



n° 181

les protections directionnelles

Pierre BERTRAND

Ingénieur INPG (Institut National Polytechnique de Grenoble) en 1979. Entre chez Merlin Gerin en 1983 et, jusqu'en 1986, il fait des études sur le fonctionnement et les perturbations des réseaux électriques. Il rejoint ensuite l'activité Protection et Contrôle-Commande où il exerce différentes fonctions marketing et techniques. Il est actuellement responsable du groupe d'expertise électrotechnique au sein du service technique de cette activité.

lexique

angle de branchement (d'une protection directionnelle de phase) : angle entre la grandeur de polarisation choisie et la tension phase-terre de la phase surveillée (cf. fig. 14) - qualifie la grandeur de polarisation.

angle caractéristique (d'une protection directionnelle) : angle entre la grandeur de polarisation et la normale au demi-plan de déclenchement (cf. fig. 10).

code ANSI : codification numérique d'une fonction de protection, définie par la norme ANSI C37-2.

grandeur de polarisation (d'une protection directionnelle) : grandeur utilisée comme référence de phase.

homopolaire (courant ou tension, dans un réseau triphasé) : 1/3 de la grandeur résiduelle.

HTA (moyenne tension) : 1 à 50 kV selon la législation française.

plan de protection : ensemble des protections mises en oeuvre sur un réseau électrique pour assurer la détection des défauts et la mise hors tension de la plus petite portion du réseau en défaut.

protection différentielle : protection de zone, qui détecte un défaut par mesure et comparaison des courants à l'entrée et à la sortie de la zone ou d'un équipement protégé.

protection directionnelle : protection qui permet de détecter un défaut en amont ou en aval (dans une direction donnée) de son emplacement.

protection de phase : protection qui contrôle les grandeurs de phase (courant et/ou tension).

protection de terre : protection qui contrôle les grandeurs résiduelles (courant et/ou tension) pour détecter un défaut à la terre.

p.u. : valeur crête de la tension simple.

relais (de protection) : appareil qui contrôle une ou des grandeur(s) électriques (courant et/ou tension), en général pour détecter un défaut et commander l'ouverture d'un disjoncteur.

résiduel (courant ou tension, dans un réseau triphasé) : somme vectorielle des grandeurs des 3 phases.

tension composée (notation) :
 $U_{32} = V_2 - V_3$

les protections directionnelles

sommaire

1. Introduction	Rôle des protections directionnelles	p. 4
	Applications	p. 4
	Codes et symboles des différents types de relais	p. 5
2. Description des relais directionnels	Directionnelle de terre	p. 6
	Directionnelle de phase	p. 9
	Protection de puissance	p. 10
3. Application des protections directionnelles	Protection des réseaux radiaux	p. 10
	Protection des réseaux bouclés	p. 14
	Protection des alternateurs	p. 16
4. Mise en œuvre	Choix des réducteurs de mesure	p. 18
	Choix d'une protection bi ou triphasée	p. 18
	Protection de transformateurs en parallèle	p. 19
5. Evolutions et perspectives	Evolution de la technologie des protections	p. 20
	Evolution des capteurs	p. 20
	En guise de conclusion	p. 20

Ce Cahier Technique a pour objectif de faire mieux connaître les protections très utiles que sont les "directionnelles" pour les réseaux et machines HT. Associées à la sélectivité logique, elles ont, sous l'impulsion du numérique, fortement progressé en terme de fiabilité, de simplicité de mise en œuvre, voire de coût.

Elles contribuent fortement au choix d'architecture de réseau et de systèmes de sélectivité qui améliorent la disponibilité de l'énergie électrique. Après un rappel sur leur principe de fonctionnement, l'auteur présente leurs nombreuses applications et donne quelques informations utiles sur leur mise en œuvre.

1. introduction

rôle des protections directionnelles

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible.

La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fait une protection à maximum de courant.

Elle est nécessaire en cas de défaut :

- en présence de plusieurs sources ;
- si boucles fermées ou câbles en parallèles ;
- en neutre isolé pour les retours de courants capacitifs ;
- et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes).

Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la figure 1, les protections à maximum de courant déclencheraient.

Les protections directionnelles de courant sont capables de ne déclencher que l'arrivée en défaut.

C'est la mesure du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire la mesure du déphasage entre courant et tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut.

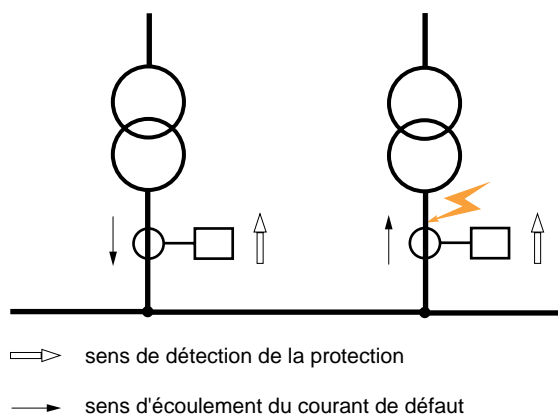


fig. 1 : illustration du rôle des protections directionnelles.

Les protections à maximum de puissance mesurent soit la puissance active, soit la puissance réactive qui s'écoule dans la liaison où sont placés ses capteurs de courant.

La protection fonctionne si la puissance est supérieure à un seuil et si elle s'écoule dans le sens normal.

Elle peut également être utilisée pour détecter un sens anormal d'écoulement de l'énergie.

Les protections directionnelles de puissance et de courant nécessitent la mesure du courant et de la tension.

applications

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court-circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé).

■ la protection directionnelle de "phase" est installée pour protéger deux liaisons exploitées en parallèle, une boucle ou une portion de réseau reliant deux sources d'énergie (cf. fig. 2).

■ la protection directionnelle de "terre" est sensible au sens d'écoulement du courant à la terre. Dès lors que le courant de défaut phase-terre

se répartit entre plusieurs systèmes de mise à la terre, il est nécessaire d'installer des protections directionnelles de terre.

Or, ce courant s'écoule non seulement par la ou les mises à la terre du neutre du réseau, mais aussi par les capacités phase-terre des lignes et des câbles (1 km de câble 20 kV provoque la circulation d'un courant capacitif de l'ordre de 3 à 4 ampères).

La protection à maximum de courant résiduel directionnelle, ainsi que la protection wattmétrique homopolaire, sont couramment utilisées pour protéger les départs ayant un courant capacitif du même ordre de grandeur que le courant de défaut à la terre. Sur ces départs, les capacités phase-terre ont une valeur suffisamment importante pour qu'il y circule un courant homopolaire détecté par la protection dès qu'un court-circuit phase-terre apparaît sur le réseau et où qu'il soit situé (cf. fig. 3).

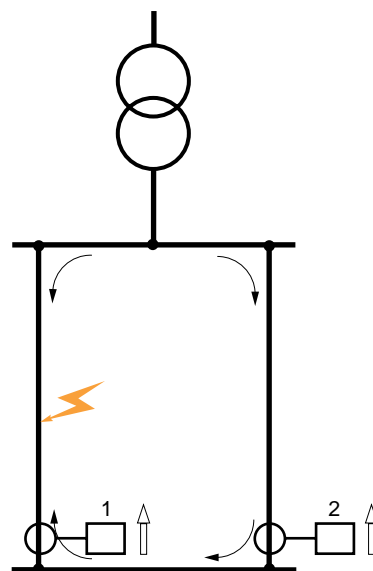


fig. 2 : la protection directionnelle (1) déclenche car le sens d'écoulement du courant est anormal.

Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum d'intensité, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne discrimination de la portion de réseau en défaut.

Les protections de puissance active ou réactive sont utilisées pour détecter un fonctionnement anormal du réseau autre qu'un court-circuit ; par exemple, l'absorption d'énergie active ou réactive par un alternateur, chargé habituellement d'en produire.

codes et symboles des différents types de relais

Pour chacun des codes ANSI, le tableau de la figure 4 regroupe un ou plusieurs types de protection pour lesquels les noms usuels et les domaines d'emploi sont précisés.

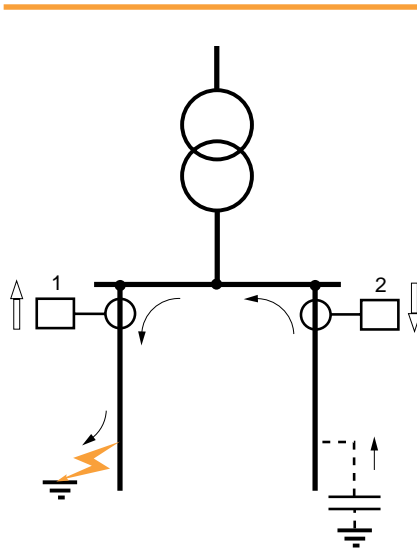


fig. 3 : la protection directionnelle de courant résiduel (2) ne déclenche pas car le sens du courant est inversé.

symbole graphique	code ANSI (C37-2)	noms usuels	domaines d'utilisation
	67	<ul style="list-style-type: none"> ■ maximum de courant directionnel, ■ directionnelle de phase 	détection directionnelle des courts-circuits entre phases
	67 N	<ul style="list-style-type: none"> ■ maximum de courant résiduel directionnel, ■ directionnelle de terre, ■ wattmétrique homopolaire 	détection directionnelle des défauts phase-terre
	32 P	<ul style="list-style-type: none"> ■ maximum de puissance active, ■ retour de puissance active 	
	32 Q	<ul style="list-style-type: none"> ■ maximum de puissance réactive, ■ retour de puissance réactive 	protection des générateurs et des moteurs synchrones
	32 P	<ul style="list-style-type: none"> ■ minimum de puissance active 	ou
	32 Q	<ul style="list-style-type: none"> ■ minimum de puissance réactive 	détection d'un transit de puissance anormal

fig. 4 : codes ANSI, symboles et applications.

