

Relais de protection (synthèse)

I. INTRODUCTION	1
II. ASPECTS « HARDWARE »	3
III. ASPECTS « SOFTWARE » :	3
III.1 Le relais de mesure du courant (surintensité)	
III.2 Le relais de distance (dit à sélectivité relative) (c'est un relais de mesure à minimum d'impédance)	
III.3 Relais différentiel (dit à sélectivité absolue)	
III.4 Sont parfois couplés aux précédents :	
IV. ORGANISATION DES PROTECTIONS	11
V. CHOIX DU REGIME DU NEUTRE	12
V.1 Neutre mis directement à la terre.	
V.2 Neutre isolé	
V.3 Solutions intermédiaires	
V.4 Critères de choix	
V.4.1 Les exigences dépendant du courant :	
V.4.2 Les exigences dépendant de la tension	
V.4.3 Les exigences dépendant de l'exploitation du réseau et des clients	

I. Introduction

Tout réseau nécessite d'être protégé (surtension, surintensité, court-circuit, mise à la terre, etc...)

Cette fonction est assurée par un ensemble d'appareillages, localisés dans les postes :

1) les transformateurs de mesure (tension et courant) fournissant les tensions (phase-neutre) et courant de chaque phases ainsi que le courant dans le neutre éventuellement. Ils ramènent les valeurs courant et tension des valeurs nominales (quelques dizaines ou centaines de kV et d'ampères) à des valeurs conventionnelles (110 V p.e. et 5 A) qui peuvent alimenter directement le relais. Ce traitement pourrait changer dans le futur avec l'avènement des transformateurs « optiques » qui donnerait l'information directement digitalisée.

2) les relais de protection

3) les disjoncteurs

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et énergise les circuits de déclenchement.

Une protection doit être :

- sélective (n'éliminer que la partie en défaut - ligne, transfo, appareillage, jeu de barres-, l'élimination de parties non en défaut peut être dramatique et conduire à des dépassements de capacité thermique voire déstabiliser le réseau)
- sensible (notamment détecter les défauts très résistants)
- rapide (pour réduire les conséquences des courts-circuits, notamment la stabilité du réseau et les efforts électrodynamiques) (décision en 20 ms, coupure après 70 à 100 ms)
- fiable (éviter les déclenchements intempestifs)
- autonome (ne pas devoir changer les réglages fréquemment)
- consommer peu d'énergie
- être insensible aux composantes apériodiques
- facile à mettre en oeuvre et à maintenir.

II. Aspects « hardware »

Les protections modernes sont numériques (les anciennes étaient analogiques, c'est encore la majorité de celles installées dans le réseau), le signal d'entrée est échantillonné (1000 Hz), et la mise au point d'algorithmes (placé sur mémoire EPROM) performant permet, sur base de la topologie de l'état des disjoncteurs (ouvert, fermé) ainsi que des tensions et courants mesurés d'en déduire une décision à prendre (ouverture de disjoncteurs). Les algorithmes dépendent du type de protection désiré : distance, intensité, différentiel.

Selon le type d'élément à protéger (ligne, câble, alternateur, poste, transformateur) un certain nombre de réglages (quelques centaines) sont nécessaires : nombre de kilomètres de lignes, notion de gradin de protection, aspect directionnel, impédances, etc... Ces réglages sont effectués par modem ou manuellement et sont installés sur la mémoire dite EEPROM.

Les protections numériques présentent des avantages importants par rapport aux électromécaniques, notamment l'archivage d'incidents (statistique) ou oscillographie (accès aux informations avant, pendant et après le défaut).

III. Aspects « software » :

III.1 Le relais de mesure du courant (surintensité)

C'est un relais bon marché, qui ne nécessite pas l'information sur la tension. Ce relais est peu sélectif et lent (donc ne peuvent être utilisés que dans les réseaux BT où ils n'auront pas d'influence sur la stabilité), leur réglage doit être revu lors de modification de la topologie du réseau. Il ne savent pas faire la

distinction entre courant de charge et de court-circuit, il faut donc que le courant de défaut minimum dépasse le courant maximum de charge.

