
Table des matières

4	Protection des réseaux électriques	
	Power system protection	3
4.1	Défaut	3
4.2	Parties à protéger dans le réseau électrique	3
4.3	Connexion des relais et zones de protection	3
4.4	Système relais	4
4.4.1	Transformateurs de mesures	4
4.4.2	Relais (Relay)	6
4.4.3	Disjoncteur (Breaker)	6
4.4.4	Critères d'opération	6
4.5	Discrimination	7
4.5.1	Discrimination temporaire	7
4.5.2	Discrimination logique	9
4.5.3	Discrimination directionnelle	9
4.6	Protection des éléments du réseau	9
4.6.1	Protection des générateurs	9
4.6.2	Protection des jeux de barres	12
4.6.3	Protection des transformateurs	13
4.6.4	Protection des lignes	14
4.6.5	Protection des condensateurs	16
4.7	Quelques exemples de protection des réseaux	16
4.7.1	Réseaux radial simple	16
4.7.2	Réseau à double antenne (deux arrivées)	18
4.8	Points à retenir	19

Protection des réseaux électriques Power system protection

Pour un fonctionnement fiable du réseau électrique, des protections sont nécessaires aux différents niveaux. Le rôle d'une protection est de déconnecter (isoler) un équipement ou une partie du réseau qui se trouve en défaut, afin de protéger les équipements et le personnel opérateur. Ce rôle consiste aussi, à éviter la propagation d'un défaut à d'autres parties du réseau qui ne sont pas en défaut.

A noter enfin que la protection d'un réseau est fortement liée à son régime du neutre (Voir chapitre précédent).

4.1 Défaut

Un défaut peut être défini comme un événement qui provoque une violation des limites d'un équipement ou d'une partie du réseau électrique, par rapport aux niveaux de tension, de courant, de puissance, ou d'isolation. Un défaut est caractérisé par son *amplitude* et sa *durée*. Dans le cas général, plus la durée d'un défaut est longue, plus les dommages sur les équipements augmentent. Les défauts peuvent être engendrés par des phénomènes externes au réseau comme le climat, ou par des défaillances des équipements suite à des surcharges excessives et répétées, au vieillissement de l'isolation...etc.

Les défauts qui survient le plus dans un réseau électriques sont des violations de l'isolement des phases entre elles ou à la terre.

4.2 Parties à protéger dans le réseau électrique

Les composants essentiel qu'il faut protéger dans un réseau électrique sont les générateurs, les transformateurs, les lignes, les jeux de barres, et les charges.

La protection dédiée à un des ces composants peut être différentes et spécifique. Exemple, la protection d'une ligne est différente de la protection d'un générateur. Sur la Figure. 4.1, les différentes parties d'un réseau électrique sont représentées. Si un défaut survient sur l'une des parties délimitées, alors elle doit être immédiatement isolée.

4.3 Connexion des relais et zones de protection

Pour achever une protection effective, la connexion des relais est réalisée autour du concept de la zone du relais (relaying zone). La zone est définie pour inclure la partie du réseau qui doit être protégée et le disjoncteur (circuit breaker) nécessaire pour isoler cette partie du reste du réseau en cas de défaut. Une allocation typique des zones est montrée toujours sur la Figure. 4.1.

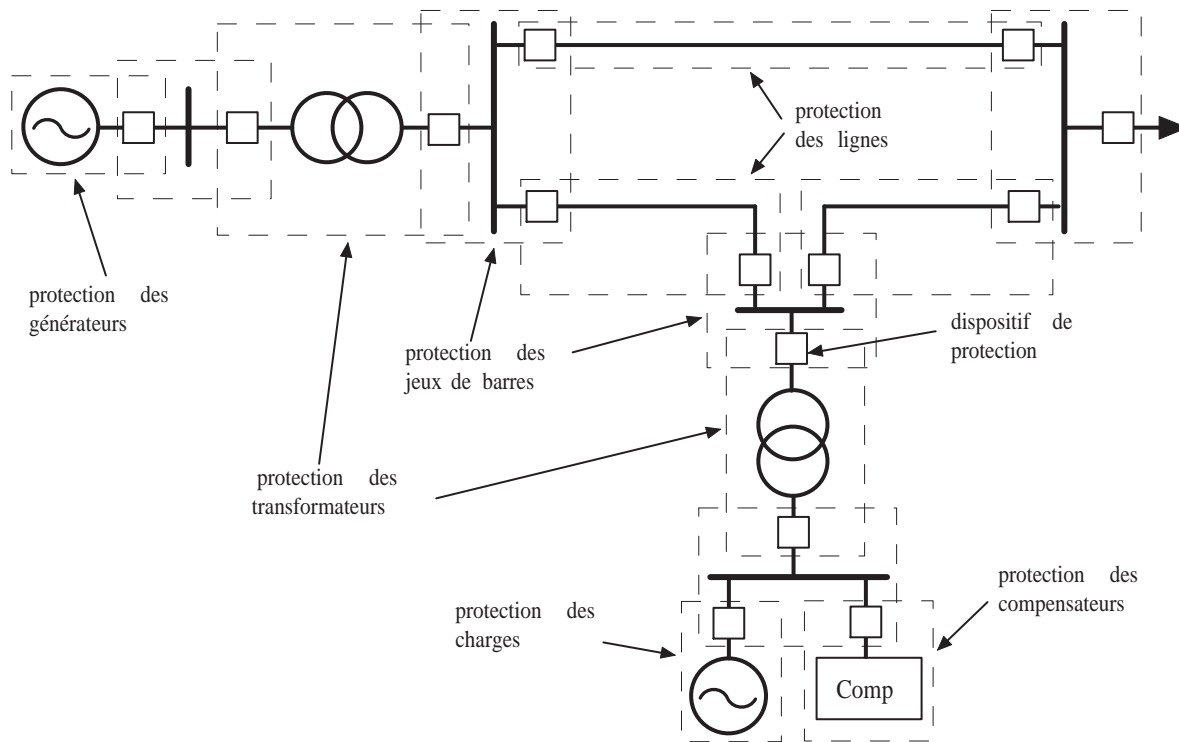


FIGURE 4.1 – Différentes parties à protéger dans le réseau électrique.

4.4 Système relais

L'élément central dans une protection est le *système relais* (relaying system) ou unité de protection illustré par la Figure. 4.2. Ce système est constitué au minimum de

- Transformateur de mesure (Instrument transformer), de tension et de courant ;
- Le relais lui-même ;
- Le disjoncteur (Circuit breaker)

Le principe de fonctionnement de ce système est le suivant : Le relais connecté aux transformateurs de mesure reçoit l'information sur l'état des grandeurs électriques du réseau (courant, tension). Si la mesure reçue dépasse un certain *seuil* (consigne) défini par l'opérateur, le relais assume alors qu'il y a défaut et envoie au disjoncteur l'ordre d'ouvrir le circuit. Dans certains cas le relais doit d'abord calculer une nouvelle grandeur électrique à partir des mesures de tension et de courant (exemples ; impédance, puissance). Très souvent la décision d'actionner le disjoncteur est précédée par un signal visuel indiquant à l'opérateur la présence d'un défaut.

Un système de relais parfois nécessite une alimentation spécifique, notamment lorsque il s'agit d'un relais électronique qui nécessite une alimentation DC. Il faut ajouter à cela aussi que parfois, un échange d'information avec d'autres relais est nécessaire pour prendre une décision, c'est pourquoi un moyen de communication est parfois associé au système de relais.

4.4.1 Transformateurs de mesures

Le transformateur de courant (Current transformer CT) est utilisé pour baisser le niveau de courant réel à des valeurs standards (1 à 5 A, selon la norme IEC 60044) utilisés par les relais. Une protection fiable dépend de la précision de mesure du CT. Il ya deux types de classe par rapport à la précision ; Classe 5P10 (erreur de 5 % pour un courant égale 10 fois le courant nominale) et classe 10P15 (erreur de 10 % pour un courant égale 15 fois le courant nominale). Un CT doit être capable supporter le courants de court circuit maximale pendant 1 seconde.

