Un Temporisation de l'ordre de 1 seconde	
Déséquilibre	Maximum de composante inverse	46	<ul style="list-style-type: none"> ■ Temps indépendant Is1 = 20 % In, temporisation = démarrage + quelques secondes Is2 = 40 % In, temporisation 0,5 seconde ■ Temps dépendant Is = 10 % In, temps de déclenchement à 0,3 In > temps de démarrage 	
Sens de rotation	Sens de rotation des phases	47	Seuil de tension inverse à 40 % de Un	
Réalimentation	Minimum de tension rémanente	27R	Seuil < 20 à 25 % Un Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde	
Défauts internes au moteur				
Court-circuit entre phases	Fusibles		Calibre permettant les démarrages successifs	
	Maximum de courant à temps indépendant	50/51	Seuil > 1,2 Idémarrage, temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)	
	Protection différentielle	87M	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % In, pas de temporisation	
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre	Maximum de courant terre	51N/51G	Seuil 10 % Imaxi défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
	Si neutre isolé	Réseau peu capacitif Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil environ 30 % Vn
		Capacitif important Maximum de courant terre directionnelle	67N	Seuil minimum en fonction du capteur
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement			
Echauffement des paliers	Mesure de température	38	Suivant indications du constructeur	
Défauts spécifiques au moteur synchrone				
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q	Seuil 30 % de Sn Temporisation : 1 seconde	
	Minimum d'impédance	40	Idem générateur	
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme	78PS	Idem générateur	



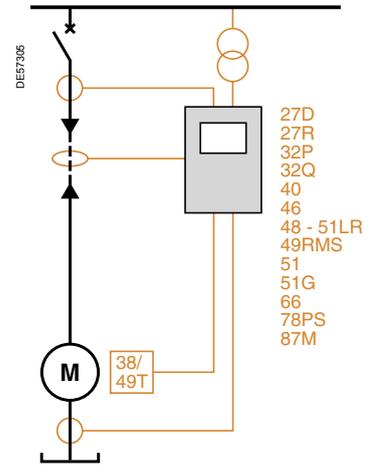
Moteur asynchrone commandé par contacteur-fusible
Exemple : pompe de 100 kW



Moteur asynchrone commandé par disjoncteur
Exemple : ventilateur de 250 kW



Groupe bloc : moteur asynchrone / transformateur
Exemple : broyeur 1 MW



Moteur synchrone prioritaire
Exemple : compresseur de 2 MW

Le fonctionnement d'un générateur peut être altéré aussi bien par des défauts propres à la machine que par des perturbations du réseau sur lequel il est connecté.

Un système de protection de générateur a donc un double objectif : protéger la machine et protéger le réseau.

Nous considérerons ici que les générateurs sont des machines synchrones (alternateurs).

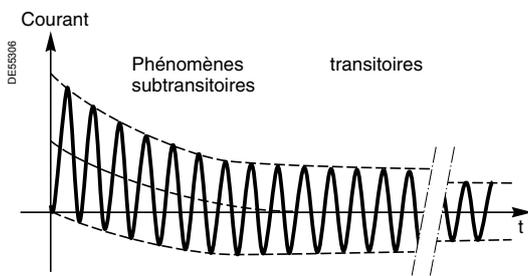


Fig. 1 : courant de court-circuit aux bornes d'un générateur

Les défauts tels que surcharge, déséquilibre, défauts internes entre phases sont de même type pour les générateurs et pour les moteurs. Seuls les types de défauts propres aux générateurs sont décrits ci-dessous.

Court-circuit externe entre phases

Lorsqu'un court-circuit survient sur un réseau proche d'un générateur, la représentation du courant de défaut est analogue à celle de la figure 1.

La valeur maximum du courant de court-circuit doit être calculée en prenant en compte l'impédance subtransitoire X''_d de la machine.

La valeur de courant détectée par une protection très faiblement temporisée (environ 100 ms) doit être calculée en prenant en compte l'impédance transitoire X'_d de la machine.

La valeur du courant de court-circuit en régime permanent doit être calculée en prenant en compte l'impédance synchrone X .

Ce dernier courant est faible, en général inférieur au courant nominal du générateur. L'intervention des régulateurs de tension permet souvent de le maintenir pendant quelques secondes au-delà du courant nominal (2 ou 3 fois).

Défaut interne entre phase et masse

Ce défaut est du même type que pour les moteurs et ses conséquences dépendent du régime de neutre adopté. Mais une particularité par rapport au moteur est le fait que le générateur fonctionne découplé du réseau pendant les périodes de démarrage et d'arrêt, et aussi lors de fonctionnements en essais ou en stand-by.

Le régime de neutre peut être différent selon que le générateur est couplé ou découplé et les dispositifs de protection doivent être adaptés aux 2 cas de figure.

Perte d'excitation

La perte d'excitation d'un générateur préalablement couplé au réseau provoque sa désynchronisation de ce réseau. Il fonctionne alors en asynchrone, en légère survitesse, et absorbe de la puissance réactive.

Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé, et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

Perte de synchronisme

La désynchronisation du générateur survient lors d'une forte perturbation qui rompt l'équilibre du régime permanent : par exemple, un court-circuit dans le réseau a pour conséquence une chute de la puissance électrique fournie par le générateur, et l'accélération de ce dernier qui reste toujours entraîné par la machine d'entraînement.

Fonctionnement en moteur

Lorsque le générateur est entraîné comme un moteur par le réseau électrique auquel il est raccordé, il fournit de l'énergie mécanique sur l'arbre, cela peut provoquer de l'usure et des dégâts à la machine d'entraînement.

Variations de tension et de fréquence

Les variations de tension et de fréquence en régime établi sont dues au mauvais fonctionnement des régulateurs correspondants et elles provoquent les inconvénients suivants :

- une fréquence trop élevée provoque un échauffement anormal des moteurs,
- une fréquence trop faible provoque une perte de puissance des moteurs,
- une variation de fréquence provoque une variation de vitesse des moteurs qui peut entraîner des dégradations mécaniques, ainsi que des dysfonctionnements des dispositifs électroniques,
- une tension trop élevée contraint l'isolation de tous les éléments du réseau, cause un échauffement des circuits magnétiques et un endommagement des charges sensibles,
- une tension trop faible provoque une perte de couple et une augmentation du courant et de l'échauffement des moteurs,
- une fluctuation de tension entraîne une variation de couple des moteurs ; elle est à l'origine du flicker (papillotement des sources lumineuses).