Il existe une grande variété, selon la grandeur mesurée et le mode de temporisation :

- valeur instantanée, de crête, moyenne, efficace,
- valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternance, etc...
- valeur instantanée ou temporisée (temporisation fixe ou inverse).

Les relais à maximum de courant sont très largement utilisés sur les réseaux MT. En effet ils sont bien adaptés à un réseau en antenne qui peut être protégé par sélectivité dans le temps. Il faut donc admettre, dans le cas d'un défaut, une durée assez longue près du point d'alimentation. Il faut également se contenter d'avoir le temps de défaut le plus long là où le courant de c-c est le plus élevé (point d'alimentation).

En HT il est également utilisé comme :

- relais instantané de courant de phase (régime apériodique en cas de c-c, transitoire en cas de charge de condensateur - mise sous tension d'un câble ou d'une batterie de condensateurs - , transitoire en cas d'élimination d'un défaut sur ligne aérienne, transitoire lié au courant magnétisant - mise sous tension de transformateur -)
- relais instantané de courant à pourcentage (au lieu de comparer le courant à une valeur de seuil fixe, on compare à une autre valeur de courant - par exemple on compare le courant homopolaire au direct)
- relais de courant temporisé (fixe ou à temps inverse, càd d'autant plus courte que la grandeur d'entrée est importante)
- relais instantané des composantes symétriques de courant (filtrage des courants de phases et traitement pour obtenir par traitement les courants directs, inverses et homopolaires qui sont comparés à des seuils)

III.2 Le relais de distance (dit à sélectivité relative) (c'est un relais de mesure à minimum d'impédance)

C'est un relais cher (environ 350000 FB) mais remarquable. Il n'est utilisé qu'en THT et HT.

Il mesure en fait l'impédance (loi d'Ohm) sur base des informations tension et courant. En cas de défaut certaines impédances sont très sensiblement modifiées. L'impédance mesurée dépend de la distance du défaut par rapport au point de mesure (poste d'extrémité). D'où le nom de relais de distance.

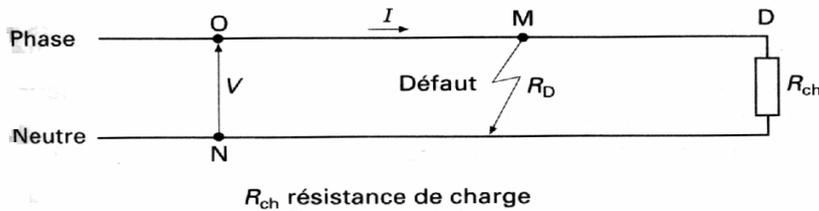
On mesure 6 impédances, soit sur chacune des boucles phase-phase et phase-terre.

Pour ce faire on se base sur l'égalité :

$$V(t) = Ri + L \frac{di}{dt}$$

Les valeurs de R et L s'évaluent sur la connaissance des tensions et courants à deux instants différents. (échantillonnage 1 ms)

Avant d'évaluer la distance il faut détecter la phase en défaut, en général cette information est fournie par la plus petite impédance. Ainsi la figure suivante permettrait de déduire un défaut phase-terre. Mais ce n'est guère toujours facile et une grande expérience est requise pour prendre cette décision.



