

CHAPITRE III - Exploitation des réseaux électriques

1. Protection des transformateurs HTB/HTA

Le transformateur est l'équipement le plus important dans un poste de transport. Son coût est extrêmement élevé et son immobilisation en cas d'incident est toujours très longue. Pour cette raison, il doit être envisagé de sorte à réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. Ceci peut s'effectuer via un système de protection très sophistiqué.

1.1. Protections internes : Elles sont assurées par :

❖ Un relais Buchholz

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent certaine quantité d'huile et provoquent un dégagement gazeux. Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve de transformateur et de là vers le conservateur à travers un relais mécanique appelé relais BUCHHOLZ. Ce relais est sensible à tout mouvement de gaz ou d'huile. Si ce mouvement est faible, il ferme un contact de signalisation (alarme BUCHHOLZ). Par ailleurs, un ordre de déclenchement est émis au moyen d'un autre contact qui se ferme en cas de mouvement important. Les gaz restent enfermés à la partie supérieure du relais, d'où ils peuvent être prélevés, et leur examen permet dans une certaine mesure de faire des hypothèses sur la nature de défauts :

- Si les gaz ne sont pas inflammables on peut dire que c'est l'air qui provient soit d'une poche d'air ou de fuite d'huile.
- Si les gaz s'enflamment, il y a eu destruction des matières isolantes donc le transformateur doit être mis hors service.



Relais BUCHHOLZ.

Cette protection sera à deux niveaux pour le transformateur: le premier donnera un **signal d'alarme**, le second un **signal de déclenchement**.

Les arcs qui prennent naissance à l'intérieur de la cuve d'un transformateur décomposent une certaine quantité d'huile et provoque un dégagement gazeux dont le volume est supérieur à celui de l'huile décomposée,

- Les gaz produits montent vers la partie supérieure de la cuve du transformateur et de là, vers le conservateur.

- Pour déceler le dégagement gazeux, on intercale sur la canalisation reliant la cuve au conservateur un relais **BUCHOLZ**.
- Pour le réglage en charge il est prévu un seul niveau qui donnera un signal de déclenchement.
- Le gaz qui s'est accumulé dans la cloche du relais peut être récupéré et analysé, ce qui permet d'obtenir des indications sur la nature et l'emplacement du défaut. Il existe trois niveaux d'analyse.
- Analyse visuelle, si le gaz est :
 - Incolore : c'est de l'air. On purge le relais et on remet le transformateur sous tension,
 - Blanc : c'est qu'il y a échauffement de l'isolant,
 - Jaune : c'est qu'il s'est produit un arc contournant une cale en bois,
 - Noir : c'est qu'il y a désagrégation de l'huile.

❖ **Protection de masse cuve :**

Une protection rapide, détectant les défauts internes au transformateur, est constituée par le relais de détection de défaut à la masse de cuve (Fig. III.10). Pour se faire, la cuve du transformateur, ses accessoires, ainsi que ses circuits auxiliaires doivent être isolés du sol par des joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est réalisée par une seule connexion courte qui passe à l'intérieur d'un TC tore qui permet d'effectuer la mesure du courant s'écoulant à la terre. Tout défaut entre la partie active et la cuve du transformateur est ainsi détecté par un relais de courant alimenté par ce TC. Ce relais envoie un ordre de déclenchement instantané aux disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur.

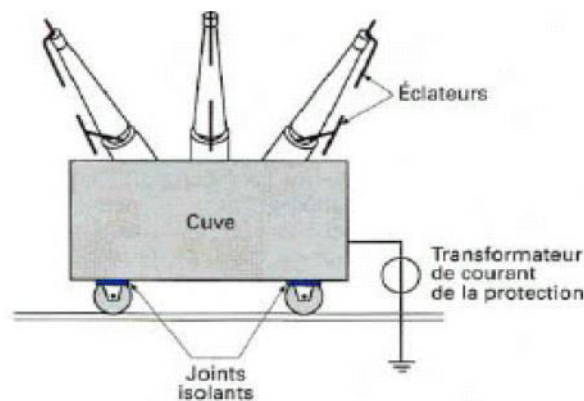


Fig. III.10 - Protection de masse cuve.