Gestion du générateur

La gestion normale du générateur peut être perturbée :

- mise sous tension accidentelle lors d'un non-respect de la séquence normale de démarrage: le générateur à l'arrêt couplé au réseau se comporte en moteur et peut endommager la machine d'entraînement,
- gestion d'énergie : lorsque plusieurs sources sont en parallèle, nécessité d'adapter à la puissance appelée par les charges le nombre de sources ; il y a également le cas d'îlotage d'une installation avec sa production propre.

Surcharge

Les dispositifs de protection de surcharge du générateur sont les mêmes que ceux des moteurs :

- maximum de courant à temps dépendant (ANSI 51),
- image thermique (ANSI 49RMS),
- sondes de température (ANSI 49T).

Déséquilibre

La protection est assurée comme pour les moteurs par une détection de la composante inverse du courant à temps dépendant ou indépendant (ANSI 46).

Court-circuit externe entre phases (dans le réseau)

■ La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps, et de l'ordre du courant nominal (sinon plus faible) en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante.

Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension (ANSI 51V) dont le seuil augmente avec la tension (fig. 1). Le fonctionnement est temporisé.

■ Lorsque la machine est équipée d'un système de maintien du courant de court-circuit à environ $3 I_n$, on préconise une protection à maximum de courant phase (ANSI 51).

■ Une autre solution consiste à utiliser une protection à minimum d'impédance temporisée (ANSI 21G) ; elle peut également servir de secours (ANSI 21B, back up) à la protection à maximum de courant.

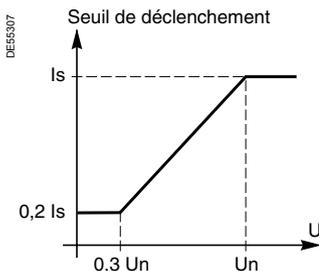


Fig. 1 : seuil de la protection à maximum de courant à retenue de tension

Court-circuit interne entre phases (dans le stator)

■ La protection différentielle (ANSI 87G) haute impédance ou à pourcentage apporte une solution sensible et rapide.

■ Si le générateur fonctionne en parallèle avec une autre source, une protection à maximum de courant phase directionnelle (ANSI 67) peut détecter des défauts internes.

■ Dans certains cas et en particulier pour un générateur de faible puissance par rapport au réseau auquel il est raccordé, la protection contre le court-circuit interne entre phases peut être réalisée de la manière suivante (fig. 2) :

- une protection à maximum de courant instantanée (A), validée lorsque le disjoncteur du générateur est ouvert, les capteurs de courant étant situés du côté du point neutre, avec un réglage inférieur au courant nominal,
- une protection à maximum de courant instantanée (B), les capteurs de courant étant situés du côté du disjoncteur, avec un réglage supérieur au courant de court-circuit du générateur.

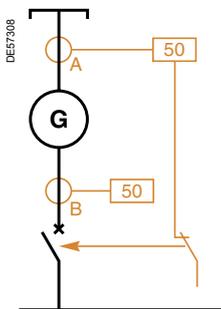


Fig. 2 : alternateur couplé avec d'autres sources

Défaut à la masse du stator

■ Si le neutre est à la terre au point neutre du générateur, on utilise une protection à maximum de courant terre (ANSI 51G) ou une protection différentielle de terre restreinte (ANSI 64REF).

■ Si le neutre est à la terre dans le réseau et non au point neutre du générateur, le défaut à la masse est détecté :

- par une protection à maximum de courant terre au niveau du disjoncteur du générateur quand celui-ci est couplé au réseau,
- par un dispositif de surveillance d'isolement pour régime de neutre isolé quand le générateur est découplé du réseau.

■ Si le neutre est impédant au point neutre du générateur, on utilise une protection 100 % masse stator (ANSI 64G) qui est l'association de deux fonctions :

- maximum de tension résiduelle, qui protège 80 % des enroulements (ANSI 59N),
- minimum de tension point neutre harmonique trois (H3), qui protège les 20 % des enroulements du côté neutre (ANSI 27TN).

■ Si le neutre est isolé, la protection contre les défauts à la masse est assurée par un dispositif de surveillance d'isolement ; ce dispositif fonctionne, soit par détection de la tension résiduelle (ANSI 59N), soit par injection de courant continu entre neutre et terre. Si ce dispositif existe au niveau du réseau, il surveille le générateur quand celui-ci est couplé, mais un dispositif propre au générateur et validé par la position ouverte du disjoncteur du générateur est nécessaire pour surveiller l'isolement quand le générateur est découplé.

Défaut à la masse du rotor

Lorsque le circuit d'excitation est accessible, le défaut à la masse est surveillé par un contrôleur permanent d'isolement.

Perte d'excitation

Elle est détectée, soit par une protection à maximum de puissance réactive temporisée (ANSI 32Q) pour les réseaux de forte puissance, soit par une protection à minimum d'impédance (ANSI 40) pour les réseaux flotés avec générateurs, soit par une surveillance directe du courant dans le circuit d'excitation s'il est accessible (ANSI 40DC).

Perte de synchronisme

Elle est assurée par une protection spécifique de perte de synchronisme (ANSI 78PS); le principe de mesure du glissement est basé soit sur l'estimation de l'instabilité de la machine par la loi des aires, soit sur la détection d'oscillations de puissance active (fig. 1); une protection à maximum de vitesse (ANSI 12) peut servir de secours.