Mesure d'impédance sur un circuit monophasé

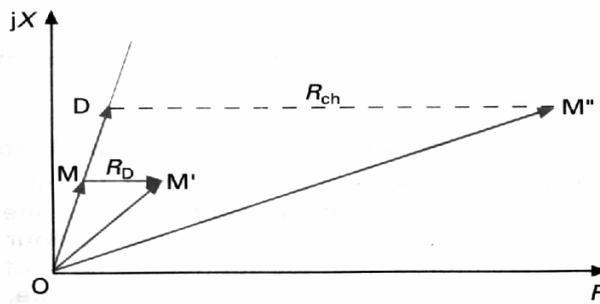
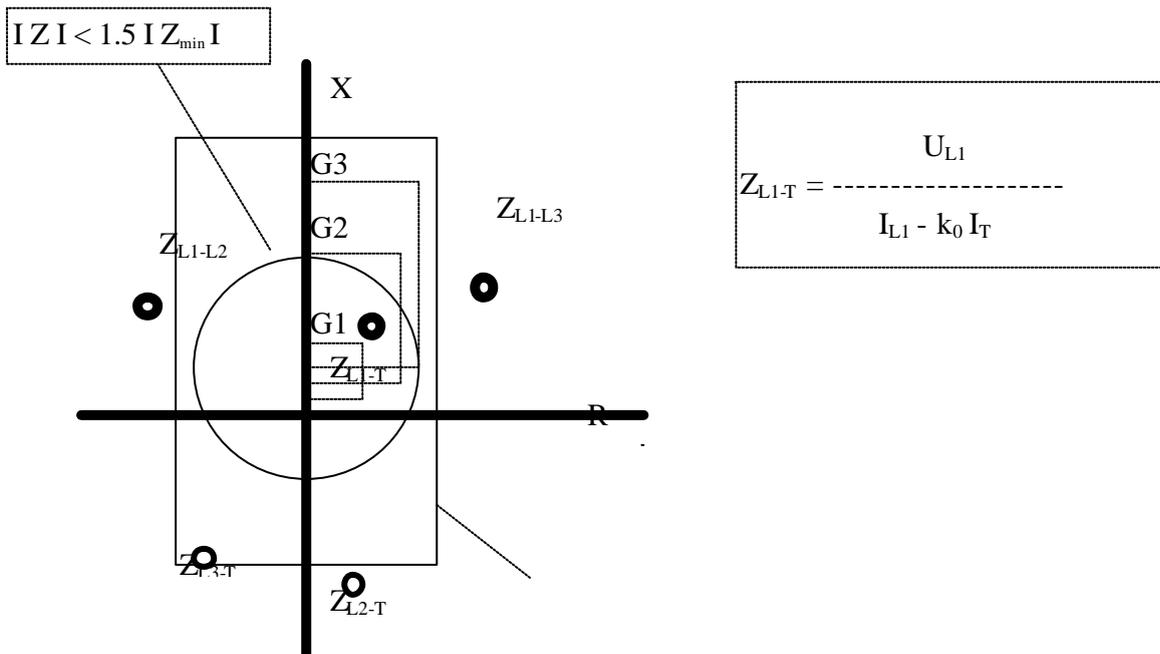
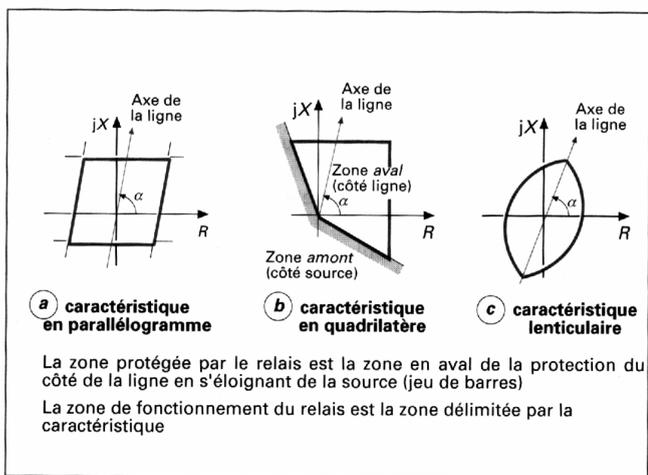