Les transformateurs de tension, (potential transformer PT, appelés aussi capacitor coupling voltage transformer CVT) sont utilisés pour baisser le niveau de tension à des valeurs typiques de 100, 100/ $\sqrt{3}$,

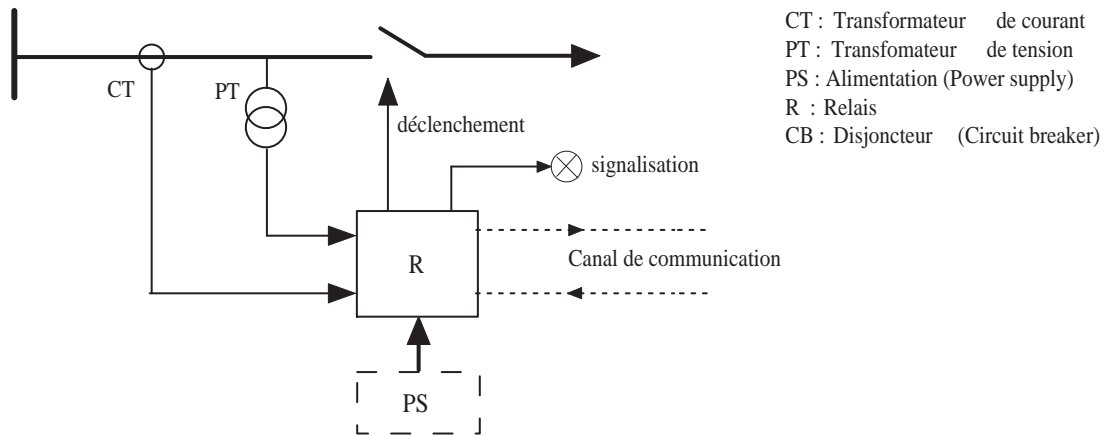


FIGURE 4.2 – Les composants d'un système relais.

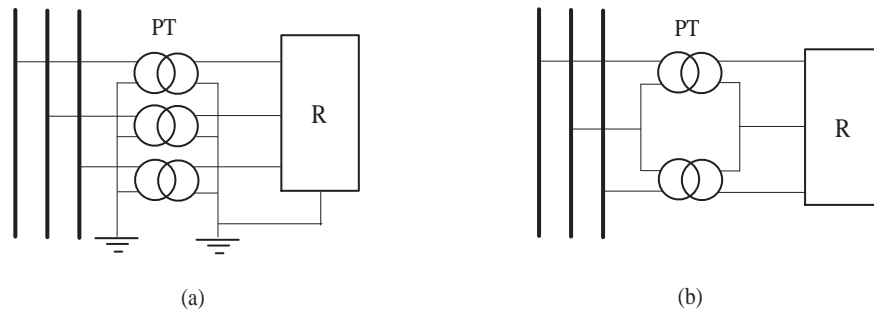


FIGURE 4.3 – Connexion des PT : (a). En étoile, (b). En V.

110, 110/ $\sqrt{3}$ V (Norme IEC 60186). Les transformateurs de tension sont couplés soit en étoile soit en V (Figure. 4.3).

Mesure de courant et tension résiduels

Les mesures de tension et de courant résiduels sont très utilisées dans la protection des réseaux à neutre isolé. La tension résiduelle caractérise le potentiel du point neutre par rapport à la terre. Ce potentiel est égal à la somme vectorielle des tensions de phase par rapport à la terre qui est égale à 3 fois la tension homopolaire (zero-sequence voltage).

$$\bar{V}_{rsd} = 3\bar{V}_0 = \bar{V}_1 + \bar{V}_2 + \bar{V}_3$$

La mesure d'une tension résiduelle est souvent le résultat d'un défaut phase-terre. Il y a deux moyens de mesurer cette tension ; Soit par trois PT dont les primaires sont connectés en étoile et les secondaires en Δ (Figure. 4.4(a)). Cette connexion permet de détecter directement la tension résiduelle dans le secondaire. Une deuxième solution consiste à connecter les primaires et les secondaires en étoile et le relais s'en charge de calculer la tension résiduelle (Figure. 4.4(b)).

Le courant résiduel est le résultat d'un défaut à la terre. Sa valeur est égale à la somme vectorielle des courants de phase ou 3 fois le courant homopolaire

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

Ce courant peut être détecté soit par un seul CT qui mesure cette somme (Figure. 4.5(a)), soit par la mesure du courant entre le neutre et la terre (si le neutre est mis à la terre comme le montre la Figure. 4.5(b)). Le relais s'en charge dans ce cas de vérifier si ce courant dépasse la consigne.

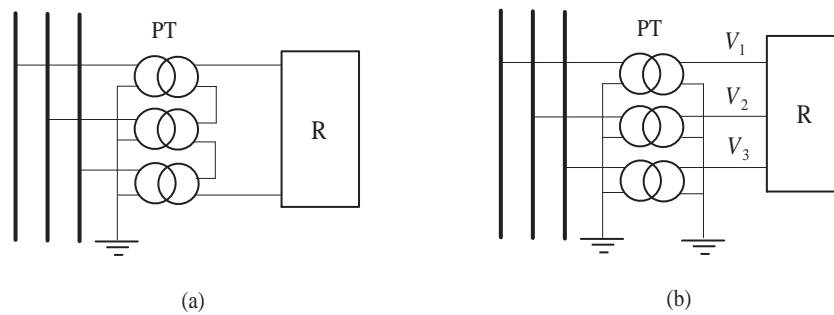


FIGURE 4.4 – Mesure de tension résiduelle.

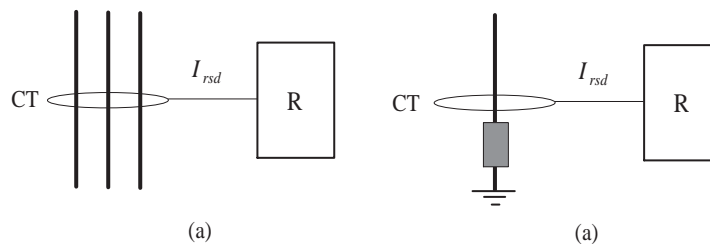


FIGURE 4.5 – Mesure de courant résiduel.

4.4.2 Relais (Relay)

Le relais est le contrôleur qui décide de l'ouverture du disjoncteur ou pas. Un relais reçoit des consignes (settings), généralement un seuil, et un temps de retard, et une fois ces consignes sont dépassées, il décide d'actionner le disjoncteur. Il y a plusieurs types de relais ; relais de surintensité (overcurrent relay), de surtension (overvoltage relay), relais d'impédance (distance relay)...etc.

4.4.3 Disjoncteur (Breaker)

Le disjoncteur est le dispositif qui ouvre le circuit en cas de défaut. Le disjoncteur doit être capable de réagir rapidement si un ordre est reçu de la part du relais. En haute tension (et même en moyenne tension), les disjoncteurs ouvrent le circuit dans des chambres à l'huile, ou des chambres à vide ou à gaz (SF6), pour éviter des arcs électriques. Les disjoncteurs sont parfois dotés d'un système de re-fermeture automatique (breaker autoreclosing system). Ce concept permet de fermer le disjoncteur après quelques secondes de son ouverture, ainsi, si le défaut a déjà disparu, alors le circuit est rétabli, si non le relais lui envoie une autre fois l'ordre d'ouvrir qu'il va re-exécuter. Si le défaut persiste, alors le disjoncteur ouvre définitivement. Ce système permet de faire la différence entre un défaut permanent et un défaut momentané ou fugitif et évite au personnel d'aller à chaque fois rétablir le circuit. Parfois, pour plus de sécurité, le disjoncteur est équipé d'un relais auxiliaire appelé défaut disjoncteur (Breaker failure BF). En cas de défaut sur le disjoncteur, ce relais sert à renvoyer l'ordre d'ouverture à un autre disjoncteur.

4.4.4 Critères d'opération

Un nombre de critères est requis pour qu'un système relais assure une bonne protection. Ces critères sont :

Rapidité (speed) : Le relais doit être suffisamment rapide isoler la partie en défaut en un minimum de temps. Parfois, le temps de repense du relais est intentionnellement différé, et dans ce cas aussi, le relais doit respecter ce décalage.

Dépendance (Dependability) : Le relais ou le système relais doit reconnaître et réagir tout le temps au défaut pour lequel il est désigné.