2. description des relais directionnels

Pour mesurer une puissance ou pour localiser un défaut en amont ou en aval de l'endroit où est mesuré le courant, il faut déterminer le déphasage de ce courant avec une grandeur de référence : tension entre phases pour la directionnelle de phase, tension résiduelle pour la directionnelle de terre. Cette grandeur de référence est appelée grandeur de polarisation.

directionnelle de terre

Grandeurs d'entrée

Cette protection mesure le courant résiduel et utilise le plus souvent comme grandeur de polarisation la tension résiduelle qu'il convient de ne pas confondre avec la tension homopolaire. Rappelons que pour tout système triphasé F1, F2, F3, la théorie des composantes symétriques définit la grandeur **homopolaire** F_h par :

$$\vec{F}_h = \frac{1}{3} (\vec{F}_1 + \vec{F}_2 + \vec{F}_3)$$

La grandeur **résiduelle**,

$F_r = \vec{F}_1 + \vec{F}_2 + \vec{F}_3$ est 3 fois plus grande que la grandeur homopolaire.

■ le courant **résiduel** est mesuré, soit par trois transformateurs de courant, un par phase, soit par un tore englobant les trois phases :

□ l'utilisation de trois transformateurs de courant (cf. fig. 5) a des avantages :

- les TC sont en général disponibles,
- il est possible de mesurer des courants importants,

et des inconvénients :

- la saturation des TC lors d'un court-circuit ou de l'enclenchement d'un transformateur introduit un faux courant résiduel,
- en pratique le seuil ne peut pas être réglé à une valeur inférieure à 10 % de I_n du TC,

□ la mesure effectuée par un tore englobant les trois phases (cf. fig. 6) :

- a pour avantage : une grande sensibilité,
- et pour inconvénient : le tore (isolé basse tension) s'installe autour d'un câble non blindé qui assure l'isolement.

■ la tension résiduelle est mesurée par trois transformateurs de potentiels (TP) ; fréquemment, ce sont les TP à deux secondaires qui sont utilisés (cf. fig. 7) : le premier, câblé en étoile, permet la mesure des tensions simples et composées ; le second, câblé en triangle ouvert, permet la mesure de la tension résiduelle.

Si les TP principaux n'ont qu'un secondaire et qu'ils sont câblés en étoile, un jeu de TP auxiliaires peut être utilisé pour mesurer la tension résiduelle (cf. fig. 8). Ce cas de figure se rencontre surtout lors de l'amélioration du plan de protection d'installations existantes.

A noter que certaines protections ne nécessitent pas de TP auxiliaires et

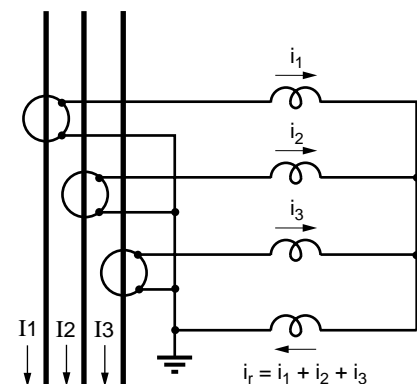


fig. 5 : mesure du courant résiduel par 3 TC.

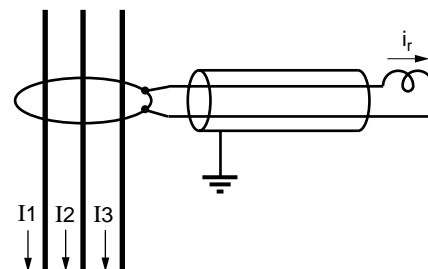


fig. 6 : mesure du courant résiduel par un tore.

reconstituent elles-mêmes la tension résiduelle à partir des trois tensions simples.

■ la grandeur de polarisation d'un relais directionnel de terre est le plus souvent la tension résiduelle ; mais ce peut aussi être le courant dans la mise à la terre du neutre de l'installation (cf. fig. 9).

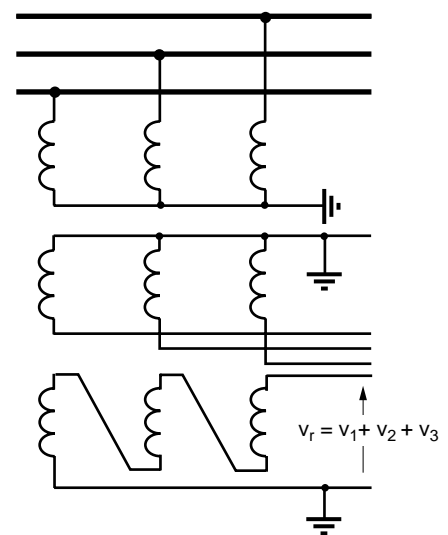


fig. 7 : mesure de la tension résiduelle avec TP à deux secondaires.

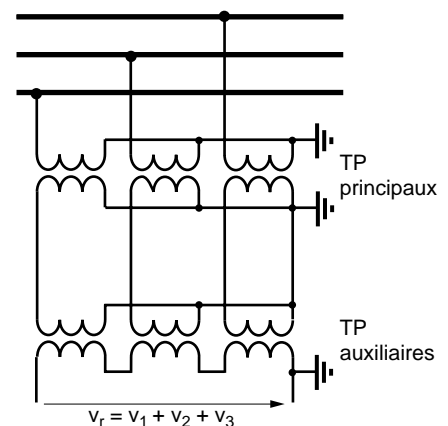


fig. 8 : mesure de la tension résiduelle à l'aide de TP auxiliaires.

En théorie, ces deux façons de polariser la protection sont équivalentes. Si Z_h est l'impédance homopolaire du transformateur et Z_n l'impédance du point neutre, la tension résiduelle V_r et le courant du point neutre I_n sont reliés par la relation de proportionnalité suivante (écrite en nombres complexes !) :

$$V_r = (Z_h + 3Z_n) I_n.$$

En pratique, la polarisation par le courant du point neutre est réservée aux réseaux ayant un courant de défaut à la terre important (plusieurs centaines d'Ampères), et largement supérieure au courant dû aux capacités parasites du réseau. La mesure du courant est alors plus précise que celle de la tension résiduelle, dont le niveau est faible. Elle ne peut être mise en œuvre que dans les postes, à proximité de la liaison de mise à la terre du neutre.

Angle caractéristique

Pour déterminer la direction du défaut, la protection mesure le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation. Si la grandeur de polarisation n'est pas dans l'axe de symétrie d'action du relais (axe caractéristique cf. fig. 10), il est nécessaire de rephaser le relais ; ceci se fait par le réglage de l'angle caractéristique.

Lors de l'étude du plan de protection, l'angle caractéristique des protections directionnelles doit être déterminé de façon à ce que tout défaut dans la direction de détection choisie provoque un courant situé dans la zone de déclenchement et que tout défaut dans l'autre direction provoque un courant situé en dehors de cette zone.

L'angle caractéristique dépend de la grandeur de polarisation choisie et du régime de neutre du réseau (pour les directionnelles de courant résiduel). L'angle caractéristique est donc le plus souvent réglable. Les principaux cas d'application et les réglages correspondants sont examinés au chapitre 3.

Pour permettre la mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation, il est indispensable que cette dernière ait une amplitude suffisante (en général $\geq 0,5$ à 2% de la valeur nominale de la

grandeur). Si la grandeur de polarisation est inférieure à ce seuil, alors la protection ne fonctionne pas, quelle que soit la valeur du courant mesurée.

Principes de détection

Trois principes de détection coexistent ; ils correspondent à des besoins différents, parfois aussi à des habitudes différentes :

- fonctionnement à maximum de courant directionnalisé ;
- mesure de la projection du courant ;
- mesure de la puissance active résiduelle.

Les deux premiers correspondent à des protections directionnelles de courant "phase" ou "terre", le troisième à un régime du neutre particulier.

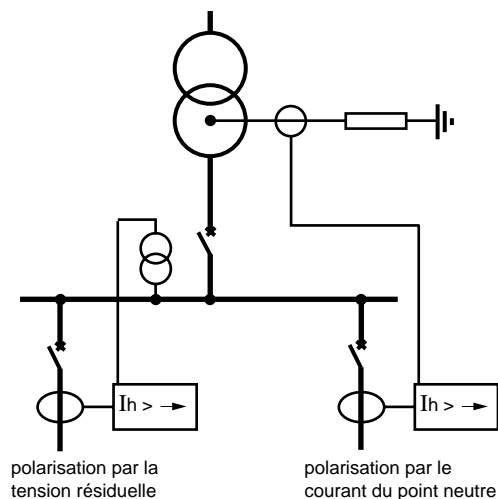


fig. 9 : les deux modes de polarisation d'une protection directionnelle de terre.

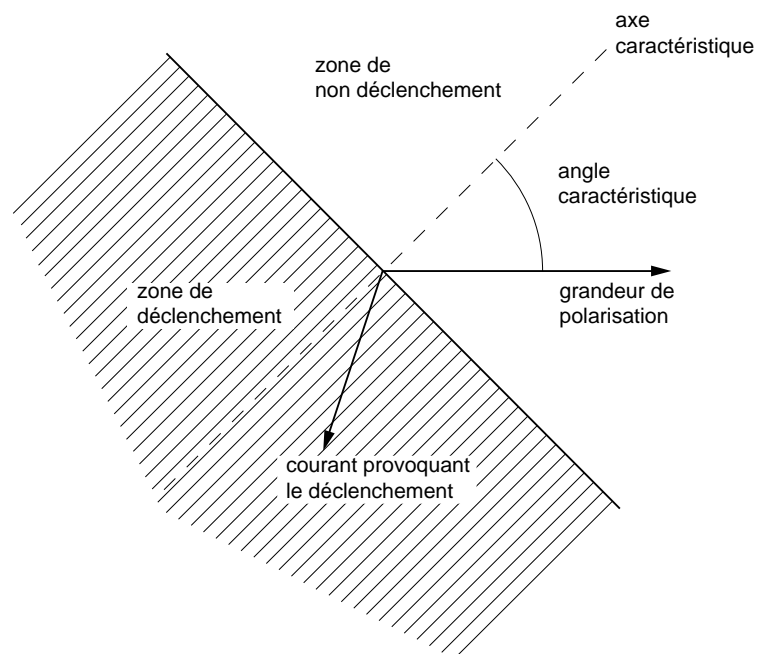


fig. 10 : angle caractéristique d'une protection.

■ fonctionnement à maximum de courant directionnalisé (cf. fig. 11)

Ce type de relais directionnel est constitué par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation.

Le déclenchement est soumis aux deux conditions suivantes :

- le courant est supérieur au seuil, et,
- le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation recalée par l'angle caractéristique, est compris dans la zone : $+ 90^\circ$; $- 90^\circ$.