Diagramme d'impédance

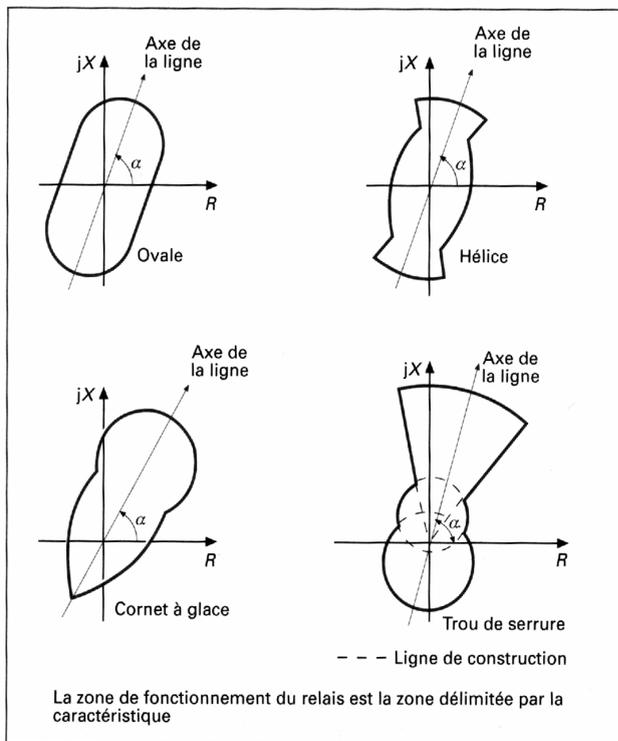


polygone de détection de défaut

L'impédance minimale (cercle, dans ce cas centré, mais ce pourrait être un cercle décentré (M_{ho} , pour les lignes longues), voir une droite - relais de réactance (pour les lignes courtes) -, un parallélogramme, un quadrilatère, voire des formes complexes en cacahuète, cornet de glace, etc...) de transit est obtenue lorsque la tension du réseau atteint sa valeur minimale (on prend en général 85% de la valeur nominale) en exploitation et que la ligne est en régime de surcharge maximale acceptable pour la stabilité du réseau ou la tenue du matériel. Le déphasage maximal entre cette tension et ce courant doit être compris conventionnellement entre -30° et $+30^\circ$.



Caractéristiques utilisées dans les protections de réseaux maillés



Caractéristiques complexes utilisées dans les protections de réseaux maillés

Le réglage du relais définit une zone de fonctionnement limite dans le diagramme (R, jX)

La fonction directionnelle peut être indépendante ou liée au relais de mesure de distance. Un relais directionnel (on ne regarde que dans une partie du plan R, X) est un relais dont la caractéristique passe par l'origine. La fonction est obtenue par comparaison de phases.

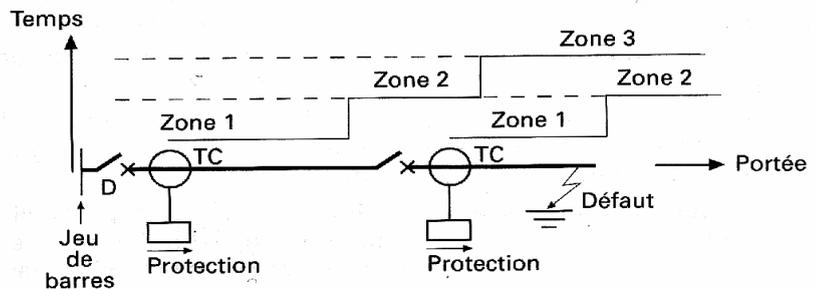
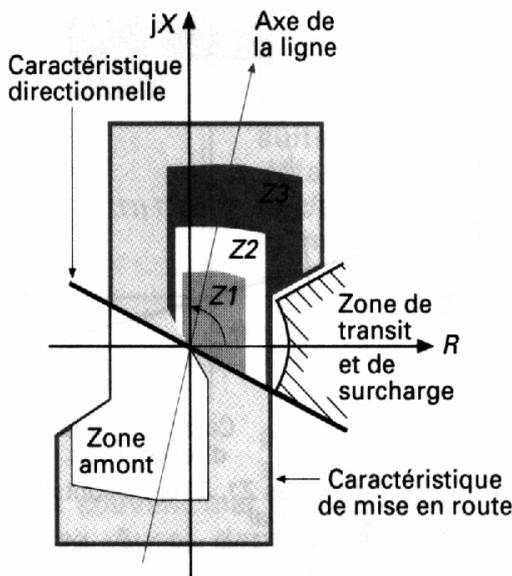
Ensuite on évalue la distance, il faut prendre en compte qu'une imprécision d'environ 10% sera liée à l'inconnue sur la résistance d'arc. On tient compte également des injections par l'autre extrémité de la ligne en cas de réseaux maillés.