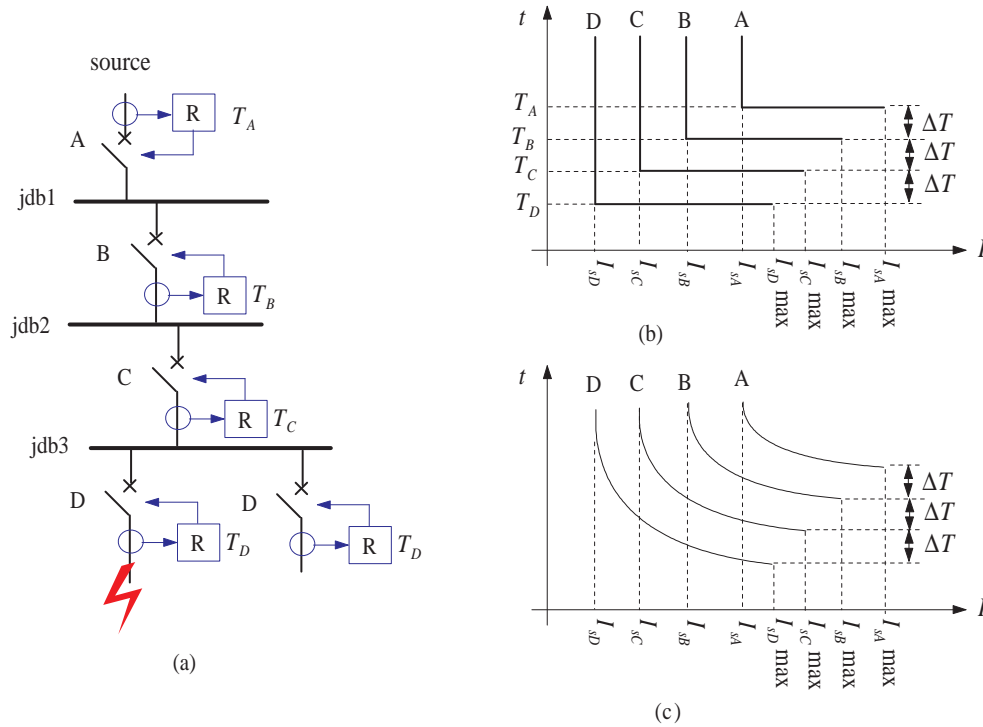


FIGURE 4.6 – Principe de la discrimination temporelle. (a). Réseau radial, (b). Discrimination avec retard fixe, (c). Discrimination avec relais IDMT.

Sécurité (Security) : Le relais ne doit pas agir en cas de perturbations, ou en cas de défaut pour lequel il n'est pas conçu.

Sélectivité (Selectivity) : En présence de plusieurs relais ou système relais, l'ordre d'intervention est pré-sélectionné pour définir le relais qui doit agir en premier en cas de défaut. Si le premier relais échoue, alors un deuxième interviendra. Ceci permet d'éviter une action simultanée de tous les relais qui mettra hors service toutes les parties du réseau. Cette sélectivité est réalisée par un décalage dans le réglage des temps d'interventions des relais.

Sensibilité (Sensitivity) : Le relais doit être suffisamment sensible pour détecter le défaut. Mais, cette sensibilité ne doit pas tremper le relais.

4.5 Discrimination

La sélectivité d'une protection est basée sur la discrimination entre les différents relais ou unités de protection installés aux différents niveaux du réseau. Il y a plusieurs types de discriminations, et les plus utilisées sont la discrimination temporelle, discrimination logique et discrimination directionnelle.

4.5.1 Discrimination temporelle

Cette discrimination (Time-based discrimination) ou *temporisation* consiste à assigner aux relais des temps de réactions différents. Le temps de déclenchement est court pour le relais le plus proche du défaut et augmente au fur et à mesure qu'on s'approche de la source.

Soit le réseau de la Figure 4.6(a) avec trois étages de protection A, B, C et D. Un temps de déclenchement (retard, ou temporisation) est assigné à chaque unité, soit T_A , T_B , T_C et T_D . Entre chaque deux unités successives, une période de discrimination ΔT est imposée en respectant la condition suivante :

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

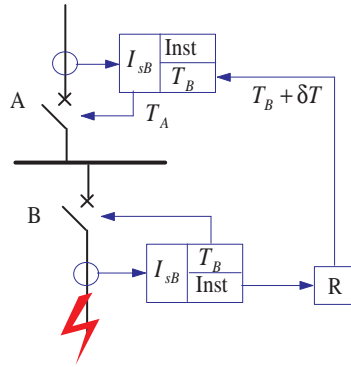


FIGURE 4.7 – Principe de la discrimination logique.

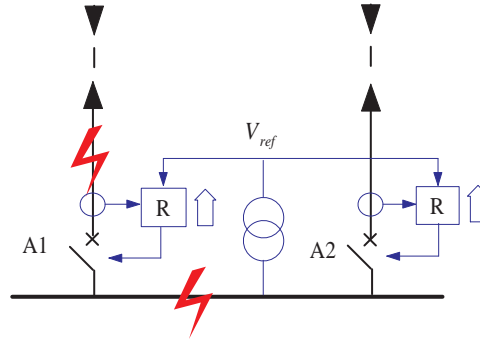


FIGURE 4.8 – Principe de la discrimination directionnelle.

avec

T_c : Le temps de coupure du disjoncteur en aval (typiquement 95 ms), t_r , le dépassement de l'unité de protection en amont, dT (environ 55 ms), la tolérance du temps de retard (typiquement 25 ms), et m , une marge de sécurité. Ainsi, en imposant une marge de sécurité de 100 ms, la période de discrimination $\Delta T = 300$ ms qui est conventionnellement la norme.

La discrimination temporaire est simple et très utile pour des réseaux à structures radiales. Il ya deux possibilités de sa mise en œuvre; La première utilise un relais à retard fixe (definite time relay) et la deuxième avec un relais IDMT (inverse definite minimum time). Dans le premier cas le réglage des seuils (courant et retard) doit respecter les conditions suivantes (voir Figure. 4.6(b)) :

$$I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD} \quad \text{et} \quad T_A > T_B > T_C > T_D$$

Pour des relais de type IDMT, les courants seuil sont réglés aux courants nominaux pour garantir une protection contre les surcharges en plus de la protection contre les courts circuits. Donc il faut que

$$I_{sA} > I_{sB} > I_{sC} > I_{sD} \quad \text{et} \quad I_{sA} = I_{nA}, I_{sB} = I_{nB}, I_{sC} = I_{nC}, I_{sD} = I_{nD}$$

Les retards au déclenchement sont réglés pour obtenir une période de discrimination au courant maximale vu par le relais de protection aval.

Remarque importante

Bien qu'elle est simple, la discrimination temporaire n'est pas envisageable lorsqu'il y a plusieurs étages de protection en cascades. En effet, le relais le plus amont aurait un temps de réaction trop long pour un défaut loin côté aval. Ce long retard peut avoir des conséquences sur les équipements en amont du point de défaut.

4.5.2 Discrimination logique

Dans une discrimination logique (logic discrimination), il n'est pas nécessaire d'imposer une discrimination temporaire entre les relais en cascade. Le relais le plus amont (à la source par exemple) peut avoir un retard court pour un défaut qui concerne sa zone directe. Lorsque il y a défaut en aval, le relais directement concerné envoie immédiatement un ordre de blocage au relais situés en amont pour prolonger leurs temps réaction afin de donner la priorité au relais concerné directement par le défaut. L'exemple de la Figure. 4.7 illustre le principe de cette discrimination ; Le relais de l'unité A est réglé sur un retard T_A , et celui de l'unité B sur un retard T_B (T_A peut être inférieur à T_B). En cas de défaut en aval de l'unité B, celle-ci envoie *instantanément* à travers un relais auxiliaire un ordre de blocage d'une durée $T_B + \delta T$ pour le relais de l'unité A qui écrasera donc T_A par $T_B + \delta T$. Par conséquent on obtient indirectement une discrimination temporaire de période δT , qui fait que le relais A interviendra avec un retard $T_B + \delta T$ pour un défaut en aval de B si celui-ci échoue à l'éliminer après un retard T_B . Par ailleurs, si le défaut ait lieu entre l'unité A et B (c'est-à-dire zone directe de l'unité A), le relais de l'unité A doit intervenir pour l'éliminer avec un retard T_A .

A noter que la période δT doit être supérieure au temps d'ouverture et d'extinction d'arc du disjoncteur (typiquement 200 ms)

4.5.3 Discrimination directionnelle

La discrimination directionnelle (directional discrimination) est très utilisée dans les réseaux bouclés. L'action du relais dépend du sens d'écoulement du courant de défaut, c'est-à-dire de la phase du courant par rapport à la tension donnée par un PT. Le principe de cette discrimination est illustré par la Figure. 4.8 ; Les unités de protection A1 et A2 sont équipées de relais directionnels contre l'écoulement de courant du jeu de barres vers les lignes. En cas de défaut an amont de A1 par exemple, il sera détecté uniquement par celui-ci (A2 ne détecte rien car le courant s'écoule de la ligne vers le jeu de barres). Dans le cas contraire, si un défaut ait lieu en amont de A2, alors A1 ne détecte rien et sera éliminer uniquement par A2.