■ mesure de la projection du courant (cf. fig. 12)

Ces protections calculent la projection du courant sur la droite caractéristique. La valeur obtenue est ensuite comparée à un seuil pour décider du déclenchement.

■ mesure de la puissance active résiduelle

Ces protections mesurent effectivement une puissance active résiduelle et leur seuil s'exprime en Watts. Elles doivent être conçues pour éviter un fonctionnement intempestif dû aux imprécisions de mesure en cas de fort courant résiduel capacitif (forte puissance résiduelle réactive) ; la zone de fonctionnement est réduite, comme le montre la figure 13.

Pour détecter les défauts à la terre, le principe le plus universel est la mesure de la projection du courant. L'utilisation de relais à maximum de courant directionnalisés ne convient pas à tous les régimes de neutre (le chapitre 3 montre que ce principe ne peut pas être utilisé en neutre compensé).

L'usage de la protection mesurant la puissance active résiduelle est limité aux réseaux à neutre compensé, en concurrence avec le relais à projection de courant.

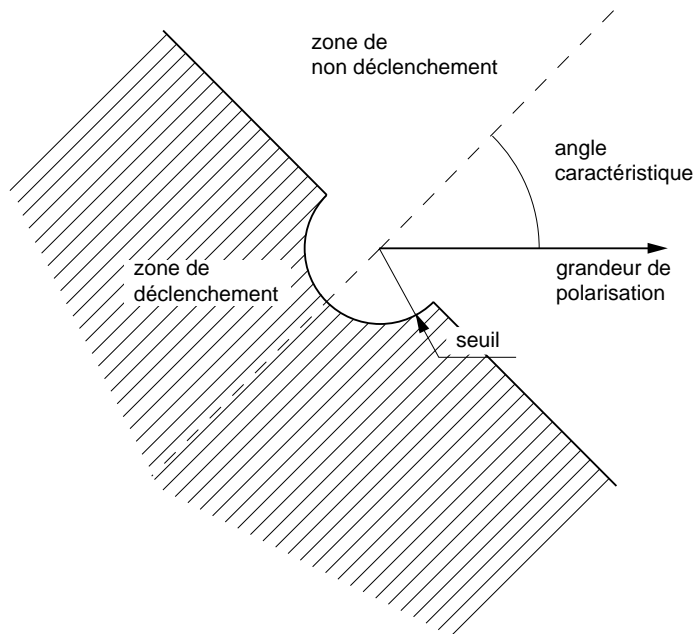


fig. 11 : caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnalisée.

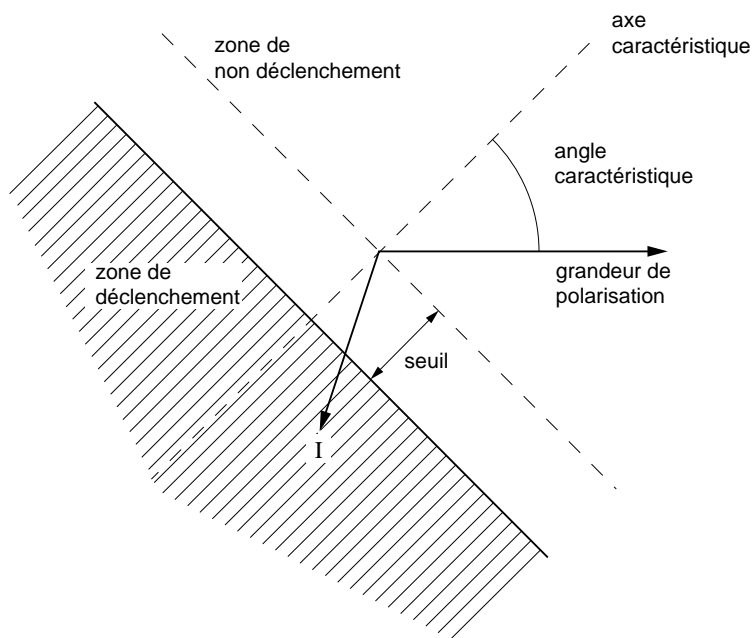


fig. 12 : caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la projection du courant.

directionnelle de phase

Angle de branchement, angle caractéristique

■ ces protections sont, le plus souvent, biphasées et composées de deux éléments monophasés indépendants. Il est parfois nécessaire d'utiliser une protection triphasée (voir § 4).

Pour chaque phase surveillée, le relais mesure le courant dans la phase et utilise comme grandeur de polarisation une tension composée. La tension simple n'est pas utilisée, parce qu'elle varie beaucoup si le défaut est à la terre, par l'effet du déplacement du point neutre (tension résiduelle).

■ lorsque le relais mesure le courant dans la phase 1, la tension de polarisation la plus universellement utilisée est $V_2 - V_3$. On dit alors que l'angle de branchement de la protection est de 90° (cf. fig. 14).

■ l'angle caractéristique d'une directionnelle de phase définit, de la même façon que pour une directionnelle de terre, l'orientation de la zone angulaire de déclenchement. C'est l'angle que fait la normale au demi-plan de déclenchement avec la grandeur de polarisation.

■ pour permettre la mesure de la direction du défaut, la grandeur de polarisation (la tension), doit avoir une valeur suffisante. En particulier, un défaut triphasé franc très proche d'un relais directionnel n'est pas détecté par celui-ci parce que toutes les tensions composées sont nulles. Pour assurer la détection de ce type de défaut, il faut que la protection utilise une mémoire de tension glissante.

Principes de détection

Les relais directionnels de phase fonctionnent soit comme des protections à maximum de courant directionnalisées, soit par la mesure de la projection du courant sur la droite caractéristique (figures 11 et 12).

Bien que des relais fonctionnant selon ces deux principes existent sur le marché, le relais à maximum de courant directionnalisé est à préférer.

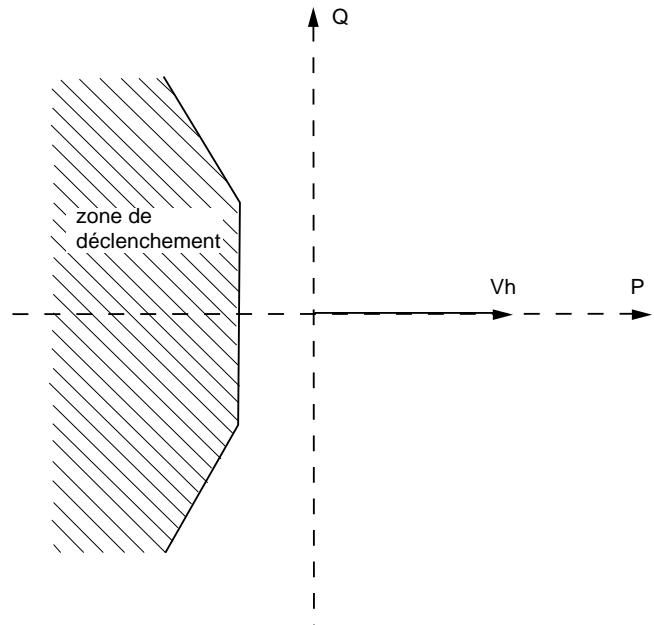


fig. 13 : caractéristique de fonctionnement d'une protection mesurant la puissance active homopolaire.

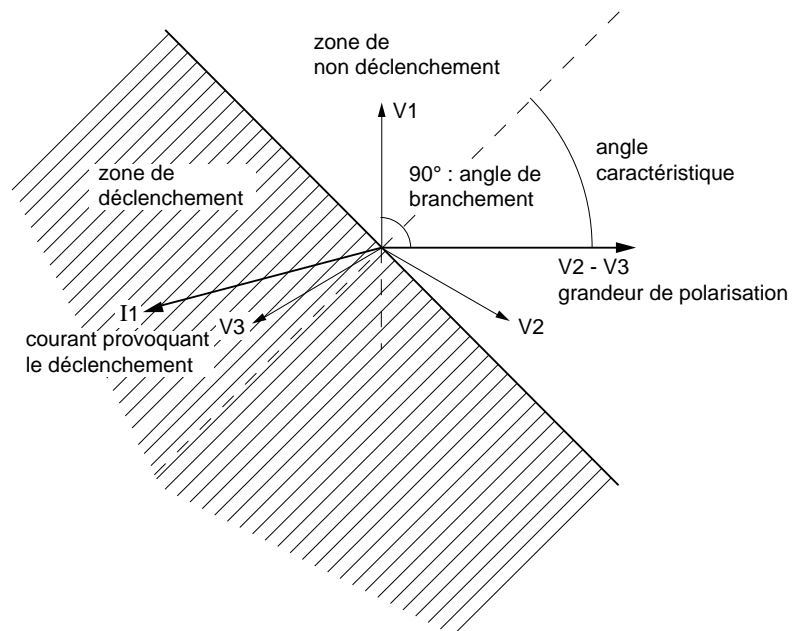


fig. 14 : le relais qui mesure le courant I_1 et la tension $V_2 - V_3$ a un angle de branchement de 90° .

La coordination avec des protections à maximum de courant est beaucoup plus aisée car le seuil de détection est indépendant de la phase du courant. La mesure de la puissance n'est pas utilisée pour la détection des courts-circuits. La puissance n'est pas un bon critère de détection du défaut parce que, lors d'un défaut entre phases, sa valeur est d'autant plus faible que le défaut est plus proche.

protection de puissance

Ces protections utilisent le plus souvent la méthode des deux wattmètres pour mesurer la puissance active, et une variante, que nous appellerons méthode des deux VARmètres, pour mesurer la puissance réactive.

Rappelons que cette méthode permet de mesurer la puissance à partir de deux courants et de deux tensions composées (cf. fig. 15). Elle s'applique

à un réseau triphasé, équilibré ou non, **pourvu qu'il ne circule aucun courant homopolaire**. En particulier, cette méthode ne s'applique pas à un réseau basse tension 4 fils, c'est-à-dire un réseau, dont le neutre est distribué, qui alimente des charges monophasées branchées entre phase et neutre.