Compte tenu de ces remarques, et compte tenu de raté éventuel de coupure, on définit la notion de gradins :

Il y a généralement trois gradins :

- le premier couvre 85% de la distance entre les deux postes voisins (primary protection)
 - Il y correspond une décision (coupure) la plus rapide possible (décision du relais en 20 ms)
- Le deuxième couvre jusqu'au delà du premier poste voisin (environ 120% de la distance de ligne couvert) (également incluse dans le primary protection)
 - pour des raisons de sélectivité, la décision est évidemment temporisée, càd plus longue (250 à 500 ms)
- Le troisième gradin couvre les distances supérieures pour protéger la ligne adjacente (remote back up protection) (décision temporisée d'environ 2 secondes)

Les zones Z1, Z2 et Z3 sont des zones aval



D disjoncteur
TC transformateur de courant

Le déclenchement au premier gradin demande la mise hors service du tronçon en défaut, une téléprotection (ou fibre optique) assure la transmission de l'information d'un poste à l'autre.

Couplé au relais de distance on peut y associer :

- - détection de défaut terre de faible intensité via les composantes homopolaires
- - surcharge thermique

- - fonction anti- pendulaison ou anti-pompage (tension faible, sans défaut, perte de synchronisme)
- surtension (effet Ferranti en cas de ligne longue)
- - réenclencheur
- - fonction de synchronisme (pour le réenclenchement)

On améliore la sélectivité par téléprotection : les relais aux extrémités de la liaison, dialoguent. Ceci permet de repérer à coup sûr la zone sur laquelle se produit le défaut (la limite de 85% ne joue plus si les deux extrémités repèrent le défaut au premier gradin p.e.)

III.3 Relais différentiel (dit à sélectivité absolue)

Ce type de relais est bon marché (environ 150000 FB) et très sélectif. Il est parfois associé au relais de distance pour les lignes. Typiquement utilisé dans les postes (somme vectorielle des courants = 0) , les transformateurs, les générateurs mais également pour les lignes.

Il compare la somme des courants (entrées et sorties) en valeur relative (module de la somme des courants divisé par la somme des modules).

Il ne peut surveiller que la zone entre les transformateurs de courant (TI). De plus, sur une ligne il faut rapatrier l'information via fil pilote (attention à la compatibilité électromagnétique par les voies conventionnelles).

Ce relais compare la phase du courant, la sinusoïde est transformée en onde carrée, puis digitalisée (1,5 ms) et l'information transmise par fibre optique.

Ce relais donne accès aux surcharges éventuelles (intégrale du carré du courant), sur base d'une seule extrémité.

On y ajoute généralement une fonction de réenclenchement.

Dans d'un alternateur, ce type de relais est utilisé pour le stator, le rotor, entre spires.

III.4 Sont parfois couplés aux précédents :

pour les transformateurs :

- relais Buchholz : dispositif mécanique, placé dans la conduite d'huile qui relie la cuve du transfo au conservateur d'huile. Sensible à tout mouvement important de gaz ou d'huile. Ces mouvements sont causés par des amorçages entre spires.
- protection différentielle du courant du transformateur
- protection masse cuve (un TI est placé dans la connexion cuve-terre)

pour les machines :

défaut à la terre stator, rotor, synchronisme, survitesse, etc...

en général :

Les relais de mesure de tension

uniquement à maximum ou à minimum de tension (instantanée ou crête)

Les relais de mesure de puissance

soit par des

- mesures de la puissance active, réactive, mono ou triphasée
- relais de puissance à angle (entre par exemple le courant d'une phase et la tension entre phase c'est un relais à caractéristique directionnel.

bien d'autres encore tels :

les relais de fréquence, de réenclenchement automatique, etc...

IV. Organisation des protections

L'implantation des protections doit être conçue pour :

- éliminer les défauts en séparant l'élément défectueux par coupure aval (disjoncteur, fusible) la plus proche,
- éliminer un défaut par une protection amont quand une protection ou un organe de coupure aval sont défectueux,
- prévoir des protections de secours (redondance)
- prévoir des protections spécifiques pour certains matériels (transfo, condensateurs,...)
- permettre la modification temporaire des fonctionnements pour effectuer certaines opérations : travaux sous tension, mise en parallèle de transfo, etc...