Remarque importante

Cette discrimination est serte sélective, mais elle a souvent besoin d'autre protection contre les surintensités, car un défaut sur le jeu de barre ne sera détecté ni par A1 ni par A2.

4.6 Protection des éléments du réseau

Le réseau est généralement doit être protégé contre un certain nombre de défauts communs à tous ses éléments, notamment les courts-circuits, les surcharges, les défauts à la terre. Néanmoins certains éléments comme les générateurs ont besoin de quelques protections spécifiques contre les variations de fréquence et de tension (et éventuellement des protections mécaniques). Un élément du réseau est protégé par un ensemble d'unités de protection, et chaque unité est définie par sa fonction (son rôle). Ces fonctions sont définies par des codes selon la norme ANSI C37.2 dont les plus usuelles sont données par la Tableau. 4.1.

4.6.1 Protection des générateurs

Les générateurs (alternateurs) et systèmes associés requièrent des protections particulièrement complexes vue son importance dans le réseau électrique. Un générateur a besoin d'être protégé contre des défauts électriques (courts-circuits, surtensions, perte d'excitation, échauffements...), et mécaniques (vibrations, distorsion du rotor,...). Les principales protections contres les défauts électriques sont :

- Protection contre les surcharges ;
- Protection contre les déséquilibres des courants de phases ;
- Protection contre les courts-circuits internes et externes ;
- Protection contre les défauts à la masse.
- Protection contre les surtensions et les chutes de tensions ;
- Protection contre les pertes d'excitation ;
- etc.

TABLE 4.1 – Quelques fonctions de protection. Norme ANSI C37.2.

Code ANSI	Fonction	Protection contre
21	Protection de distance	Les variations d'impédance
26	Thermostat	Les surcharge
27	Minimum de tension	Les tensions trop faibles
46	Maximum séquence inverse	Les déséquilibres des courants de phases
49	Image thermique	Les surcharges
49T	Sonde de température	Les échauffement anormaux des enroulements des machines
50	Maximum de courant de phase instantané	Les courts-circuits entre phases
50BF	Défaillance disjoncteur	La non ouverture du disjoncteur après ordre de déclenchement.
50N ou 50G	Maximum courant terre instantané	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
51	Maximum courant de phase temporisé	Les surcharges et courts-circuits entre phase.
51N ou 51G	Maximum courant terre temporisé	Les Défaut à terre : N : I résiduel calculé/mesuré par 3 TC G : I résiduel mesuré directement par un TC
59	Maximum de tension	Les tensions trop élevées
59N	Maximum tension résiduelle	Les défauts d'isolement
64REF	Différentielle de terre restreinte	Les défauts à la terre d'enroulements en étoile avec neutre mis à la terre
67	Maximum de courant phase directionnelle	Les courts-circuits selon le sens d'écoulement du courant
67N	Maximum courant terre directionnelle	Les défauts à la terre selon le sens d'écoulement du courant
87B	Différentielle barre	Les défauts internes aux jeux de barres
87L	Différentielle ligne	Les défauts internes des lignes
87T	Différentielle transformateur	Les défauts internes des transformateurs
87G	Différentielle générateurs	Les défauts internes des générateurs

Protection contre les surcharges

La protection contre les surcharges peut être réalisée par la fonction ANSI 51 (surintensité) de type IDMT ou par la fonction ANSI 49RMS (surcharge thermiques).

Protection contre les déséquilibres

Cette protection est assurée par la fonction ANSI 46 (Figure. 4.9), qui calcule la composante inverse des courants triphasés et décide d'activer la protection à un certain seuil.

Protection contre les courts-circuits externes

Elle est réalisée par la fonction ANSI 51 (Figure. 4.10) réglé à un seuil égal à 2 fois le courant nominale avec un temps de retard.

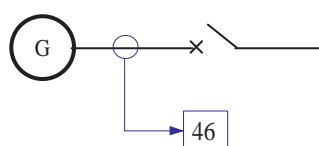


FIGURE 4.9 – Protection des générateurs contre le déséquilibre des courants de phases.

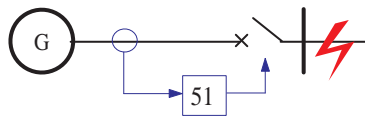


FIGURE 4.10 – Protection des générateurs contre des courts-circuits externes.

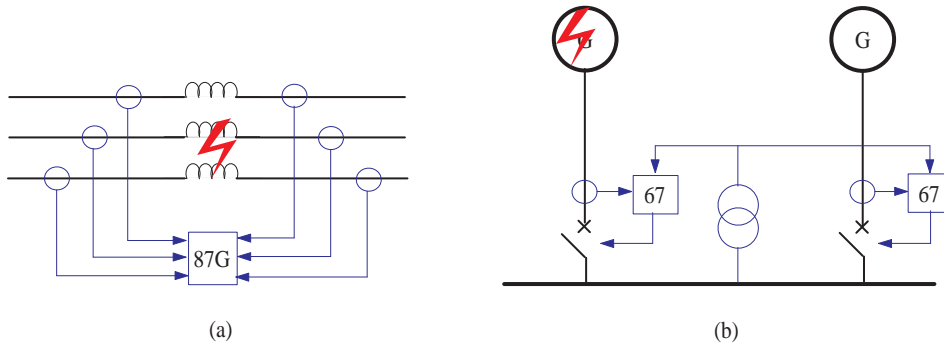


FIGURE 4.11 – Protection des générateurs contre des courts-circuits statoriques : (a). Protection différentielle, (b). Protection directionnelle.

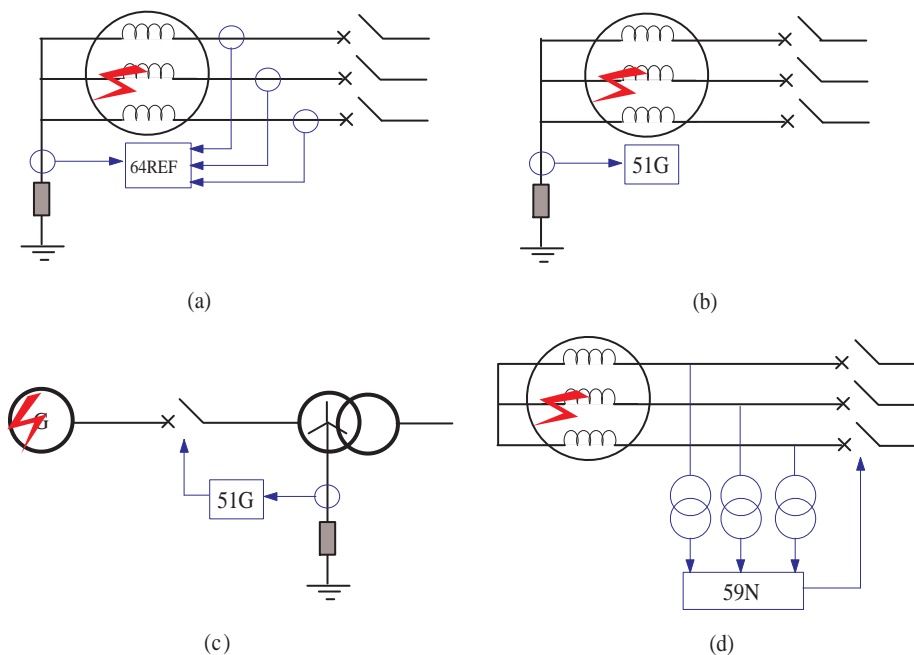


FIGURE 4.12 – Protection des générateurs contre des défauts à la terre : (a). Différentielle terre (neutre générateur mis à la terre), (b). Maximum courant terre (neutre générateur mis à la terre), (c). Maximum courant terre (neutre réseau mis à la terre), (d). Maximum tension résiduelle (neutre isolé)

Protection contre les courts-circuits internes (au stator)

Elle peut être réalisée parfaitement par une protection par la fonction ANSI 87G (protection différentielle générateur, sur Figure.4.11(a)) réglé entre 5 et 15% du courant nominale avec réaction instantanée. Si l'alternateur fonctionne en parallèle avec d'autres, la fonction ANSI 67 (protection directionnelle sur Figure. 4.11(b)) réglé à I_n peut être utiliser contre ce type de défaut (Voir discrimination directionnelle pour plus d'explication).