La puissance active est donnée par :

$$P = I_1 \cdot U_{31} \cdot \cos(I_1, U_{31}) + I_2 \cdot U_{32} \cdot \cos(I_2, U_{32})$$

De la même façon, la puissance réactive est donnée par :

$$Q = I_1 \cdot U_{31} \cdot \sin(I_1, U_{31}) + I_2 \cdot U_{32} \cdot \sin(I_2, U_{32})$$

La puissance ainsi mesurée est une grandeur algébrique, dont le signe indique le sens d'écoulement. Les protections de puissance sont donc naturellement directionnelles.

Certains relais utilisent trois éléments de mesure monophasés pour déterminer la puissance. Ces relais

seront donc utilisables sur des réseaux 4 fils ; ils présentent l'inconvénient, en contrepartie, de nécessiter l'installation de 3 TP et 3 TC.

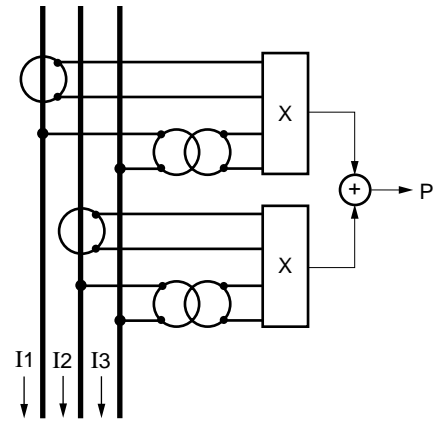


fig. 15 : schéma de principe de la mesure d'une puissance.

3. application des protections directionnelles

protection des réseaux radiaux

Quelques rappels

■ courant capacitif

Toute pièce sous tension forme avec la terre un condensateur (cf. fig. 16). Ceci est particulièrement vrai pour les câbles, dont la capacité par kilomètre est couramment de quelques microfarads; vrai aussi pour les lignes, mais avec une capacité environ 100 fois plus faible.

L'effet capacitif des câbles est tel que, alimenter en 20 kV, 50 km de câble à vide est équivalent à connecter 3 MVAR de condensateurs entre le réseau et la terre!

Tant que le câble est alimenté par une tension triphasée équilibrée, la somme des courants capacitifs des trois phases est sensiblement nulle. Par contre, lorsque le réseau est le siège

d'un défaut entre une phase et la terre, une des tensions phase-terre est plus faible que les autres. Les courants capacitifs ne sont plus équilibrés et un courant capacitif résiduel apparaît. La circulation des courants est schématisée sur la figure 17.

Pour mettre en œuvre des protections, il est **nécessaire** de calculer, pour un départ donné, la valeur maximum du courant capacitif résiduel. C'est le courant qui serait mesuré par un tore placé sur ce départ lorsque, en amont de celui-ci, une phase est mise au potentiel de la terre et les deux autres à la tension composée du réseau. Il est communément appelé courant capacitif du départ.

La valeur de ce courant est :

$$I_c = 3 \cdot C \cdot \omega \cdot V$$

où :

□ C est la capacité de chaque phase par rapport à la terre du départ,

□ V est la tension simple,

□ ω est la pulsation ($2 \cdot \pi \cdot f$).

■ le régime de neutre

Le choix du mode de raccordement à la terre du neutre est une étape importante

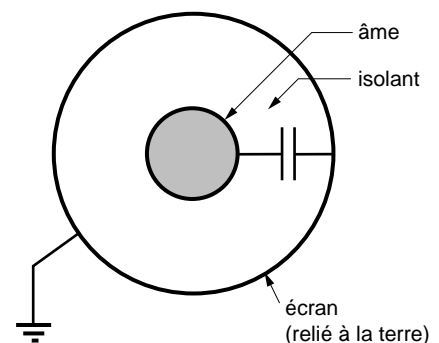


fig. 16 : un câble électrique se comporte comme un condensateur.

dans la conception d'un réseau électrique. C'est toujours le résultat d'un compromis entre plusieurs facteurs.

Un facteur fréquemment privilégié est le souci de réduire le courant de défaut afin d'améliorer la sécurité des personnes - en limitant la montée en potentiel des masses à l'endroit du défaut - et des matériels - en limitant l'énergie dégagée par l'arc électrique de court-circuit. Nous verrons que la limitation du courant de défaut rend la détection du défaut plus délicate et l'emploi de la protection directionnelle de terre indispensable. Si le courant de défaut est suffisamment faible, l'interruption immédiate de l'alimentation n'est plus obligatoire, ce qui permet une amélioration notable de la continuité de service.

Dans le défaut, le courant capacitif se superpose au courant limité par l'impédance de mise à la terre du neutre. Par conséquent, dans les réseaux à courant capacitif important, la seule façon d'obtenir un courant de défaut faible est de choisir une impédance de mise à la terre inductive, dont le courant compense le courant capacitif. Lorsque cette inductance de point neutre est réglée pour atteindre en permanence l'accord ($3LC\omega^2 = 1$), elle est appelée bobine de Petersen ; dans ce cas le courant de défaut est théoriquement nul.

Protection contre les défauts à la terre

Les protections directionnelles de terre sont utilisées sur les réseaux radiaux dans deux situations :

- lorsque le courant capacitif d'un départ est du même ordre de grandeur que le courant de seuil de la protection (qui doit être assez faible pour détecter les défauts impédants),
- lorsque le neutre est mis à la terre en plusieurs endroits ;

■ réseaux avec départs de grande longueur :

Lorsqu'un départ a un courant capacitif important - en pratique supérieur à 10 % du courant limité par l'impédance de mise à la terre du neutre - un simple relais à maximum d'intensité résiduelle ne permet plus d'assurer une protection sensible et sélective. Si son seuil est

réglé en dessous du courant capacitif du départ protégé, elle déclenchera intempestivement pour tous les défauts phase-terre du réseau.

Dans ce cas, une protection satisfaisante du départ sera réalisée par un relais directionnel de terre dont le seuil pourra être réglé en dessous du courant capacitif.

L'angle caractéristique sera réglé en fonction du régime de neutre de l'installation;

□ réseaux à neutre isolé :

Fonctionnement

- la protection générale du réseau est assurée par un contrôleur permanent d'isolement ou une protection à maximum de tension résiduelle (déplacement de point neutre),
- les directionnelles de terre assurent la détection du départ en défaut,
- choix de l'angle caractéristique : $\theta = 90^\circ$ (cf. fig. 18).

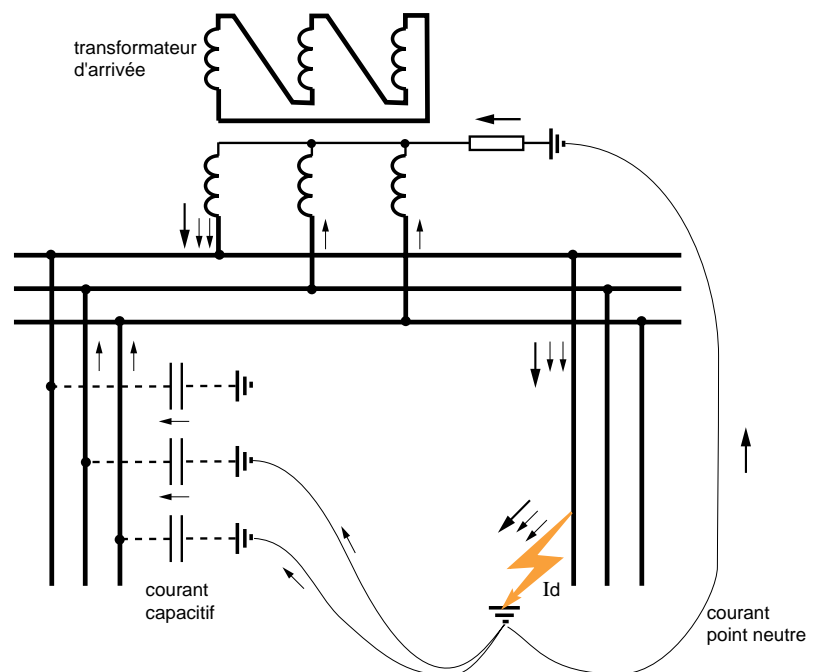


fig. 17 : circulation des courants capacitifs lors d'un défaut phase-terre.

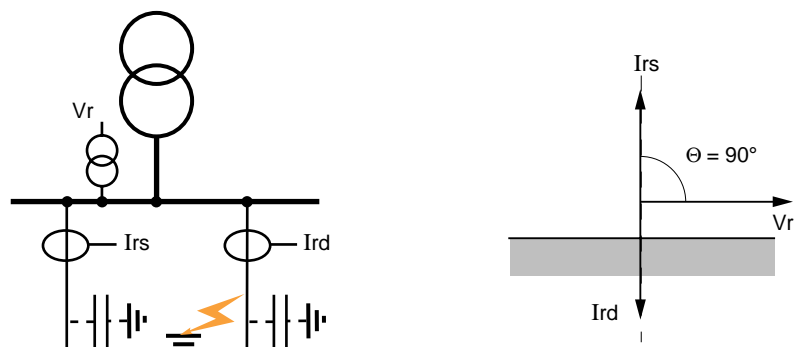


fig. 18 : réseau à neutre isolé : détection des défauts à la terre.

Remarque

le fonctionnement n'est assuré que si le courant capacitif est suffisant. Limite pratique minimum : 1A.

□ réseaux à neutre résistant (cf. fig. 19) :

Dans le départ en défaut, le courant point neutre, actif, s'ajoute au courant capacitif des départs sains. Si la résistance de point neutre est choisie de telle façon que le courant actif soit supérieur ou égal au double du courant capacitif de l'installation, la protection directionnelle n'est pas nécessaire.

Choix de l'angle caractéristique :

- A : $\theta = 0^\circ$, pour les relais fonctionnant avec la projection du courant (avec un tel réglage, le relais est sensible au courant actif résiduel, insensible au courant capacitif),

- B : $\theta = 45^\circ$, pour les relais à maximum de courant directionnalisés.

A noter qu'avec un angle caractéristique de 45° , le courant résiduel du départ sain est franchement dans la zone de non déclenchement de la protection, et donc tous les principes de protection conviennent. Avec un angle caractéristique de 0° , le courant résiduel du départ sain est à la frontière de la zone de déclenchement; Il est donc impératif d'utiliser un relais à projection de courant. Cette solution présente alors l'avantage d'être

totalemment insensible au courant capacitif.