Le choix est fonction de certains paramètres tels :

- type de circuit (simple ligne, ligne en parallèle, réseau radial, maillé, intensité du courant de défaut, etc...)
- fonction de ligne (son effet sur la continuité de service, rapidité requise d'élimination du défaut)

C'est le plan de protection, qui prend en compte notamment les dangers pour les utilisateurs (tension de pas, de toucher), la structure du réseau à protéger (95% de défauts fugitifs en aérien, 100% de défauts permanents en souterrain), le choix du régime de neutre.

La protection est affectée par un choix stratégique :

V. Choix du régime du neutre

V.1 Neutre mis directement à la terre.

Un neutre mis directement à la terre limite les surtensions, mais il engendre des courants de défaut très importants.

Cette mise à la terre s'effectue au poste source. En cas de défaut à la terre, courant important, tension homopolaire très faible. Les transfo doivent avoir un primaire en triangle pour avoir une impédance homopolaire proche de la directe.

V.2 Neutre isolé

Un neutre isolé limite les courants de défaut à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition de surtensions élevées.

en cas de défaut monophasé, la tension simple monte à la valeur composée. Mais en cas de mauvaise résistivité du sol, permet une bonne coordination des isolements MT/BT sans investissements exagéré au niveau des prises de terre. Défaut détecté par surtension.

V.3 Solutions intermédiaires

Entre ces deux solutions :

- mise à la terre par résistance ou réactance pour éviter les surtensions et réduire les surintensités (défauts monophasés)
- mise à la terre par forte impédance avec des réactances accordées à la capacité du réseau.
- distribution du neutre mis à la terre au poste source et le long du réseau (choix adopté par l'ALE en BT dans la région de Liège).

ce système privilégie le passage du courant de défaut à la terre via cette distribution, seule une faible partie de ce courant traverse la terre locale, ce qui limite les montées en potentiel. Mais l'intensité des défauts à la terre est importante, ce qui demande une élimination rapide, typiquement des fusibles en BT ou des protection ampèremétrique de phase couplée avec disjoncteurs réenclencheurs autonomes.

V.4 Critères de choix

Le choix s'analyse en fonction des critères suivants :

- « optimiser » les exigences courant, tension et exploitation du réseau, résumée ci-dessous :

V.4.1 Les exigences dépendant du courant :

- *de faibles courants de défaut lors d'un défaut à la terre*
- *peu d'effets des arcs, si possible auto-extincteurs*
- *peu d'influences sur d'autres réseaux, p. ex. ceux de la Telecom ou ferroviaire*
- *de faibles tensions de pas et de contact autour du point de défaut*

V.4.2 Les exigences dépendant de la tension

- *accroissement faible de la tension à fréquence industrielle dans les conducteurs sains*
- *utilisation d'un éclateur déchargeur d'une tension nominale faible*
- *éviter d'autres défauts nés d'un défaut à la terre malgré isolement parfait, p. ex. dû à des doubles défauts à la terre*
- *éviter des surtensions causées suite à l'allumage et l'extinction d'arcs de défauts à la terre et à des manoeuvres*
- *éviter des tensions homopolaires en service sain*
- *éviter des ferrorésonances suite au dépannage après un défaut à la terre et lors de manoeuvres*
- *coordination des isolements (les défauts à la terre induisent des tensions locales qui doivent être compatibles avec les isolements des matériels.). En MT et BT il faut bien sur limiter la surtension en fonction du matériel, cela dépend de la résistance de la prise de terre maximum (environ 30 Ohm en MT, 15 Ohm en BT, par exemple) et du courant de terre qui sera limité pour ne pas dépasser la valeur d'isolement.*

V.4.3 Les exigences dépendant de l'exploitation du réseau et des clients

- *alimentation de tous les clients sans interruptions*
- *rentabilité, aussi en cas d'un agrandissement ultérieur du réseau*
- *détection automatique et sélective des défauts sans manoeuvres requis de l'opérateur*
- *dépannage automatique et rapide*
- *compatibilité avec les installations des clients*