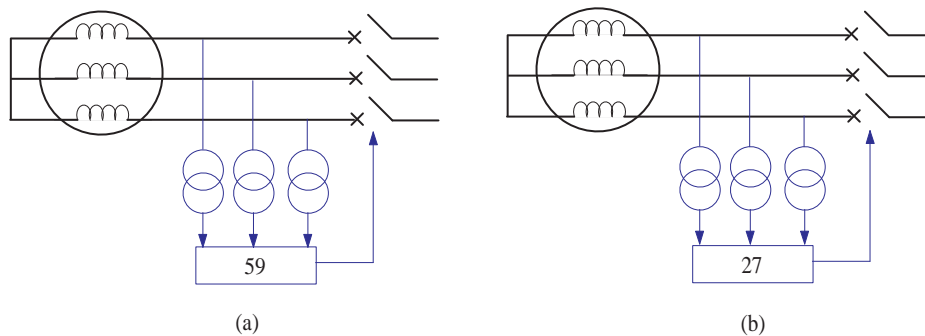


FIGURE 4.13 – Protection des générateurs contre les variations de la tension : (a). Surtension, (b). sous-tension.

Protection contre les défaut à la terre

La protection contre les défauts à la terre ou la masse d'un générateur dépend du régime du neutre de celui-ci. Si le neutre du générateur est mis à la terre, ce qui est souvent le cas pour faciliter la détection des courants de défaut, alors les fonctions ANSI 51G ou ANSI 64REF (Différentielle de terre, qui sert à comparer les courants résiduels entre la liaison neutre-terre et les courants triphasés) sont généralement les plus meilleures solutions (Figures. 4.12(a)-(b)). Le seuil de réaction est réglé à 10% du courant terre maximale avec un temps retard pour ANSI 51G et instantané pour ANSI 64REF. Dans le cas d'un neutre mis à la terre côté réseau, ce type de défaut est facilement détectable par la fonction ANSI 51G (Figure. 4.12(c)) avec le même réglage. Par ailleurs, si le neutre est isolé (Figure. 4.12(d)) il faut surveiller le déplacement du neutre par la fonction ANSI 59N (Maximum tension résiduelle).

Protection contre les variations de la tension

Les surtensions peuvent avoir comme conséquences la détérioration des isolants et l'échauffement des circuits magnétiques. La protection contre les surtensions (Figure. 4.13) est réalisée par la fonction ANSI 59 (Maximum de tension) qui a comme consigne d'activer la protection pour des tensions en régime permanent supérieures ou égale à 110% de la tension nominale (un temps de retard de quelques secondes est imposée pour éviter un déclenchement pour des phénomènes transitoires). Pour les chutes de tension les conséquences sont la perte de couple et l'échauffement. La protection est assurée par la fonction ANSI 27 (Minimum de tension) qui réagit à une tension inférieure ou égale à 80% de la tension nominale avec un temps de retard de quelques secondes aussi.

4.6.2 Protection des jeux de barres

Les jeux de barres nécessitent souvent deux protections ;

- Contres les surintensités (courts-circuits) ;
- Défauts à la terre ;

Contre les surintensités, des fonctions ANSI 51 (défauts entre phase) ou ANSI 51N (défauts à la terre) sont utilisés en amont de chaque jeu de barres. Une durée de discrimination est imposée entre les unités pour assurer une sélectivité. Pour l'exemple de la Figure. 4.14(a) on peut prendre $T_C = 0.1$ sec, $T_B = 0.4$ sec et $T_A = 0.7$ sec soit une discrimination de 0.3 sec. Dans certains cas, il est préférable d'imposer une discrimination logique comme le montre l'exemple de la Figure. 4.14(b) où

- L'unité A est réglée pour intervenir après un temps court (0.1 sec par exemple) pour un défaut sur le jeu de barres 1 ;
- Les unités B et C sont réglées à 0.4 et 0.1 sec respectivement.

Dans ce cas, pour un défaut au jeu de barres 2, l'unité B doit envoyer *immédiatement* un ordre de blocage à l'unité A. Si B n'arrive pas à éliminer le défaut après 0.4 sec, l'unité A interviendra avec un retard $\Delta T = 0.3$ sec soit à 0.7 sec.

La protection différentielle utilise la fonction ANSI 87B (Figure. 4.14(c)). Celle-ci compare la somme vectorielle des courants en amont et en aval du jeu de barres. Lorsqu'il n'y a aucun défaut la somme est

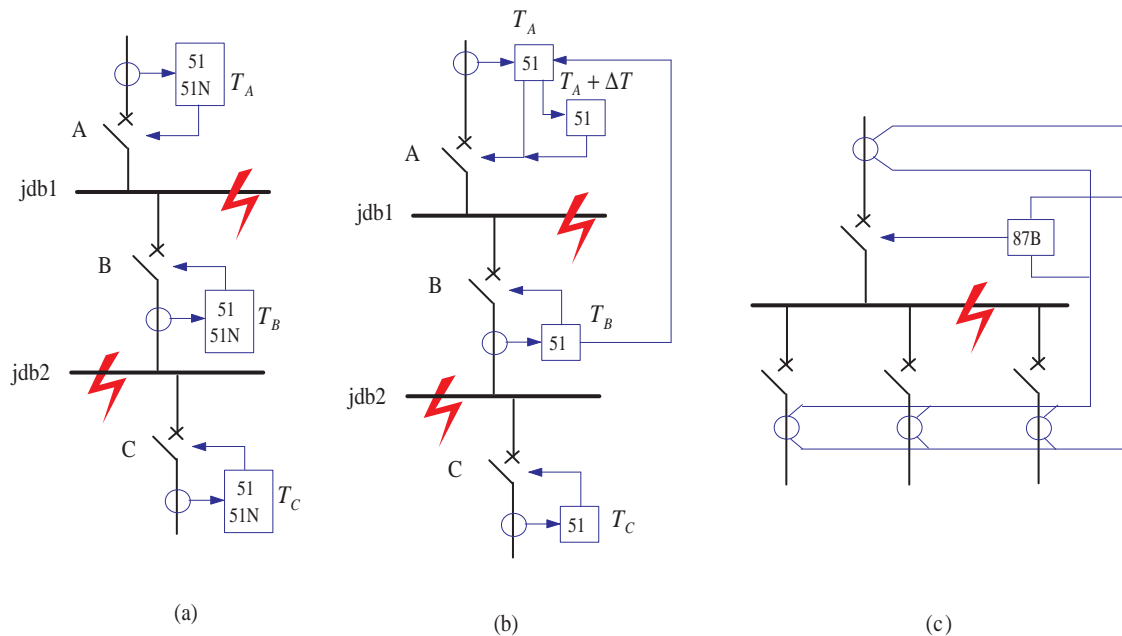


FIGURE 4.14 – Protection des jeux de barres : (a) Discrimination temporelle, (b). Discrimination logique, (c). Protection différentielle.

zéro, mais pour un défaut sur le jeu de barre cette somme est différente de zéro. Dans ce cas, la fonction ANSI 87B ordonne l'ouverture soit du disjoncteur amont soit de tous les disjoncteurs (amont et aval).

4.6.3 Protection des transformateurs

Un transformateur doit être protégé au moins contre ;

- Les surcharges ;
- Les courts-circuits ;
- Les défauts à la terre.

Protection contre les surcharges

Une surcharge de longue durée se manifeste souvent par des effets thermiques. Les transformateurs sont normalement équipés d'une protection contre l'échauffement par la fonction ANSI 26. Il s'agit d'un thermostat qui surveille en permanence la température du diélectrique liquide dans lequel sont émergés les enroulements du transformateur. En générale un signal d'alarme est émis à 95°C et un déclenchement de la protection est ordonné à 100°C. Une autre protection par la fonction ANSI 49T (sonde de température) sert à surveiller la température des enroulements, pour les transformateurs de type sec. Pour la fonction ANSI 49T la norme recommande une alarme à 150°C et un déclenchement à 160°C.

Pour les transformateur MT/BT la protection contre la surcharge est simplement réalisée par le disjoncteur côté BT.