□ réseaux à neutre compensé (cf. fig. 20) :

Fonctionnement

- le courant dans le départ en défaut est la superposition :

. du courant capacitif des départs sains,

. du courant dans la bobine, qui compense le courant capacitif total du réseau,

. du courant dans la résistance de point neutre, en général inférieur à 10 % du courant dans la bobine (il existe des réseaux où cette résistance de point neutre n'est pas installée ; ce cas de figure n'est pas examiné ici),

- choix de l'angle caractéristique : $\theta = 0^\circ$.

Remarque

une protection à projection de courant est indispensable ; une protection à maximum de courant directionnalisée risque de provoquer des déclenchements intempestifs.

Sur ce type de réseau, les défauts d'isolement présentent souvent un caractère récurrent : l'arc de défaut s'éteint après quelques millisecondes et se rallume après quelques périodes, comme le montre la partie b de la figure 20. Les protections doivent être spécialement étudiées pour fonctionner en présence de tels défauts

□ réseaux à neutre relié directement à la terre (cf. fig. 21) :

Fonctionnement

- le courant point neutre est principalement inductif. Il est très supérieur au courant capacitif du réseau,

- choix de l'angle caractéristique : $\theta = -45^\circ$ à -90° .

A noter qu'un simple relais à maximum de courant homopolaire suffit pour détecter le départ en défaut, pourvu que son seuil soit réglé à une valeur supérieure au courant capacitif du départ protégé. Le relais directionnel n'est utilisé que dans un réseau bouclé ou ayant plusieurs points neutre.

■ mises à la terre multiples :

certains réseaux peuvent être exploités avec le neutre relié à la terre en plusieurs endroits. C'est en particulier le cas lorsque la mise à la terre du neutre est réalisée sur chaque source d'énergie (groupe ou transformateur d'arrivée). La mise en parallèle des sources conduit alors à la mise en parallèle des mises à la terre du neutre.

Dans ce cas, la protection sélective des sources contre les défauts à la terre requiert une protection directionnelle de terre sur l'arrivée de chacune des sources.

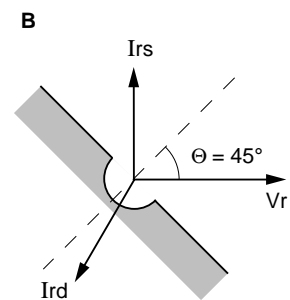
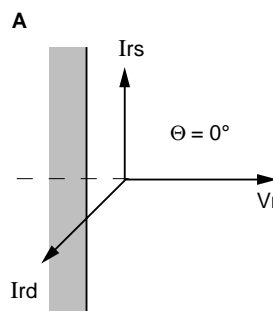
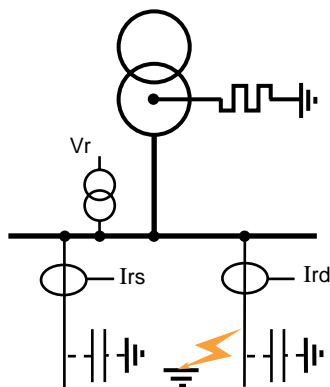
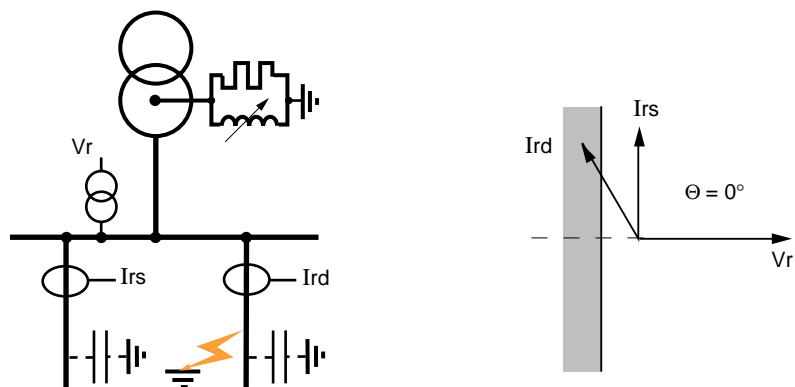


fig. 19 : réseau à neutre résistant : détection des défauts à la terre.

A - défaut à la terre permanent



B - défaut récurrent : tension de la phase en défaut et courant résiduel

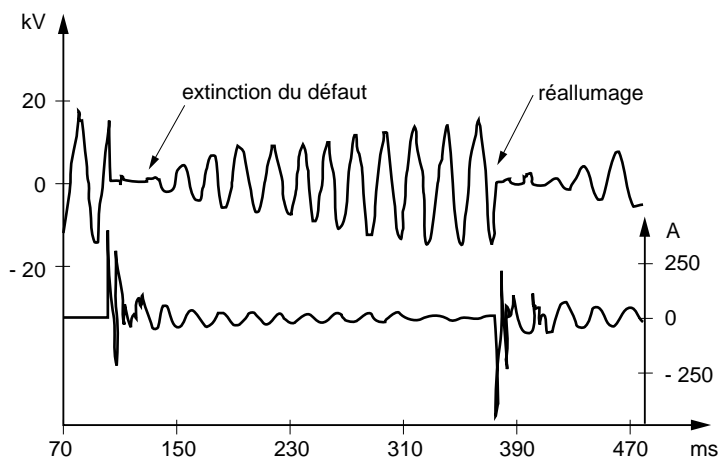


fig. 20 : réseau à neutre compensé : détection des défauts à la terre.

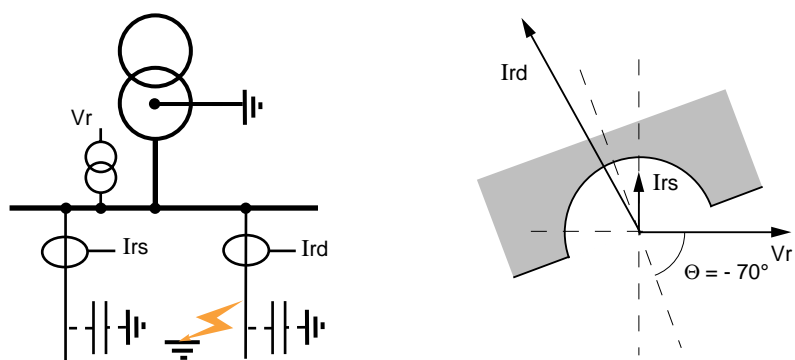


fig. 21 : réseau à neutre relié directement à la terre : détection des défauts à la terre.

La figure 22 présente un arrangement typique des protections contre les défauts à la terre.

Dans cette figure, la flèche indique le sens de détection du défaut par la protection directionnelle de terre. Les temporisations des protections sont indiquées. Les angles caractéristiques sont choisis en fonction des régimes de neutre : celui de la protection située sur l'arrivée groupe en fonction de la mise à la terre du neutre du transformateur et celui de la protection installée sur l'arrivée transformateur en fonction de la mise à la terre du neutre de l'alternateur.

Protection contre les défauts entre phases

Les protections directionnelles de phase sont utilisées sur un réseau radial dans le cas d'un poste alimenté par plusieurs sources simultanément. Pour obtenir une bonne continuité de service, il est important qu'un défaut affectant une des sources n'entraîne pas le déclenchement de toutes les sources. L'installation d'une protection directionnelle de phase sur l'arrivée de chacune des sources permet d'obtenir cette sélectivité.

La figure 23 présente un arrangement typique des protections contre les défauts entre phases.

Dans cette figure, la flèche indique le sens de détection de la protection directionnelle de phase.

Les protections directionnelles de phase sont en général biphasées. Les cas nécessitant une protection triphasée sont décrits au § 4.

Les temporisations des protections sont indiquées. Les angles caractéristiques sont réglés en tenant compte de l'angle de branchement choisi. Pour un angle de branchement de 90° , le réglage le plus universel de l'angle caractéristique est de 45° .

A noter que si la puissance de court-circuit du groupe est faible devant celle du réseau, la protection directionnelle installée sur l'arrivée groupe peut être remplacée par une simple protection à maximum d'intensité dont le seuil est à la fois supérieur au courant de court-circuit du groupe et inférieur à celui du réseau.

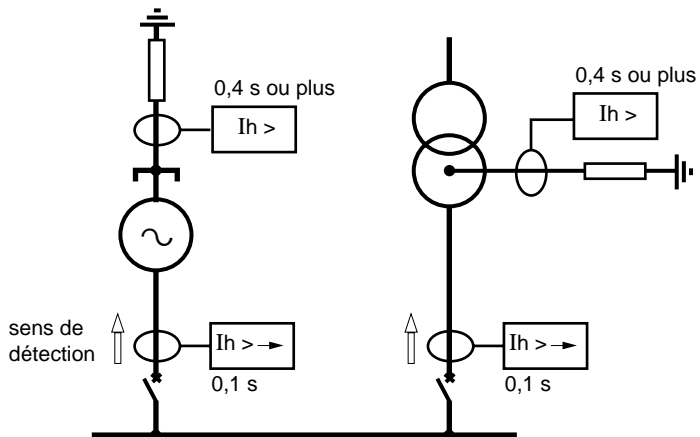


fig. 22 : protection contre les défauts à la terre d'un réseau mis à la terre en plusieurs endroits.

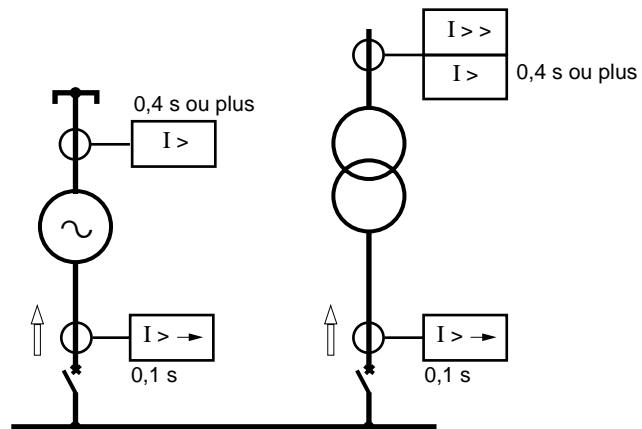


fig. 23 : protection contre les court-circuits d'un réseau comportant plusieurs sources.

protection des réseaux bouclés

■ un réseau bouclé est un réseau comportant une ou des boucles fermées en exploitation normale (cf. fig. 24).