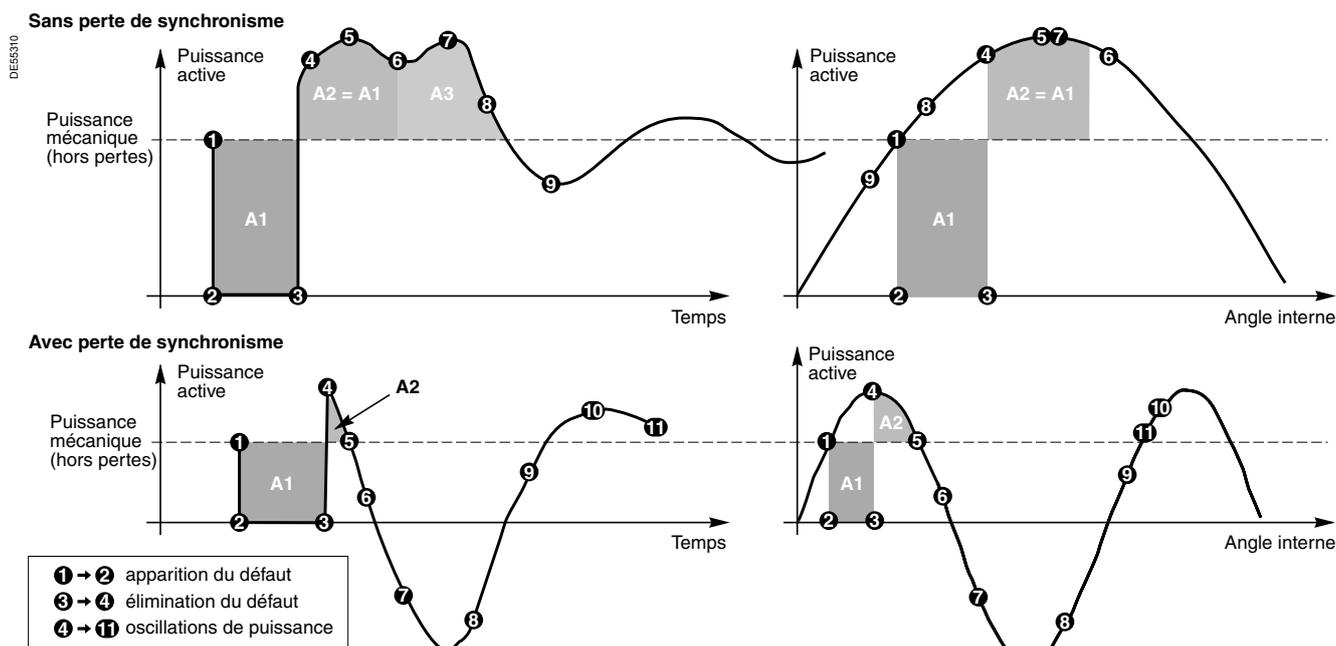


Fig. 1 : transits de puissance active dans un générateur suite à un court-circuit

Fonctionnement en moteur

Il est détecté par un relais de retour de puissance active (ANSI 32P) absorbée par le générateur.

Variation de tension et de fréquence

Elle est surveillée par une protection à maximum et à minimum de tension (ANSI 59 et 27) d'une part, et par une protection à maximum et à minimum de fréquence (ANSI 81H et 81L) d'autre part.

Ces protections sont temporisées car les phénomènes ne nécessitent pas une action instantanée et parce qu'il faut laisser aux protections du réseau et aux régulateurs de tension et de vitesse le temps de réagir.

Le contrôle de flux (ANSI 24) peut détecter un surfluxage.

Mise sous tension accidentelle

Le suivi du démarrage d'un générateur selon une séquence normale, est assuré par une protection de mise sous tension accidentelle (ANSI 50/27); elle est constituée par la mise en œuvre simultanée :

- d'un maximum de courant instantané et d'un minimum de tension,
- cette dernière est temporisée pour éviter un déclenchement intempestif en cas de défaut triphasé; une autre temporisation autorise le démarrage du générateur sans présence de courant avant couplage.

Gestion d'énergie

Une gestion appropriée de la répartition des flux de puissance active est possible par l'utilisation de protections à minimum de puissance active directionnelles (ANSI 37P), qui vont commander de façon adéquate des ouvertures de disjoncteurs de sources et de charges (exemple fig. 2).

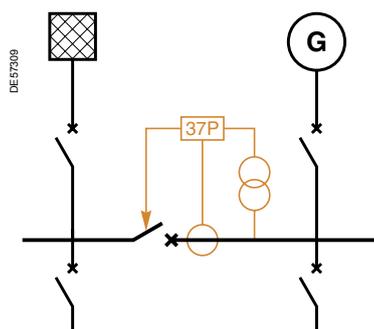
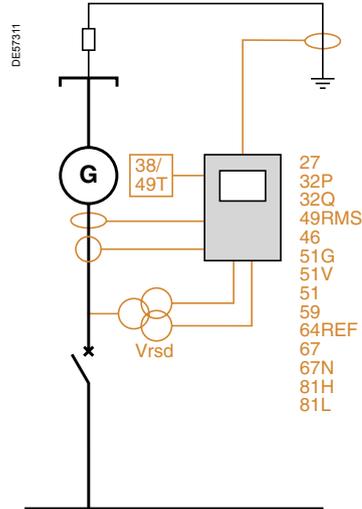


Fig. 2 : ilotage d'une installation avec son unité de production

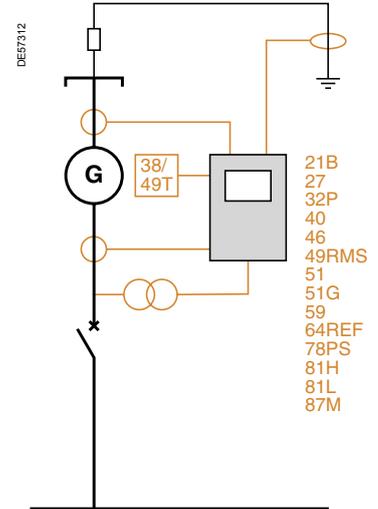
Protection des générateurs **Conseils de réglages**