Protection contre les courts-circuits

La protection des transformateurs contre les courts-circuits peut être réalisée par différentes fonctions ;

1. Pour les transformateurs à bain d'huile, la fonction de protection ANSI 63 sensible aux émissions de gaz causées par l'échauffement de l'huile en cas de défaut interne (court-circuit entre spire d'un même enroulement ou court-circuit entre phases). On peut citer pour cette fonction le relais Buchholz dont le principe de fonctionnement illustré sur la Figure. 4.15 peut être résumé comme suit : En cas de défaut, la température de l'huile augmente provoquant un dégagement de gaz qui actionne un flotteur

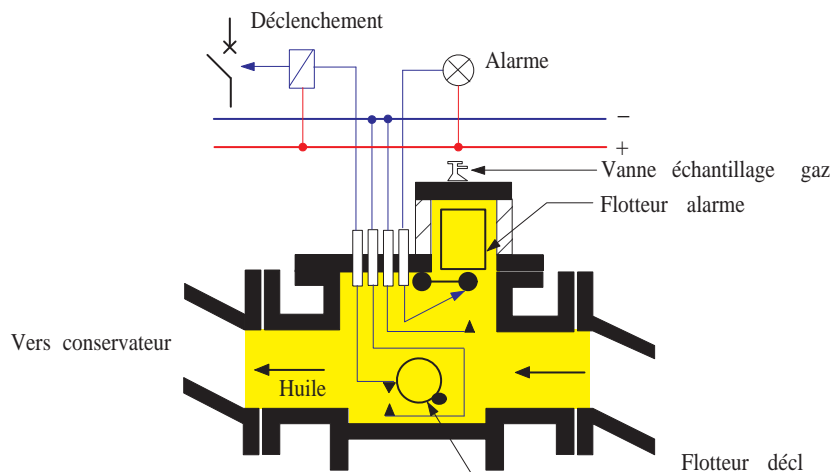


FIGURE 4.15 – Principe de fonctionnement d'un relais Buchholz.

d'alarme. Si l'échauffement persiste, les gaz dégagés agissent sur un autre flotteur pour déclencher la protection (ouverture du ou des disjoncteurs).

2. La protection différentielle par la fonction ANSI 87T est l'une des meilleures solutions contre les courts-circuits entre phases (Figure. 4.16(a)). Pour éviter des déclenchements nuisibles le 2^{ème} et le 5^{ème} harmonique sont souvent pris en compte ;
3. Une protection instantanée (sans retard) contre les surintensités par la fonction ANSI 50, très utile en cas de court-circuit violent (Figure. 4.16(b)) ;
4. Fusibles sur les enroulement HT pour les transformateur de faibles puissances (Figure. 4.16(b)).

Défauts à la terre

Les défauts à la terre dans un transformateur sont causés souvent par le contact d'un enroulement avec la masse du transformateur. La protection contre un défaut à la terre peut être réalisée aussi de différentes manières ;

1. Une protection contre les surintensités par la fonction ANSI 51G (mesure de courant résiduel dans la liaison à la terre) dans la mise à la terre de la masse du transformateur (Figure. 4.16(c)) ;
2. Pour des défauts phase-terre dans le transformateur, en amont ou en aval de celui-ci, la fonction protection ANSI 51N sur la Figure. 4.16(d) (mesure le courant résiduelle par la somme des courants triphasés) est préférable ;
3. Si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure. 4.16(e)) on peut utiliser la fonction ANSI 64REF. Cette protection est différentielle, puisque elle est basée sur la comparaison des courants résiduels dans la liaison neutre-terre et les courants triphasés à la sortie du transformateur ;
4. Protection du point neutre par la fonction ANSI 51G si le réseau aval est mis à la terre au secondaire du transformateur (Figure. 4.16(f)). Par ailleurs, si le neutre n'est pas accessible au secondaire (neutre isolé), il faut utiliser une protection contre le déplacement du point neutre, i.e., la fonction ANSI 59N (Figure. 4.16(g)).

4.6.4 Protection des lignes

Les lignes nécessitent aussi des protection contre

- Les déséquilibres ;
- Les courts-circuits entre phases et à la terre ;

La protection contre les déséquilibres est assurée par la fonction ANSI 46 comme le cas d'un générateur. Contre les défauts entre phase, la fonction ANSI 51 est la meilleure solution pour des lignes simples.

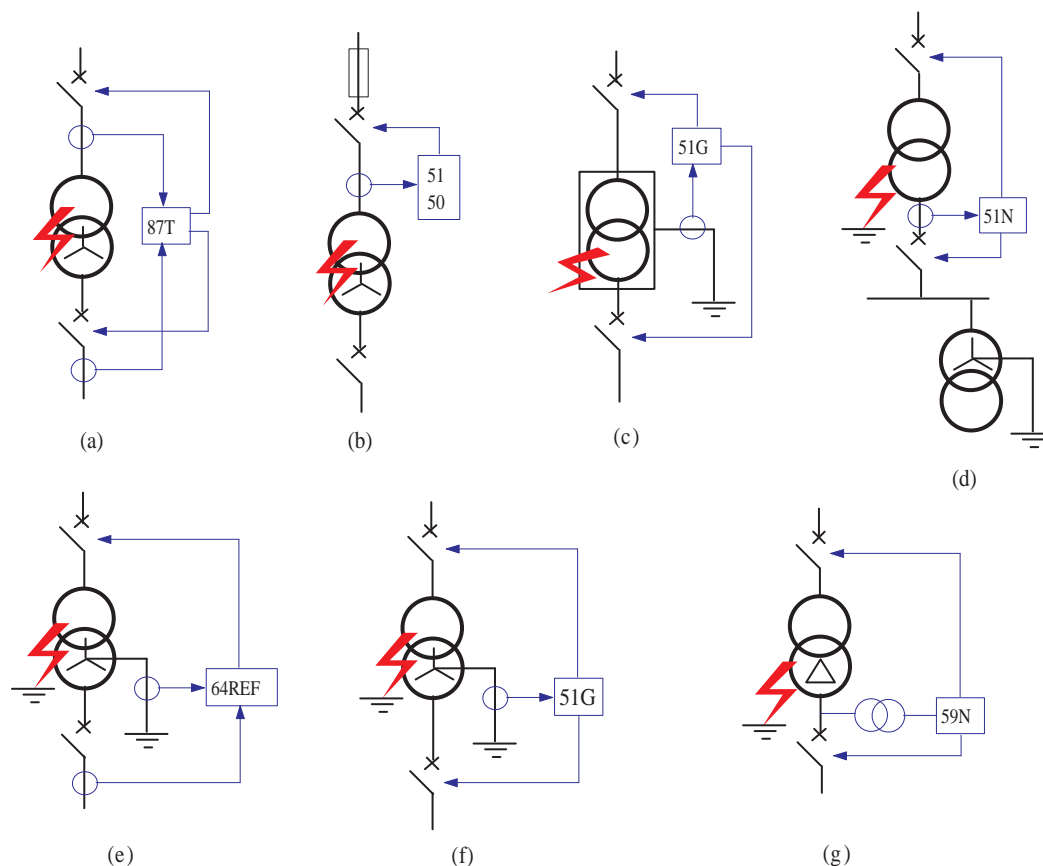


FIGURE 4.16 – Protection des transformateurs : (a), (b). Protection contre les courts-circuits. (c), (d), (e), (f) et (g). Protection contre les défauts à la terre.

Finalement, les défauts à la terre sont détectés par la fonction ANSI 51N ou ANSI 67N (Figure. 4.17(a)). Par ailleurs, en plus de ces protections, les lignes importantes sont souvent dotées des protection différentielle et de distances ;

La protection différentielle : illustrée sur la Figure est assurée par des unités de fonction ANSI 87L (différentielle ligne) sur les deux extrémités de la ligne (Figure. 4.17(b)). Les deux unités mesurent en permanence les courants à l'entrée et à la sortie de cette ligne, et échangent l'information via un moyen de communication. S'il n'y a aucun défaut, alors les deux courants sont égaux (ou presque). Cependant, en cas de défaut (entre phase ou à la terre), alors les deux unités mesureront des courants différents et décident par conséquent d'ouvrir leurs disjoncteurs respectif pour isoler la ligne lorsque la différence en question dépasse un certain seuil.