L'avantage d'une telle structure de réseau est qu'elle assure une excellente disponibilité de l'énergie à tous les consommateurs situés sur la boucle ; en effet, une liaison en défaut peut être séparée du réseau sans interrompre l'alimentation des consommateurs.

L'inconvénient de cette solution est son coût : il est nécessaire d'installer un

disjoncteur à chaque extrémité de chaque liaison et les protections sont complexes.

■ deux principes de protection peuvent être utilisés :

- protection différentielle,
- protection directionnelle.

Ce dernier principe fonctionne si, sur la boucle, un seul poste comporte une ou des sources et assure la mise à la terre du neutre. Dans la pratique, la sélectivité des protections directionnelles est assurée par des liaisons logiques. Comparée à la protection différentielle qui a l'avantage d'être rapide, la protection directionnelle est moins onéreuse et plus aisée à mettre en oeuvre. Notons que la détection des

défauts à la terre peut être assurée quel que soit le régime de neutre de l'installation, alors que les protections différentielles de ligne ont une sensibilité limitée.

Lignes en parallèles

Deux lignes en parallèle constituent le cas le plus simple et le plus fréquent de réseau bouclé. Le schéma des protections doit être réalisé de telle sorte qu'un défaut sur une liaison ne provoque pas le déclenchement de l'autre ligne.

Un arrangement typique des protections est représenté figure 25. Dans cette figure, la flèche indique le sens de détection des protections directionnelles.

Les protections directionnelles de phase sont biphasées. Leur angle caractéristique est réglé en tenant compte de l'angle de branchement choisi (45° pour un angle de branchement de 90°).

L'angle caractéristique des protections directionnelles de terre est réglé en fonction du régime de neutre, comme indiqué dans les paragraphes précédents.

Les temporisations des protections sont indiquées sur la figure. Les protections non directionnelles qui équipent les départs du poste amont sont temporisées pour être sélectives avec les protections directionnelles des arrivées du poste aval.

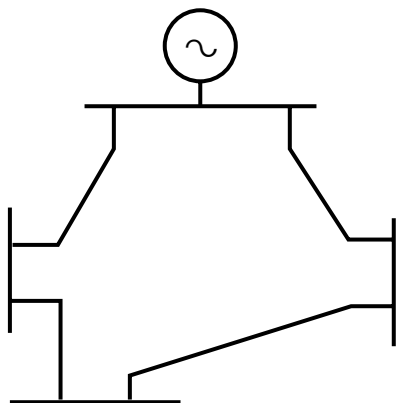


fig. 24 : schéma d'un réseau bouclé.

Lors d'un court-circuit sur une des lignes, le courant se partage en deux en fonction des impédances des circuits : une partie s'écoule directement du poste amont dans la ligne en défaut, l'autre passe par le poste aval. L'ordre de fonctionnement des protections est le suivant :

- A1, D1 et D2 détectent le défaut ;
- A1 déclenche (temporisation : 0,1 s) ;
- D2 " retombe " avant que sa temporisation ne soit écoulée ;
- D1 déclenche (temporisation : 0,4 s).

Lorsqu'un court-circuit se produit à proximité du jeu de barres du poste amont, la proportion du courant qui passe par le poste aval est très faible, inférieure au seuil de la protection directionnelle de phase. Ce cas se produit lorsque la position x du défaut est comprise entre 0 et 2 fois le rapport I_s/I_{cc} (entre le courant

de seuil de la protection directionnelle et le courant de court-circuit).

Dans ce cas, la protection à maximum d'intensité du départ de la ligne en défaut (D1) déclenche en premier (temporisation : 0,4 s) A1 déclenche ensuite. Le temps total d'élimination du défaut est donc allongé. Cet inconvénient peut être supprimé en installant sur les départs D1 et D2 un second relais de surintensité avec un seuil élevé (déclenchement pour un I_{cc} correspondant à moins de 90 % de la longueur de la ligne) et temporisation à 0,1 s.

Boucle fermée

Chaque disjoncteur est équipé de deux ensembles de protections directionnelles, chacun détectant le défaut dans des directions opposées (sauf les disjoncteurs de tête de boucle, équipés d'un seul ensemble de protections, non directionnelles).

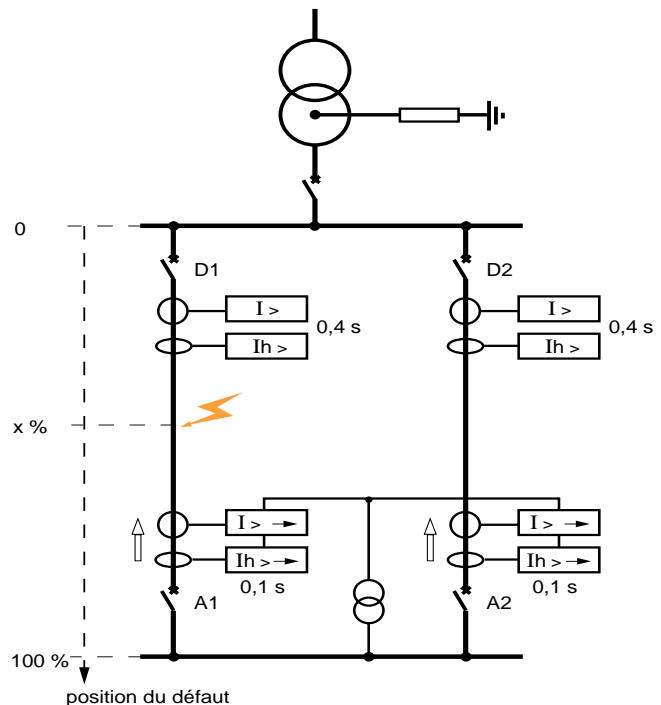


fig. 25 : protection de lignes en parallèle.

Cet arrangement de protections est représenté figure 26. Chaque ensemble de protections est composé d'une directionnelle de phase biphasée et d'une directionnelle de terre. Le sens de détection de chaque ensemble de protections est figuré par une flèche.

- A > B > C > D > E,
- F > E > D > C > B.

Si la sélectivité est chronométrique, les temps de déclenchement deviennent rapidement prohibitifs. Dans la pratique, cette solution est mise en oeuvre avec de la sélectivité logique (cf. fig. 27), qui permet des temps de déclenchement très courts (0,1 s) en utilisant des liaisons filaires entre chaque poste.

protection des alternateurs

Détection de la perte d'excitation

La rupture ou la mise en court-circuit de l'enroulement d'excitation d'un alternateur est un défaut majeur. Il provoque, soit le fonctionnement de l'alternateur en génératrice asynchrone, soit l'arrêt de la conversion d'énergie et l'augmentation de vitesse. Le premier cas se produit si le circuit d'excitation est en court-circuit ou si le rotor est muni d'enroulements amortisseurs ; le régime est stable mais la machine n'est pas dimensionnée pour l'accepter très longtemps. Dans le second cas, le régime est instable et l'arrêt de la machine entraînée doit être commandé au plus vite.

Il est donc nécessaire de surveiller le circuit d'excitation. Malheureusement, celui-ci est assez souvent inaccessible, totalement situé au rotor (alternateur sans bague ni balais). On utilise alors la mesure de la puissance réactive absorbée par la machine ou la mesure de l'impédance à ses bornes (cf. fig. 28).

La mesure de puissance réactive est la plus simple et la plus utilisée pour protéger les machines de faible et moyenne puissance. Elle permet de détecter toute absorption de puissance réactive, donc un fonctionnement de l'alternateur en génératrice asynchrone. Le seuil de détection doit pouvoir être réglé à une valeur inférieure à S_n (puissance apparente nominale de la machine) ; typiquement, $0,4 S_n$.

Détection de la marche en moteur

Un groupe relié à un réseau puissant continue à tourner au synchronisme

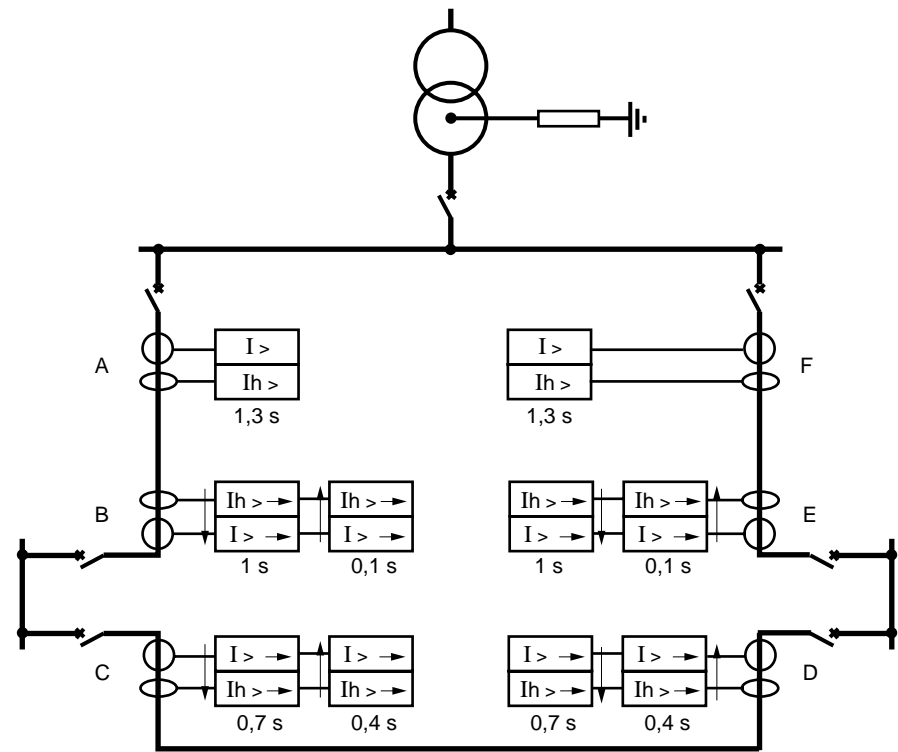


fig. 26 : protection d'une boucle fermée par relais directionnels et sélectivité chronométrique.