Défauts	Dispositif de protection adapté		Code ANSI	Indications de réglage
Défauts liés à la machine d'entraînement				
Surcharge	Maximum de courant		51	Seuil I_n , courbe à temps dépendant
	Image thermique		49RMS	Selon les caractéristiques de fonctionnement du générateur : échauffement maximal 115 à 120 %
	Sonde de température		49T	Dépend de la classe thermique du générateur
Fonctionnement en moteur	Directionnelle de puissance active		32P	Seuil 5 % (turbine) à 20 % (diesel) de S_n Temporisation de quelques secondes
Variation de vitesse	Détection mécanique de survitesse, sous-vitesse		12, 14	Seuil ± 5 % vitesse nominale Temporisation de quelques secondes
Défauts du réseau d'alimentation				
Court-circuit externe	Avec maintien du courant à 3 In	Maximum de courant	51	Seuil $2 I_n$ Temporisation sélective avec l'aval
	Sans maintien du courant à 3 In	Maximum de courant à retenue de tension	51V	Seuil $1,2 I_n$ Temporisation sélective avec l'aval
		Minimum d'impédance (secours)	21B	Environ $0,3 Z_n$ Temporisation sélective avec l'aval
Mise sous tension accidentelle	Mise sous tension accidentelle		50/27	Seuil de courant = 10 % I_n générateur Seuil de tension = 80 % U_n Temps d'inhibition sur creux de tension = 5 secondes Temps minimum d'apparition de courant après apparition de tension = 250 ms
Défauts internes au générateur et sa commande				
Court-circuit entre phases	Différentielle à haute impédance		87G	Seuil 5 à 15 % I_n Sans temporisation
	Différentielle à pourcentage		87G	Pente 50 %, seuil 5 à 15 % I_n Sans temporisation
	Maximum de courant phase directionnelle		67	Seuil I_n Temporisation selon la sélectivité par rapport aux autres sources
Déséquilibre	Maximum de composante inverse		46	Seuil 15 % I_n Temporisation de quelques secondes
Défaut à la masse stator	Si neutre à la terre au niveau du stator générateur	Maximum de courant terre	51G	Seuil 10 % I_{max} défaut terre Temporisation sélective avec l'aval
		Différentielle de terre restreinte	64REF	Seuil 10 % I_n Sans temporisation
	Si neutre impédant au niveau du stator générateur	100 % masse stator	64G/59N	Seuil $V_{rds} = 30$ % de V_n Temporisation 5 secondes
			64G/27TN	Seuil adaptatif = 15 % V_{rds} harmonique 3
	Si neutre à la terre dans le réseau	Maximum de courant terre du côté du disjoncteur du générateur	51N/51G	Seuil 10 à 20 % I_{max} défaut terre Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde
		Maximum de tension résiduelle si le générateur est découplé	59N	Seuil $V_{rds} = 30$ % de V_n Temporisation de quelques secondes
Si neutre isolé	Maximum de tension résiduelle	59N	Seuil $V_{rds} = 30$ % de V_n Temporisation de quelques secondes	
Défaut masse rotor	Contrôleur permanent d'isolement			
Perte d'excitation	Maximum de puissance réactive directionnelle		32Q	Seuil 30 % de S_n Temporisation de quelques secondes
	Mesure d'impédance		40	$X_a = 0,15 Z_n$, $X_b = 1,15 Z_n$, $X_c = 2,35 Z_n$ Temporisation cercle Z_n : 0,1 seconde Temporisation cercle X_d : sélective avec l'aval
Perte de synchronisme	Perte de synchronisme		78PS	Loi des aires : temporisation 0,3 seconde Inversion de puissance : 2 tours, durée 10 secondes entre 2 inversions de puissance
Régulation de tension	Maximum de tension		59	Seuil 110 % U_n Temporisation de quelques secondes
	Minimum de tension		27	Seuil 80 % U_n Temporisation de quelques secondes
Régulation de fréquence	Maximum de fréquence		81H	Seuil + 2 Hz de fréquence nominale
	Minimum de fréquence		81L	Seuil - 2 Hz de fréquence nominale
Echauffement des paliers	sondes de température		38	Selon spécifications constructeur
Gestion d'énergie	Minimum de puissance active directionnelle		37P	Selon l'application

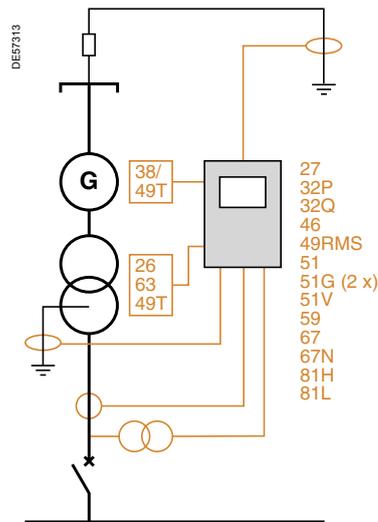
Protection des générateurs Exemples d'applications



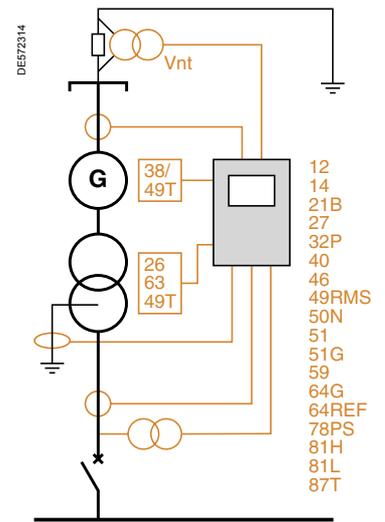
Générateur de faible puissance



Générateur de moyenne puissance



Groupe bloc de faible puissance



Groupe bloc de moyenne puissance

Les batteries de condensateurs sont utilisées pour compenser l'énergie réactive absorbée par les charges du réseau et parfois pour réaliser des filtres destinés à diminuer les tensions harmoniques. Elles ont donc pour rôle d'améliorer la qualité du réseau électrique. Elles peuvent être connectées en étoile, en triangle ou en double étoile selon le niveau de tension et la puissance installée. Un condensateur se présente sous la forme d'un boîtier surmonté de bornes isolantes. Il est composé de condensateurs unitaires (fig. 1) dont la tension maximale admissible est limitée (par exemple 2250 volts), qui sont associés par groupes :

- en série pour obtenir la tenue en tension nécessaire, et
- en parallèle pour obtenir la puissance voulue.

Il existe 2 types de batteries de condensateurs :

- sans protection interne,
- avec protection interne ; un fusible est associé à chaque condensateur unitaire.

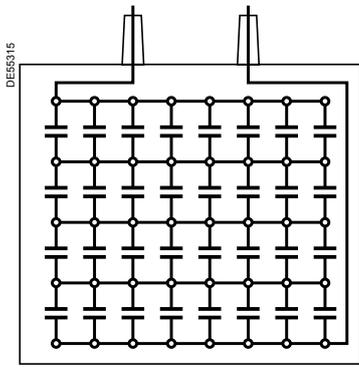


Fig. 1 : batterie de condensateurs

Les principaux défauts qui peuvent affecter une batterie de condensateurs sont :

- la surcharge,
- le court-circuit,
- le défaut à la masse,
- le court-circuit d'un condensateur unitaire.

Surcharge

La surcharge est due à une surintensité permanente ou à une surintensité temporaire :

- surintensité permanente liée à :
 - une élévation de la tension d'alimentation,
 - la circulation d'un courant harmonique due à la présence de charges non linéaires telles que convertisseurs statiques (redresseurs, variateurs de vitesse), fours à arc...
- surintensité temporaire liée à une mise sous tension de gradins d'une batterie.

La surcharge se traduit par un échauffement préjudiciable à la tenue du diélectrique, et conduit à un vieillissement prématuré du condensateur.