Cette protection est très utile (rapide) et surtout sélective, car elle permet d'isoler la part en défaut pour éviter des déclenchements en amont ou en aval ;

La protection de distance : ou d'impédance est l'une des protections les plus importantes utilisées pour les lignes électriques. Son principe est illustrée sur la Figure. 4.17(c). D'abord, la longueur de la ligne est partagée en plusieurs section ou *zone de protection*. Pour chaque zone est couverte par des unité de protection par la fonction ANSI 21 (protection de distance) aux deux extrémités. Cette fonction calcule l'impédance apparente à partir de la mesure de la tension et du courant ($Z = V/I$). Pour un fonctionnement normale, cette impédance se situe autour d'une valeur normalement connue (Elle est généralement élevée et presque résistive), mais en cas de défaut, elle change de façon drastique et devient plutôt inductive (Figure. 4.17(d)). A partir des paramètres de la ligne et sa puissance de court-circuit, la valeur calculée de Z permet d'estimer la distance entre le point de défaut et celui de la mesure, ce qui permettra de décider lequel des tronçons de ligne à isoler. Sur l'exemple de la Figure. 4.17(c) trois zones de protection sont définies dans le plan de Z ; Si la valeur calculée de l'impédance

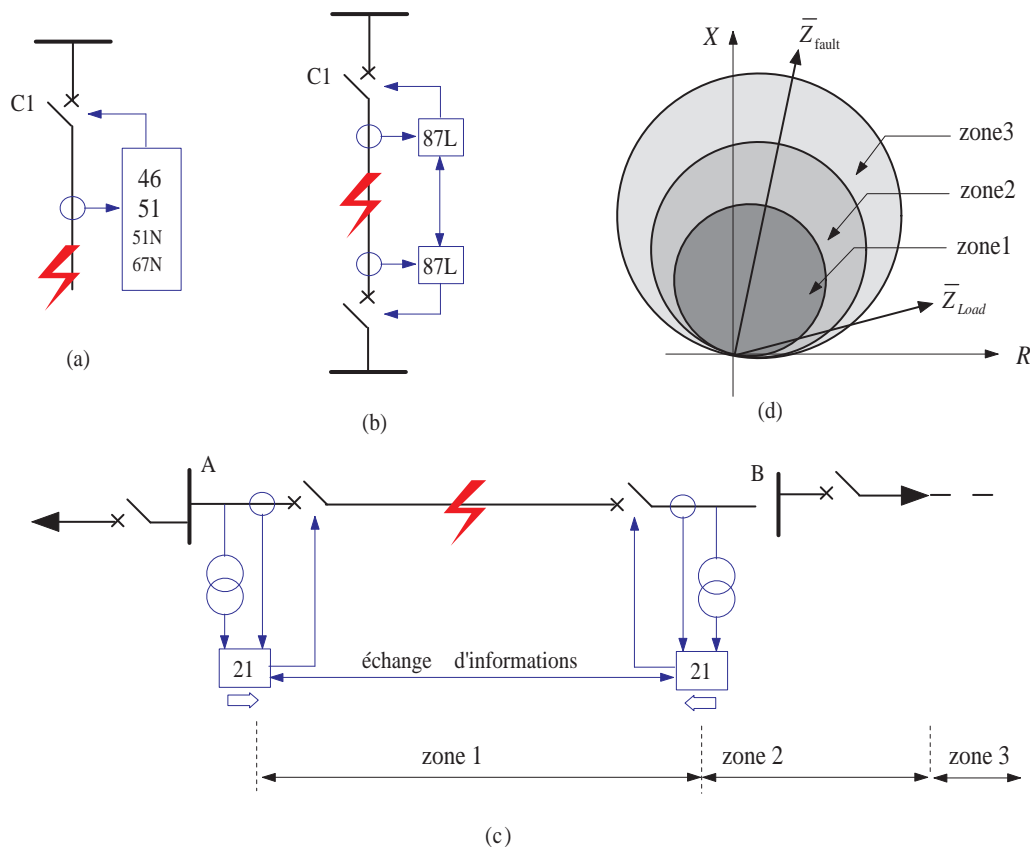


FIGURE 4.17 – Protection des lignes : (a). Protection contre les surintensités, (b). Protection différentielle, (c). Protection de distance.

appartient à la zone 1 dans le plan de Z , alors la fonction ANSI 21 comprendra que le défaut se situe entre A et B et décide par conséquent d'ordonner l'ouverture de son disjoncteur et d'envoyer l'information à l'unité située à l'autre extrémité de la ligne pour l'ouverture de son disjoncteur. Si par ailleurs, la valeur de l'impédance est située dans le zone 2 ou 3 dans le plan de Z alors cette fonction (ANSI 21) comprendra que le défaut est situé en dehors du tronçon AB, et par conséquent aucun des deux disjoncteur ne devrait ouvrir.

Il faut finalement remarquer que cette protection est sélective comme la protection différentielle, mais elle l'avantage d'estimer le point de défaut.

4.6.5 Protection des condensateurs

Les batteries de condensateurs nécessitent des protections

- Contres les surcharges par la fonction ANSI 49RMS réglée à 1.3 le courant nominal avec un temps de 10 min environ ou par la fonction ANSI 51 avec relais de type IDMT réglé toujours à 1.3 le courant nominal ;
- Contre les courts-circuits par la fonction ANSI 51 (10 fois le courant nominal, retard 100 ms) ;
- Contre les défauts à la terre par la fonction ANSI 51G ou 51N à 20% du courant terre maximal ;
- Contre les surtension (ANSI 59), réglée à 110% de la tension nominale.

4.7 Quelques exemples de protection des réseaux

4.7.1 Réseaux radial simple

Les protections essentielles d'un réseau radial simple comportent usuellement :

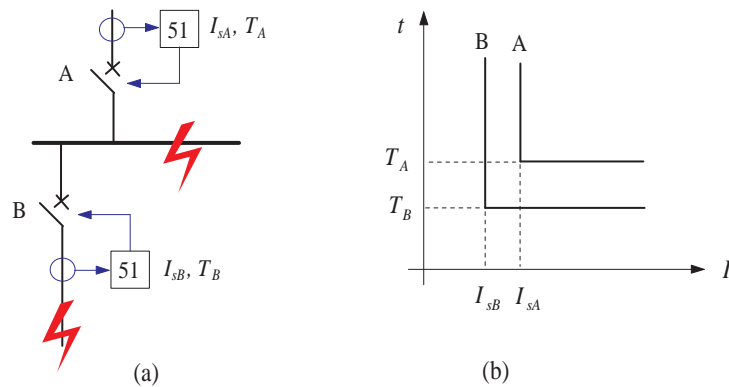


FIGURE 4.18 – Protection contre les défauts entre phases pour un réseau simple : (a). réseau radial, (b). Discrimination temporelle.

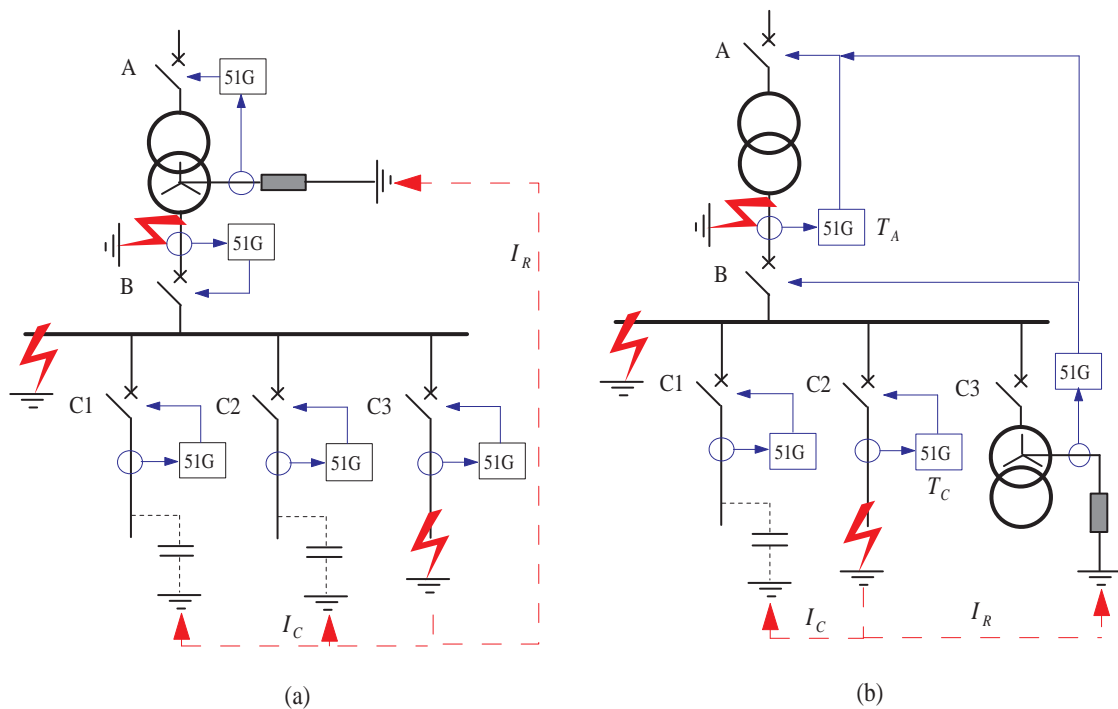


FIGURE 4.19 – Protection contre les défauts à la terre pour un réseau simple à neutre enterré : (a). Neutre mis à la terre au niveau du transformateur principal, (b). Neutre mis à la terre en aval du jeu de barres.