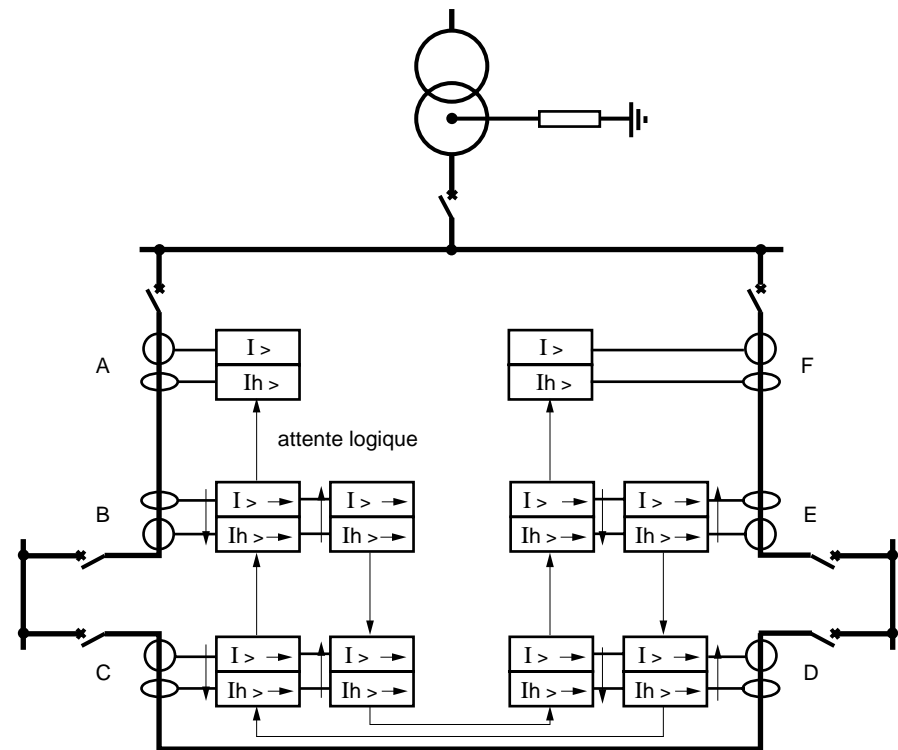


fig. 27 : protection d'une boucle fermée par relais directionnels et sélectivité logique.

même si la machine entraînée (diesel ou turbine) n'est plus alimentée en énergie. L'alternateur fonctionne alors en moteur synchrone. Ce fonctionnement peut être préjudiciable à la machine entraînée.

Pour détecter un tel fonctionnement, on utilise obligatoirement un relais directionnel de puissance active (cf. fig. 29). Le seuil de cette protection est réglé à une valeur faible devant la puissance apparente nominale de l'alternateur, typiquement 5 à 20 %, parfois moins pour les turbo-alternateurs.

Une attention toute particulière doit être portée à la conception de ce relais, très sensible, afin d'assurer la stabilité dans tous les cas de fonctionnement normal de l'alternateur.

Protection de découplage

Lorsqu'une installation industrielle comporte un ou plusieurs alternateurs de production conçus pour fonctionner en parallèle avec le réseau du distributeur d'énergie électrique, il convient de prévoir un ensemble de « protections de découplage ».

Ces protections ont deux objectifs complémentaires :

- assurer la sécurité de la centrale de production ;
- assurer la sécurité du réseau extérieur, qui peut être alimenté par la centrale de l'industriel.

Ces protections sont en général installées sur le disjoncteur d'arrivée de l'installation industrielle et commandent l'ouverture de celui-ci. Ces protections peuvent aussi commander l'ouverture d'un disjoncteur de couplage entre deux parties de l'installation.

Un des rôles des protections de découplage est illustré par la figure 30 : il s'agit d'assurer la détection du défaut situé en amont de l'installation industrielle, et ce dans un double but :

- sécurité de ce réseau : ne plus alimenter le défaut ;
 - sécurité de l'alternateur : éviter que le réenclenchement du départ au poste source, effectué sans souci des conditions de synchronisme, ne provoque un couplage dangereux.
- La détection du défaut est assurée par des protections directionnelles de phase et de terre :
- la protection directionnelle de terre détecte le courant résiduel créé par les capacités phase-terre de l'installation et/ou généré par la mise à la terre de la centrale ;

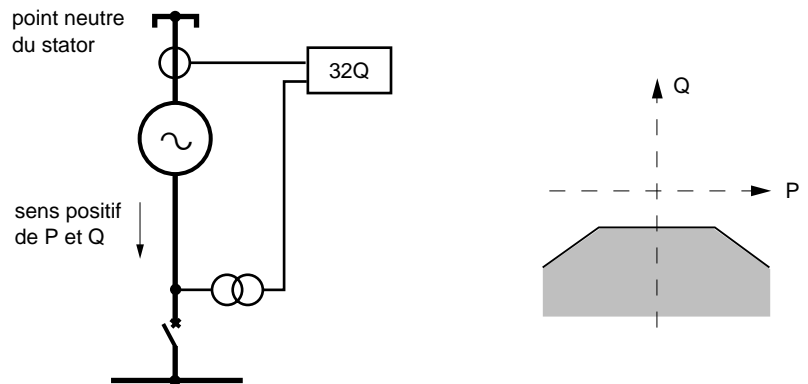


fig. 28 : protection contre les pertes d'excitation par un relais de retour de puissance réactive.

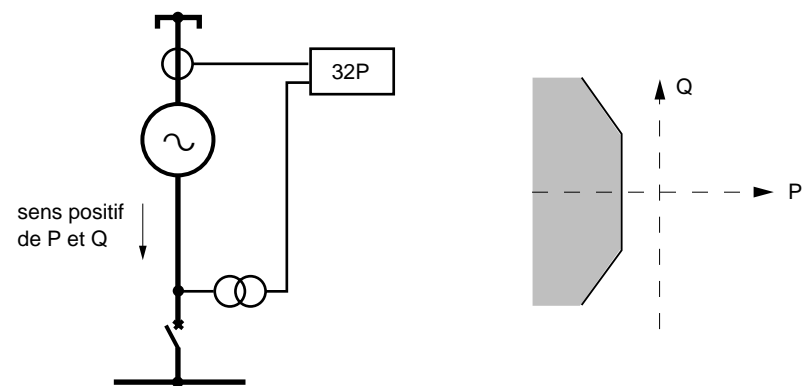


fig. 29 : détection du fonctionnement en moteur d'un alternateur, par un relais à retour de puissance active.

- la protection directionnelle de phase détecte un défaut amont entre phases. Parce qu'elles sont directionnelles, ces protections sont insensibles à un défaut situé à l'intérieur de l'installation industrielle.

- Outre des protections directionnelles, un ensemble de protections de découplage comprend souvent un relais à variation de fréquence (df / dt) : l'augmentation intempestive de la puissance demandée à la centrale, en cas de perte de la source principale, provoque une variation de la fréquence du groupe.

Des protections de tension et de fréquence peuvent être demandées par le distributeur pour garantir la qualité de l'énergie fournie par la centrale.

Enfin, une protection à maximum de puissance active peut aussi être installée pour signaler un sens anormal du transit de l'énergie.

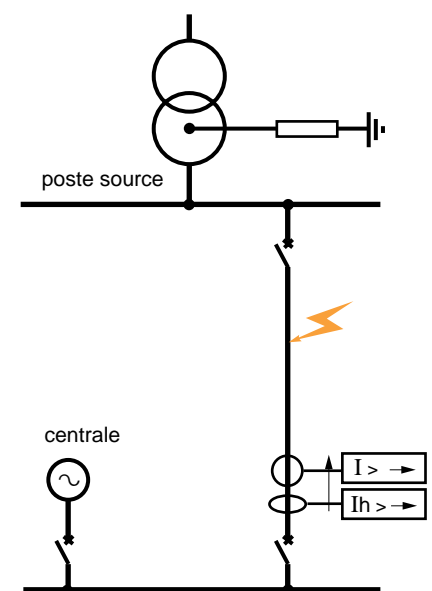


fig. 30 : exemple de protections de découplage.

4. mise en œuvre

choix des réducteurs de mesure

Le choix des TT (transformateurs de tension) ne pose pas de problème particulier. Les TT habituellement installés sur les réseaux de distribution sont de classe 0,5 ou 1 ; ils conviennent parfaitement pour alimenter des protections directionnelles, à condition que la somme des charges qui leur sont raccordées ne soit ni supérieure à leur puissance de précision, ni trop faible, ceci pour éviter les risques de ferrorésonance.

Le dimensionnement des TC (transformateurs de courant) est plus délicat. En cas de dimensionnement insuffisant et lorsque le courant de court-circuit comporte une composante apériodique de forte constante de temps, les TC saturent. Ce phénomène provoque une erreur dans la mesure de la phase du courant pendant le régime transitoire, comme le montre la figure 31. Le courant mesuré au secondaire de TC saturés est toujours en avance de phase par rapport au courant primaire.

Le mauvais dimensionnement des TC peut avoir deux conséquences :

- provoquer le déclenchement intempestif - risque d'autant plus faible que la temporisation de la protection est plus longue ;
- provoquer un déclenchement retardé - risque indépendant de la temporisation choisie.

L'élément principal qui influe sur le comportement de la protection est le déphasage α entre le courant de court-circuit et la limite de la zone de déclenchement de la protection, tel que défini figure 32.

Dans la pratique, si cet angle α est supérieur à 45° (ce qui est très souvent le cas avec les réglages préconisés), les exigences de dimensionnement du TC sont peu contraignantes : choisir le facteur limite de précision du TC (FLP, dont la définition figure dans le cahier technique n° 164) supérieur ou égal à 0,3 fois la valeur du courant de court-circuit maximum vu par la protection directionnelle.