Court-circuit

Le court-circuit est un défaut interne ou externe entre conducteurs actifs, soit entre phases (condensateurs connectés en triangle), soit entre phase et neutre (condensateurs connectés en étoile). L'apparition de gaz dans l'enceinte étanche du condensateur crée une surpression qui peut conduire à l'ouverture du boîtier et à la fuite du diélectrique.

Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne entre un élément actif du condensateur et la masse constituée par le boîtier métallique qui est mis à la terre (pour assurer la protection des personnes). L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre du réseau et du type de connexion (en étoile ou en triangle). Comme pour le court-circuit interne, l'apparition de gaz dans le boîtier étanche du condensateur crée une surpression qui peut conduire à l'ouverture du boîtier et à la fuite du diélectrique.

Court-circuit d'un condensateur unitaire

Le claquage diélectrique d'un condensateur unitaire se traduit par un court-circuit. **Sans protection interne**, les condensateurs unitaires câblés en parallèle sont donc shuntés par l'unité en défaut :

- l'impédance du condensateur est modifiée,
- la tension appliquée se répartit sur un groupe de moins en série,
- chaque groupe est alors soumis à une contrainte plus élevée ce qui peut entraîner d'autres claquages en cascade jusqu'au court-circuit total.

La figure 2 montre le cas où le groupe 2 est shunté suite au claquage d'un condensateur unitaire.

Avec protection interne, la fusion du fusible interne associé en série élimine le condensateur unitaire en défaut :

- le condensateur reste sain,
- son impédance est modifiée en conséquence.

La figure 3 montre le cas où le condensateur claqué du groupe 2 est éliminé par son fusible interne ; le groupe 2 reste en service.

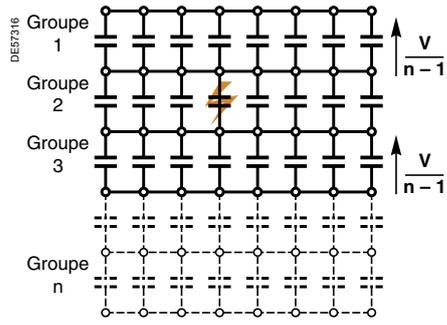


Fig. 2 : batterie de condensateurs sans fusibles internes

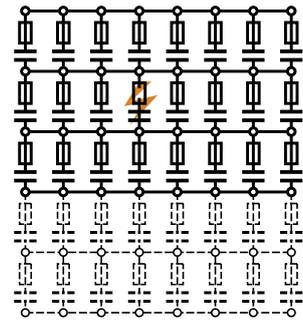


Fig. 3 : batterie de condensateurs avec fusibles internes

Les condensateurs ne doivent être mis sous tension que lorsqu'ils sont déchargés. La remise sous tension doit donc être temporisée pour éviter des surtensions transitoires.

Une temporisation de 10 minutes permet une décharge naturelle suffisante. L'utilisation de selfs de décharge rapide permet de réduire ce temps.

Surcharge

■ Les surintensités de longue durée dues à une élévation de la tension d'alimentation sont évitées par une protection à maximum de tension (ANSI 59) qui surveille la tension du réseau.

Cette protection est affectée, soit au condensateur lui-même, soit à une partie du réseau.

Sachant que le condensateur peut admettre généralement une tension de 110 % de sa tension nominale pendant 12 heures par jour, cette protection n'est pas toujours nécessaire.

■ Les surintensités de longue durée dues à la circulation de courants harmoniques sont détectées par une protection de surcharge :

□ soit de type à image thermique (ANSI 49RMS),

□ soit de type à maximum de courant temporisée (ANSI 51), pourvu qu'elle tienne compte des fréquences des harmoniques concernés.

■ Les surintensités de courte durée dues à une mise sous tension d'un gradin sont limitées en amplitude par l'installation d'inductances de choc en série avec chaque gradin.

Court-circuit

Le court-circuit est détecté par une protection à maximum de courant temporisée (ANSI 51). Les réglages de courant et de temporisation permettent de fonctionner au courant maximum de charge admissible et d'effectuer les enclenchements et les manœuvres de gradins.

Défaut à la masse

La protection dépend du régime de neutre.

Si le neutre est mis à la terre, une protection à maximum de courant terre temporisée (ANSI 51G) est utilisée.

Court-circuit d'un élément de condensateur

La détection est basée sur la modification d'impédance créée :

■ par le court-circuit de l'élément pour un condensateur sans protection interne,

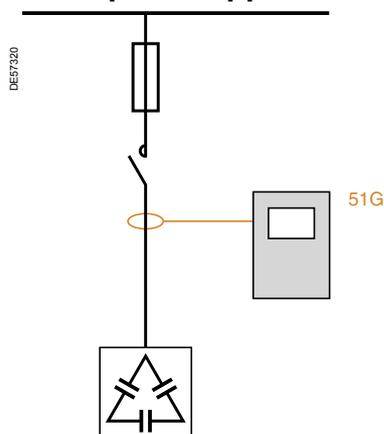
■ par l'élimination du condensateur unitaire en défaut pour un condensateur avec fusibles internes.

Lorsque la batterie de condensateurs est connectée en double étoile, la dissymétrie due à la modification d'impédance dans l'une des étoiles provoque la circulation d'un courant dans la liaison entre les points neutres. Ce déséquilibre est détecté par une protection à maximum de courant sensible temporisée (ANSI 51).

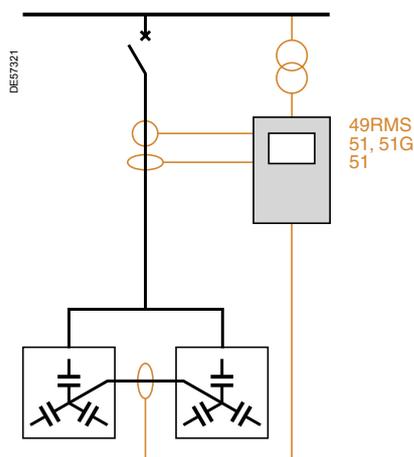
Conseils de réglages

Défauts	Dispositif de protection adapté	Code ANSI	Indications de réglage
Surcharge	Maximum de tension	59	Seuil à 110 % de U_n
	Image thermique	49 RMS	Seuil à 1,3 In Constante de temps de l'ordre de 10 minutes
	Maximum de courant temporisée	51	Seuil à 1,3 In, courbe IDMT
Court-circuit	Maximum de courant temporisée	51	Seuil de l'ordre de 10 In Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
Défaut à la masse	Maximum de courant terre temporisée	51N/51G	Seuil à 20 % I maximum de défaut terre Seuil à 10 % calibre des TC si alimenté par 3 TC et retenue H2 Temporisation de l'ordre de 0,1 seconde (DT)
Court-circuit d'un élément de condensateur	Maximum de courant temporisée	51	Seuil de l'ordre de 1 ampère, selon application Temporisation de l'ordre de 1 seconde (DT)