- Des protections contre les surintensités, dues à des défauts entre phases (courts-circuits) ou à des surcharges ;
- Des protections contre les défauts entre les phases et la terre.

La Figure. 4.18 illustre les protections contre les surintensités dédiées généralement à un réseau simple avec une arrivée, un jeu de barres et un ou plusieurs départs. On distingue :

- Des fonction de protection ANSI 51 en amont et en aval du jeu de barres (contre les courts-circuits entre phases) ;
- Les relais dans chaque unités sont réglés à des seuils de courants I_{sA} , I_{sB} avec $I_{sA} \geq I_{sB}$;
- Une discrimination temporelle (Time-based discrimination) est imposée entre l'unité de protection de l'arrivée (A) et les unités de protection du départs (B). Si B est réglé pour intervenir après un temps T_B pour un défaut sur un départ, alors A doit être réglée pour intervenir après un temps $T_A \geq T_B + \Delta T$ pour un défaut sur le jeu de barre. La durée de discrimination ΔT (retard) est généralement

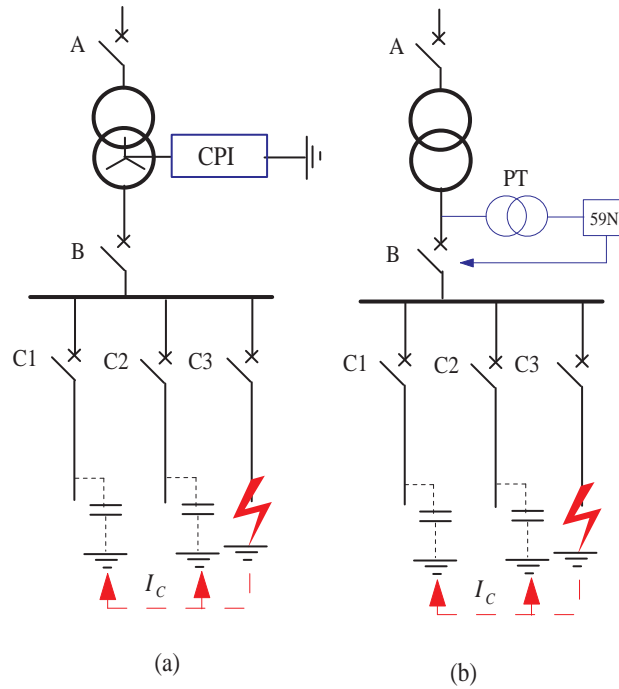


FIGURE 4.20 – Protection contre les défauts à la terre pour un réseau simple à neutre isolé : (a). Protection par un CPI, (b). Protection par ANSI 59N.

0.3 secondes. Avec cette discrimination, la protection A ne risque pas de déclencher pour un défaut concernant B, mais en cas d'échec de celle-ci après un temps T_B alors elle doit intervenir dans un temps ΔT .

Pour ce type de réseau, la protection contre les défaut à la terre est aussi nécessaire et les dispositifs dédiés à cet effet sont installés à l'arrivée et aux différents départs, ainsi que sur la liaison neutre-terre au niveau du transformateur (Figure. 4.19(a)) ou en aval du jeu de barres (Figure. 4.19(b)). Il s'agit des unités de protection à maximum d'intensité à la terre, ANSI 51G (ou ANSI 51N). Le principe de sélectivité doit être respecté aussi pour cette protection, c'est-à-dire, une discrimination est imposée entre les différents niveaux A, B et C. Par ailleurs, les seuils de déclenchement sont différents de la protection contre les surintensités (ANSI 51).

Par ailleurs, si la durée de discrimination nécessaire ΔT est longue, il se peut que la protection en amont interviendra trop tard. Dans ce cas il est préférable d'utiliser une discrimination logique.

Pour des réseaux à neutre isolé, en plus des protections ANSI 51, il faut ajouter des protection contre le déplacement du point neutre (défaut phase-terre), soit par un CPI (Figure. 4.20(a)), soit par la mesure de la tension résiduel, en utilisant la fonction ANSI 59N (Figure. 4.20(b)).

4.7.2 Réseau à double antenne (deux arrivées)

Pour des configurations plus complexes du réseau, d'autres protections sont souvent nécessaires. On peut notamment citer la protection directionnelle. Les Figure. 4.21(a) et 4.21(b) illustre les protections nécessaires pour un réseau à deux arrivées. En plus des protections contre les surintensités (ANSI 51 et ANSI 51G), il y a les protections directionnelles ANSI 67 et ANSI 67N très utiles pour ces structures car elles permettent une meilleure sélectivité (Un défaut en aval de B1 par exemple ne va entraîner l'ouverture de B2) à condition bien de donner la priorité à la fonction ANSI 67 et non pas à la fonction ANSI 51, i.e., $T_R < T_B$. Pour les défauts à la terre la fonction ANSI 67N doit avoir aussi la priorité sur la fonction ANSI 51G pour assurer la sélectivité.

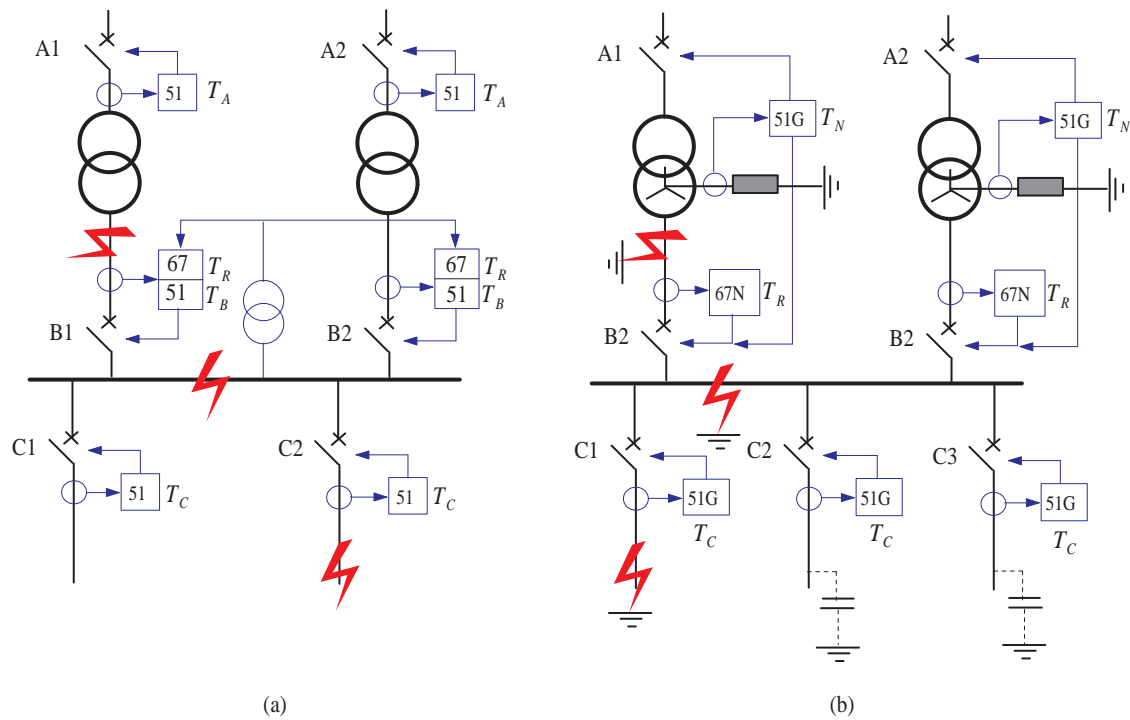


FIGURE 4.21 – Protection d'un réseau à deux arrivées : (a). Protection contre les défauts entre phases, (b). Protection contre les défauts à la terre.

4.8 Points à retenir

En résumé voici, les points essentiels à retenir pour la protection d'un réseau électrique

1. Tous les éléments du réseau doivent être protégés en premier lieu contre les défaut d'isolement entre phases (courts-circuits) et entre phases et terre. Néanmoins d'autre protections spécifiques à chaque équipements (générateurs, transformateurs notamment) sont obligatoires ;
2. La protection à adopter doit tenir compte du régime du neutre ;
3. Une protection doit être rapide et sélective. La discrimination est indispensable pour assurer cette qualité ;
4. Le type de discrimination dépend de la structure du réseau.