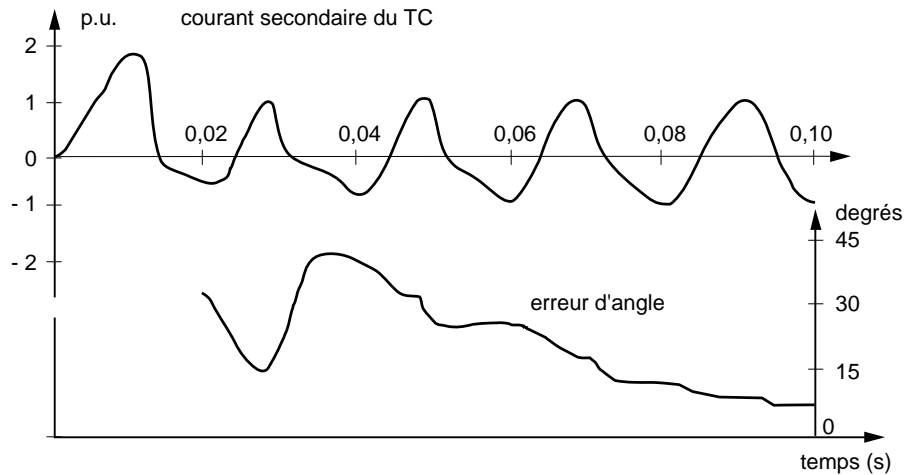


fig. 31 : erreur d'angle calculée dans les conditions suivantes :

- le défaut comporte une composante apériodique de 100 % et de constante de temps 40 ms ;
- le courant de saturation du TC vaut 2 fois le courant de court-circuit.

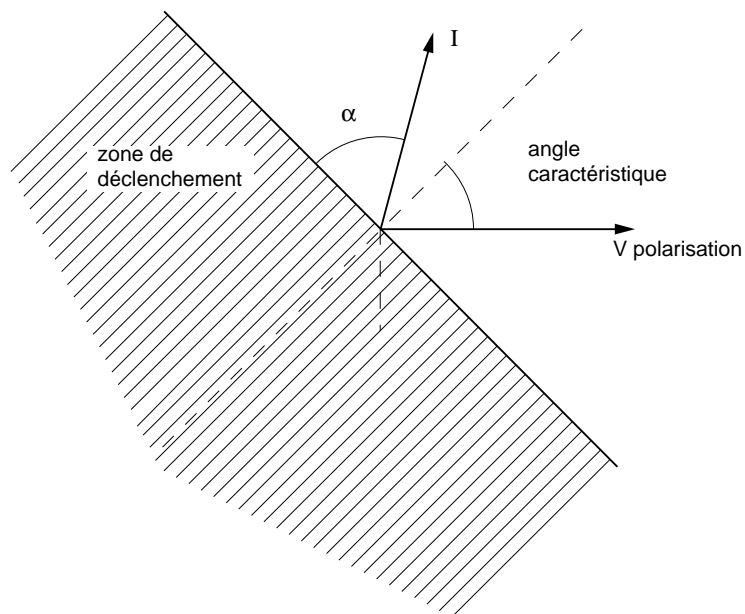


fig. 32 : définition de l'angle α .

choix d'une protection bi ou triphasée

En technologie analogique, une protection directionnelle de phase est souvent monophasée : elle mesure le

courant d'une seule phase. Il est possible d'équiper une, deux ou les trois phases d'un relais.

En technologie numérique, plusieurs fonctions de protections sont intégrées dans un même appareil ; la

directionnelle de phase est le plus souvent biphasée, parfois triphasée.

En règle générale, quand il s'agit de détecter un transfert de puissance anormal (protection des machines), le phénomène est équilibré sur les 3 phases et un relais monophasé suffit. Quand il s'agit de détecter un court-circuit entre 2 phases, une protection directionnelle biphasée suffit : une au moins des deux phases protégées sera concernée par le défaut.

Pour détecter un défaut phase-terre, il faut, soit une protection directionnelle de phase triphasée, soit une protection directionnelle de terre. Si le neutre de l'installation est mis directement à la terre, la première solution est souvent préférable. Dans tous les autres régimes de neutre, choisir la seconde.

protection de transformateurs en parallèle

Les protections directionnelles de phase peuvent être préférées aux protections différentielles pour protéger deux transformateurs en parallèle, surtout si les deux jeux de barres sont assez distants (il est en pratique impossible de câbler les circuits secondaires des TC sur plus d'une centaine de mètres) ;

Le schéma de protection à utiliser est alors celui de la figure 33, avec les précautions de réglage suivantes :

- seuil de la protection instantanée à maximum d'intensité réglé pour ne détecter que les défauts situés au primaire du transformateur ;

- interdéclenchement primaire - secondaire ;

- protection directionnelle de phase réglée pour ne détecter que les défauts situés au secondaire du transformateur.

En fonction du lieu de la mise à la terre du neutre au secondaire des transformateurs, deux variantes apparaissent :

- si le point neutre secondaire est situé sur le jeu de barres, les protections directionnelles de terre sont remplacées par de simples protections à maximum d'intensité résiduelle ;

- si chaque transformateur possède son propre point neutre et si le jeu de barres secondaire et les transformateurs sont situés dans le même poste, la protection différentielle de terre restreinte peut remplacer la protection directionnelle de terre.

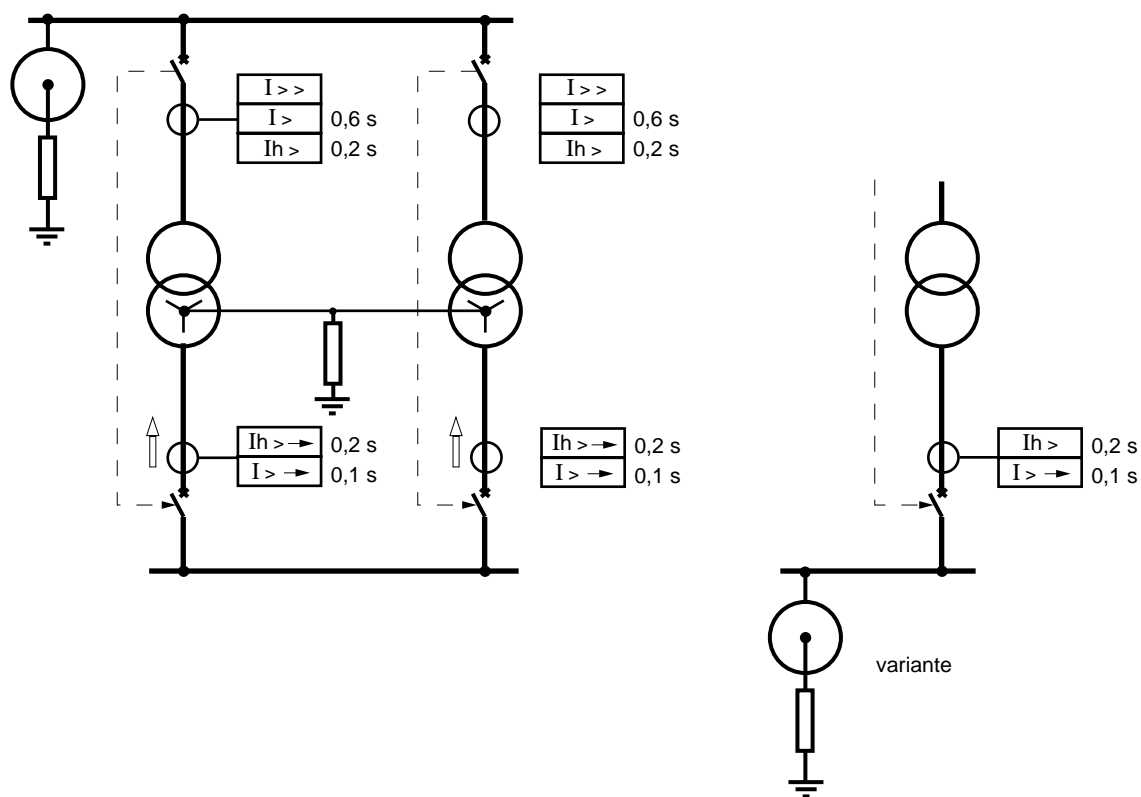


fig. 33 : schéma de protection de 2 transformateurs en parallèle.

5. évolutions et perspectives

évolution de la technologie des protections

La généralisation d'ensembles de protections intégrées et numériques rend l'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service.

Par exemple, deux liaisons, aujourd'hui exploitées l'une pour faire transiter la charge et l'autre à vide, en secours, peuvent demain être exploitées en parallèle, grâce aux protections directionnelles.

L'association de la sélectivité logique (cf. Cahier Technique n° 2) et des protections directionnelles permet la réalisation de schémas qui améliorent la disponibilité de l'énergie électrique.

L'apparition sur le marché de relais multi-fonctionnels, (c'est-à-dire associant aux protections toute la logique de commande nécessaire) et dédiés à chaque application simplifie la conception et la mise en œuvre du plan de protection (cf. fig. 34).

évolution des capteurs

L'avènement des protections numériques, qui ne demande que très peu de puissance pour la mesure, a permis l'emploi de nouveaux capteurs. Les tores de Rogowski (TC sans fer), parce qu'ils ne saturent pas, permettent aux protections directionnelles de phase de conserver leur précision de mesure et d'éviter les erreurs d'angle dans tous les cas de défaut. Le souci du dimensionnement du TC disparaît lors de la mise en œuvre de la protection.



fig. 34 : le SEPAM, 2000 un relais numérique multi-fonctionnel permettant l'utilisation de protections directionnelles associées à la sélectivité logique.

Ces réducteurs de mesure, constitués d'un très grand nombre de spires bobinées autour d'un noyau amagnétique, sont décrits dans le Cahier Technique n° 170.

Les diviseurs résistifs de tension, de faible coût et faible encombrement, sont installés dans les cellules, à proximité de chaque protection directionnelle : la câblage de la mesure de tension est beaucoup plus fiable que lorsque des TP sont utilisés : le mode commun que représentait le TP disparaît.

L'évolution des capteurs renforce encore l'intérêt des protections directionnelles, en améliorant leurs performances en facilitant leur mise en œuvre.

en guise de conclusion

Les avancées technologiques (systèmes de protection numérique - nouveaux capteurs - sélectivité logique...) facilitent l'emploi des protections directionnelles.

Aujourd'hui, ces protections performantes et faciles à mettre en œuvre, sont d'un concours précieux pour améliorer la disponibilité de l'énergie électrique. Elles sont de plus en plus utilisées pour la protection des réseaux et des machines tournantes, qu'il s'agisse de protection défaut entre phases ou de protection de terre.

Le lecteur intéressé par une connaissance plus générale des diverses protections utilisées en MT peut se reporter au Cahier Technique n° 174.