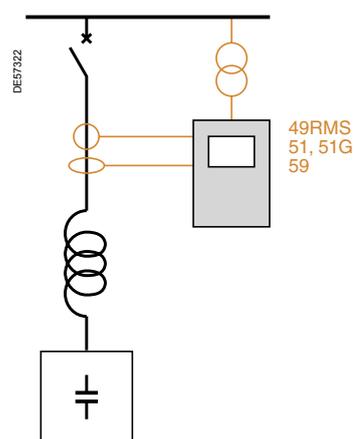
Exemples d'applications



Compensation en triangle



Compensation en double étoile



Montage en filtre

Mots clés	Définitions
Arrivée	Fourniture d'énergie provenant d'une station principale et alimentant le (ou les) jeu(x) de barres d'une sous-station.
Attente logique	Ordre émis par une protection qui a vu un défaut, à destination de la protection amont.
Bobine de compensation (bobine de Petersen)	Réactance de mise à la terre du neutre accordée sur les capacités phase-terre.
Capteur de courant	Dispositif permettant de donner une image du courant.
Capteur de tension	Dispositif permettant de donner une image de la tension.
CEI 60909	Norme internationale concernant le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés.
Charge non linéaire	Charge absorbant un courant qui n'a pas la même forme d'onde que la tension. Les variations de courant ne sont pas proportionnelles aux variations de tension.
Composante aperiodique	Valeur moyenne (qui décroît vers zéro) des enveloppes inférieure et supérieure d'un courant lors d'une mise sous tension ou de l'établissement d'un court-circuit.
Composantes symétriques	Trois systèmes monophasés indépendants (direct, inverse, homopolaire) superposés pour décrire un système réel quelconque.
Contrôleur permanent d'isolement (CPI)	Dans un régime à neutre isolé, dispositif qui permet de contrôler l'absence de défaut.
Cosinus φ	Cosinus de l'angle entre les composantes fondamentales de courant et de tension.
Couplage	Opération qui consiste à raccorder une source ou une partie de réseau à un réseau en fonctionnement lorsque les conditions sont remplies.
Courant d'enclenchement	Courant d'établissement lors de la connexion d'une charge à un réseau. Sur charge inductive il présente une composante aperiodique.
Courant résiduel	Somme des courants instantanés lignes dans un système polyphasé.
Court-circuit	Liaison accidentelle entre conducteurs ou conducteur et la terre.
Découplage	Opération qui consiste à déconnecter d'un réseau une source ou une partie du réseau.
Délestage	Déconnexion du réseau de charges définies comme non-prioritaires lorsque les conditions de bon fonctionnement du réseau ne sont plus remplies.
Départ	Câbles provenant Liaison de mise à la terre d'un jeu de barres et alimentant une (ou plusieurs) charge(s) ou sous-station.
Dérivée de fréquence (rocof)	Protection utilisée lors d'un défaut pour réaliser un découplage rapide d'une source débitant sur un réseau d'énergie.
Facteur de puissance	Rapport de la puissance active à la puissance apparente. Pour des signaux sinusoïdaux, le facteur de puissance est égal au $\cos \varphi$.
Générateur homopolaire	Transformateur triphasé destiné à reconstituer un point neutre dans un système de puissance pour son mode de mise à la terre.
Harmonique	Série de signaux sinusoïdaux dont les fréquences sont des multiples de la fréquence fondamentale.
Liaison de mise à la terre	Mode de connexion à la terre du neutre du réseau.
Neutre compensé	Réseau mis à la terre par une réactance accordée sur les capacités phase-terre.
Neutre direct à la terre	Réseau dont le neutre est mis à la terre par une liaison d'impédance nulle.
Neutre impédant	Réseau mis à la terre par une résistance ou une faible réactance.
Neutre isolé	Réseau dont le point neutre n'est pas relié à la terre à l'exception des liaisons à haute impédance destinées à des dispositifs de protection ou de mesures.
Plan de protection	Choix cohérent de tous les éléments de protection d'un réseau dépendant de sa structure et de son régime de neutre.
Pouvoir de coupure	Courant maximal qu'est capable de couper un appareil d'interruption dans des conditions déterminées.
Pouvoir de fermeture	Courant maximal qu'est capable d'établir un appareil d'interruption dans des conditions déterminées. Il est au moins égal au pouvoir de coupure.
Protection	Ensemble des dispositifs et leurs réglages permettant de protéger les réseaux et leurs composants contre les principaux défauts.
Puissance active en MW	Partie de la puissance apparente restituée sous forme de puissance mécanique et de pertes.
Puissance apparente en MVA	Puissance en MVA appelée par les charges d'un réseau.
Puissance de court-circuit	Puissance théorique en MVA que peut fournir un réseau. Elle est calculée à partir de la tension nominale du réseau et de la valeur du courant de court-circuit.
Puissance réactive en Mvar	Partie de la puissance apparente qui sert à l'alimentation des circuits magnétiques des machines électriques, ou générée par les condensateurs ou les capacités parasites des liaisons.

Mots clés	Définitions
Reconfiguration de réseau	Suite à un incident, opération qui permet de réalimenter les charges du réseau par manœuvres de disjoncteurs et interrupteurs.
Réenclencheur	Automatisme assurant la refermeture d'un disjoncteur après déclenchement sur un défaut.
Réglage des protections	Détermination des réglages des fonctions de protections choisies dans le plan de protection.
Relestage	Rétablissement de l'alimentation de charges précédemment délestées lorsque des conditions de fonctionnement normales sont à nouveau réunies.
Réseau électrique	Ensemble de centres de production et de centres de consommation d'énergie électrique reliés entre eux par des canalisations, lignes et câbles.
Sélectivité	Capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.
Sélectivité ampèremétrique	Sélectivité basée sur le fait que l'intensité de court-circuit est d'autant plus élevée que le défaut est proche de la source.
Sélectivité chronométrique	Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.
Sélectivité logique	Sélectivité dans laquelle toute protection sollicitée par un défaut émet un ordre de "non-déclenchement" (attente logique) vers la protection amont. Elle ne provoque le déclenchement du disjoncteur associé que si elle n'a pas reçu d'ordre d'attente logique de la protection en aval.
Seuil de déclenchement	Valeur de la grandeur surveillée qui provoque le fonctionnement de la protection.
Stabilité dynamique	La stabilité dynamique d'un réseau est sa capacité à reprendre un fonctionnement normal suite à une perturbation brutale.
Subtransitoire	Période qui suit l'apparition d'un défaut entre 0 et 100 ms.
Surcharge	Surintensité de longue durée dans l'un des éléments du réseau.
Taux de distorsion harmonique	Rapport entre la valeur efficace des harmoniques et celle du fondamental.
Temporisation	Retard intentionnellement introduit dans le fonctionnement d'une protection.
Temporisation à temps dépendant	Retard du déclenchement de la protection d'un temps qui est d'autant plus court que l'intensité mesurée est grande.
Temporisation à temps indépendant	Temporisation conduisant à un déclenchement qui ne dépend pas du courant mesuré.
Tension de polarisation	Dans une protection directionnelle phase, tension composée en quadrature avec le courant pour un $\cos \varphi = 1$. Dans une directionnelle terre, tension résiduelle.
Tension résiduelle	Somme des tensions instantanées phase-terre dans un système polyphasé.
Terre restreinte	Protection d'un enroulement triphasé à neutre à la terre contre les défauts phase-terre.
Tore homopolaire	Capteur de courant permettant de mesurer le courant résiduel par somme des champs magnétiques.
Transfert de sources	Opération qui consiste à déconnecter un réseau d'une source et à le connecter à une autre source. Elle peut s'effectuer avec ou sans mise en parallèle des sources.
Transitoire	Période qui suit l'apparition d'un défaut entre 100 ms et 1 s.

Types de documents	Titres
Normes	<ul style="list-style-type: none"> ■ CEI 60050 vocabulaire électrotechnique international ■ CEI 60044 transformateurs de courant ■ CEI 60186 transformateurs de tension ■ CEI 60255 relais électriques ■ CEI 60909 calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif ■ IEEE C37.2 standard electrical power system device function numbers and contact designations
Documentation Schneider Electric	<ul style="list-style-type: none"> ■ Guide de conception MT ■ Protection des réseaux électriques (édition Hermès) ■ MT partenaire ■ Cahiers techniques □ N° 2 protection des réseaux par le système de sélectivité logique □ N° 18 analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques □ N° 62 mise à la terre du neutre dans un réseau industriel haute tension □ N° 113 protection des machines et des réseaux industriels HT □ N° 158 calcul des courants de court-circuit □ N° 169 la conception des réseaux industriels □ N° 174 protection des réseaux HTA industriels et tertiaires □ N° 181 les protections directionnelles □ N° 189 manœuvre et protection des batteries de condensateurs MT □ N° 192 protection des transformateurs de postes MT/BT □ N° 194 transformateur de courant : comment les spécifier □ N° 195 transformateurs de courant : erreurs de spécification et solutions ■ Site internet Schneider Electric : http://www.schneider-electric.com ■ Site internet Relais de protection Sepam : http://www.sepamrelay.com ■ Catalogues Sepam
Ouvrages généraux	<ul style="list-style-type: none"> ■ Les techniques de l'ingénieur ■ Guide de l'ingénierie électrique (Lavoisier)

Symboles	Libellés	Symboles	Libellés
BPN	bobine de point neutre	Ph1	phase 1
C	capacité d'une phase par rapport à la terre	Ph2	phase 2
CPI	contrôleur permanent d'isolement	Ph3	phase 3
D	disjoncteur de départ	R	résistance
Dt	différence des temps de fonctionnement de 2 protections	RN	résistance de mise à la terre du point neutre
dT	tolérance des temporisations	Rs	résistance de stabilisation d'un circuit différentiel
E	tension simple du schéma monophasé équivalent	RTC	résistance de bobinage d'un transformateur de courant
f	fréquence du réseau	Sc	puissance de court-circuit
FLP	facteur limite de précision	T	temporisation de déclenchement
I0	composante homopolaire du courant	TC	transformateur de courant
I1	courant de la phase 1	Td	temps de déclenchement
I2	courant de la phase 2	THD	taux de distorsion harmonique
I3	courant de la phase 3	Tmin	temps de coupure disjoncteur (retard minimal de séparation du 1 ^{er} pôle)
Ib	courant de court-circuit symétrique coupé à la séparation du premier pôle	tr	temps de dépassement des protections
Ic	courant capacitif	TT	transformateur de tension
Icc	courant de court-circuit	U	tension composée
Iccmax	le plus grand courant de court-circuit	Un	tension (composée) nominale
Id	composante directe du courant	Us	tension (composée) de seuil
IDC	composante aperiodique décroissante du courant de court-circuit	V	tension simple
Ii	composante inverse du courant	V0	composante homopolaire de la tension
Ik	courant de court-circuit permanent	V1	tension simple de la phase 1
I''k	courant de court-circuit symétrique initial	V2	tension simple de la phase 2
Ik1	courant de court-circuit permanent à la terre	V3	tension simple de la phase 3
Ik2	courant de court-circuit biphasé	Vd	composante directe de la tension
Ik3	courant de court-circuit triphasé	Vi	composante inverse de la tension
ILN	courant circulant dans la réactance de mise à la terre du neutre	Vk	tension de coude
Im	courant magnétisant	Vn	tension (simple) nominale
In	courant assigné d'un élément électrique	Vrsd	tension résiduelle
IN	courant circulant dans le circuit de mise à la terre directe du point neutre	Vs	tension (simple) de seuil
InTC	courant assigné d'un transformateur de courant	X	réactance
Ip	valeur crête du courant de court-circuit	Xd	réactance synchrone
IpTC	courant primaire d'un transformateur de courant	X'd	réactance transitoire
IRN	courant circulant dans la résistance de mise à la terre du neutre	X''d	réactance subtransitoire
Irsd	courant résiduel	Z0	impédance homopolaire
Is	valeur de seuil de réglage du courant	Za	impédance équivalente
Isat	courant de saturation d'un transformateur de courant	Zcc	impédance de court-circuit
IsTC	courant secondaire d'un transformateur de courant	Zd	impédance directe
Ith	courant maximal admissible pendant 1 s	Zi	impédance inverse
LN	réactance de mise à la terre du point neutre	Zn	impédance nominale apparente (transformateur, condensateur, moteur, générateur)
LPCT	low power current transformer	ZN	impédance qui relie le point neutre à la terre
m	marge de sécurité		
MALT	mise à la terre		

A

angle caractéristique 25
attente logique 27, 31, 34, 35, 41, 42

B

bobine
d'extinction 10
de Petersen 10
de point neutre 9

C

câble 18, 33, 41, 44, 45
capteurs de courant 19-22, 33
CEI 60909 17
composante apériodique 18
composantes symétriques 13, 14, 15, 17
condensateur 18, 27, 60, 61, 62
contacteur 2, 18, 52, 54
coordination des protections 2
couplage 35, 39, 46, 57
courant
de court-circuit 12–19, 28, 30
résiduel 10, 22
court-circuit
biphasé 15, 17
biphasé isolé 12
biphasé terre 7, 12, 15, 17
entre phases 44, 47, 52, 56
monophasé 12, 14, 17
triphasé 12, 14, 17

D

découplage 19, 26, 39
défaillance de disjoncteur 43
défaut, caractérisation 12, 18
délestage 43
dérivée de fréquence 26, 39, 43
disjoncteur 17, 18, 27, 36–43, 45

E

enclenchement transformateur 46

F

facteur de puissance 27
fusible 18, 47, 50, 52, 60

G

générateur 14–17, 33, 55–59
générateur homopolaire 8, 37, 38
gradins de condensateurs 27

H

harmonique 46, 47, 56, 58, 60

I

interrupteur 2, 18, 40

J

jeu de barres 4, 5, 33

L

ligne 18, 33, 44, 45
LPCT 19, 21

M

mise à la terre 6–11
moteur
asynchrone 14, 50, 54, 55
synchrone 14, 50, 53, 54

N

neutre
compensé 6, 26, 37, 38
direct à la terre 11, 37, 38
impédant 26, 56, 58
isolé 6, 7, 23

P

plan de protection 2, 3, 8, 9
point neutre 6–11, 37, 47, 48, 52, 56
pouvoir de coupure 18
pouvoir de fermeture 18
protection
100 % stator générateur 26
condensateur 60–62
contrôle de flux 26, 48, 57
contrôle de synchronisme 26, 39
de distance 26, 45
défaillance disjoncteur 26
démarrage trop long et blocage rotor 26, 51
dérivée de fréquence (rocof) 26, 39, 43
différentielle 20, 26, 33, 35, 41, 42, 44, 47, 52, 53, 56
générateur 55–59
image thermique 26, 44, 47, 51, 53, 56, 58, 61, 62
jeux de barres 42, 43
liaisons 44, 45
limitation du nombre de démarrages 26
maximum de composante inverse 26, 44, 53, 58
maximum de courant
phase 20, 36, 38, 40, 44, 56
phase à retenue de tension instantanée 26
phase à retenue de tension temporisée 26, 56
phase directionnelle 26, 56, 58
phase instantanée 26, 47, 48
phase temporisée 26, 47, 52, 62
terre 36, 37, 38, 40, 42, 48, 53, 56, 58
terre directionnelle 7, 26, 37, 44, 52, 53
terre instantanée 26
terre temporisée 11, 26, 44, 61, 62
maximum de fréquence 26, 58
maximum de puissance active directionnelle 26
maximum de puissance réactive directionnelle 26, 53, 58
maximum de tension 26, 37, 47, 58, 62
maximum de tension inverse 26
maximum de tension résiduelle 26, 48, 53, 58
minimum d'impédance 26, 53, 56, 57, 58
minimum de courant phase 26, 53
minimum de fréquence 26, 58
minimum de puissance active directionnelle 26, 58
minimum de puissance réactive directionnelle 26
minimum de tension 26, 57, 58
minimum de tension directe 26, 51, 53
minimum de tension rémanente 26, 51, 53
minimum de tension résiduelle (harmonique 3) 26, 56, 58
mise sous tension accidentelle générateur 26
moteur 50–54

perte d'excitation 26, 50, 52, 53, 55, 57, 58
perte de synchronisme 26, 50-58
pression 26, 47, 48
réenclencheur 26, 45
réseaux 36-41
saut de vecteur 26
sonde de température 26, 51, 53, 56, 58
sous-vitesse 26, 53, 58
surveillance de température 26
survitesse 26, 53, 58
thermostat 26
transformateur 46-49
protection différentielle
à haute impédance 33, 58
à pourcentage 48, 58
de terre restreinte 26, 47, 48, 56, 58
générateur 26
jeu de barres 26
ligne 26
moteur 26
transformateur 26
puissance
active 27, 39, 51, 53, 57, 58
apparente 19, 23
de court-circuit 11, 12, 45
de précision 19
réactive 53, 55, 57, 58

R

rapport de transformation 23
réenclencheur 26, 45
régime de neutre 6-11
réglage des protections 14
relais de protection 22, 24, 42
réseau
architecture 3, 4, 5
en antenne 4, 5, 29, 31, 36
en boucle 4, 5, 32, 35, 40, 41
retenue
de courant 33
de tension 26, 56, 58
H2 22, 25, 47, 48, 62
H5 47

S

saturation
de TC 8, 19, 20, 22, 33, 42
de transformateur 46
sélectivité
ampèremétrique 30, 34, 47
chronométrique 28, 29, 31, 34, 35, 38
différentielle 35
directionnelle 35
logique 34, 35, 36
mixte 34, 36
seuil de déclenchement 7, 25, 48
subtransitoire 16, 17, 55
surcharge 44, 47, 51, 56, 61
surfluxage 47
surtension 6-12, 61

T

taux de distorsion harmonique 27
température 27, 47, 51, 52
temporisation
à temps dépendant 25
à temps indépendant 25
temps
de déclenchement 24, 25, 31, 34, 53
de dépassement 24, 28
de fonctionnement 24, 28
de maintien 25
de retour 24, 25
tension résiduelle 7, 23, 37, 47, 52, 56
terre restreinte 26, 47, 48, 56, 58
tore 7, 8, 22, 26
transfert de sources 39
transformateur
de courant 19, 21, 27, 33, 35, 52
de tension 19, 23, 27, 32
transitoire 6, 7, 10, 16, 46, 55



Schneider Electric Industries SAS

Adresse postale :
89, Boulevard Franklin Roosevelt
92500 Rueil-Malmaison (France)
Tél. : +33 (0)1 41 29 85 00

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

En raison de l'évolution des normes et du matériel, les caractéristiques indiquées par les textes et les images de ce document ne nous engagent qu'après confirmation par nos services.



*Ce document a été imprimé
sur du papier écologique*

Réalisation : Graphème
Publication : Schneider Electric
Impression : Imprimerie du Pont-de-Claix / JPF - Made in France