❖ **La protection thermique:**

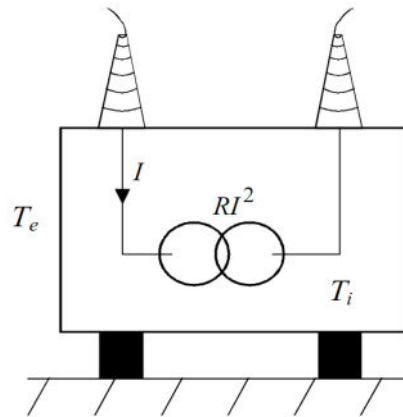
Elle est utilisée pour protéger les machines (moteur, alternateur et le transformateur de puissance) contre les surcharges. Pour détecter l'existence d'une surcharge, elle fait une estimation de l'échauffement des bobines primaire et secondaire à protéger à partir de la mesure du courant. La protection détermine l'échauffement E des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

$$\tau \cdot \frac{dE}{dt} + E = \left(\frac{I}{I_n} \right)^2$$

Avec, E : Échauffement,
 τ : Constante de temps thermique de la transformateur,
 I_n : Courant nominal,
 I : Courant efficace.

L'apport calorifique par effet de Joule $R.I^2.dt$ est égale à la somme de :

- 1- L'évacuation thermique de transformateur par convection avec le milieu extérieur (T_e),
- 2- La quantité de chaleur emmagasinée (T_i) par le transformateur par élévation de sa température.



❖ La protection par DGPT:

Le DGPT (Défenseur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour le transformateur isolement liquide. Ce dispositif détecte les anomalies au sein du diélectrique liquide telles que émission de gaz, élévation de pression ou de température, et provoque la mise hors tension du transformateur. Il est principalement destiné à la protection des transformateurs immergés étanches à remplissage total. Pour un défaut grave, le dégagement gazeux est recueilli en un point haut au relais, une accumulation trop importante provoque une alarme.

1.2. Protections externes

❖ Protection à maximum de courant de phase :

Le transformateur HTB/HTA sera en général protégé par deux protections à maximum de courant, Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA).

❖ Protection du neutre HTA :

❖ **Protection différentielle** : La protection différentielle est obtenue par la comparaison de la somme des courants primaires à la somme des courants secondaires. L'écart de ces courants ne doit pas dépasser une valeur i_0 pendant un temps supérieur à t_0 , au-delà il y a déclenchement

1.3. Protection contre la surtension :

Le rôle des parafoudres et des éclateurs de protection est de protéger le transformateur contre les surtensions excessives dont l'origine peut être :

- Soit les manœuvres de disjoncteurs dans des circonstances particulières,
- Soit les coups de foudre en ligne,
- Soit un défaut d'isolement en ligne etc.

Les parafoudres doivent être choisis, ou l'écartement des éclateurs réglé, de façon telle que la tension maximale qui atteint le transformateur soit, au plus, égale à 80% de la tension d'essai correspondante. Leur efficacité n'est garantie que s'ils sont placés à proximité immédiate du transformateur à protéger : les éclateurs sont généralement disposés sur les traversées elles-mêmes du transformateur, les parafoudres sont parfois accrochés à la cuve du transformateur. Dans le cas contraire, en effet, des réflexions d'ondes sur les lignes avec formation de nœuds et ventres peuvent réduire très sensiblement leur efficacité. Les éclateurs de protection sont moins fidèles que les parafoudres, en ce sens que la dispersion des tensions d'amorçage en fonction des conditions atmosphériques, ou de la forme de l'onde, est bien supérieure à celle des parafoudres. En outre, un arc amorcé entre les électrodes d'un éclateur ne s'éteint pas toujours de lui-même lorsque la tension appliquée redevient normale. Les éclateurs doivent donc être utilisés conjointement avec un dispositif de protection contre les défauts la terre extérieurs à la cuve du transformateur.

1.4. Réglage de la tension,

Que ce soit sur les réseaux de distribution ou de transport, la tenue de la tension permet d'optimiser leur fonctionnement et donc de réduire les coûts de maintenance et les coûts d'exploitation. Pour mieux s'en rendre compte, il est nécessaire d'utiliser une modélisation mathématique simple des réseaux électriques triphasés.

Les lignes triphasées en régime équilibré peuvent être décrite par un modèle monophasé équivalent dit modèle en Π 1. Ce modèle est couramment utilisé dans l'étude des réseaux. Il est valable pour des lignes de courte et moyenne longueur, c'est-à-dire inférieures à 150 km. Les phénomènes de propagation, c'est-à-dire l'atténuation de l'onde de tension, peuvent alors être négligés tout en prenant en compte l'effet capacitif des lignes. Le modèle est représenté sur la gure II.1.

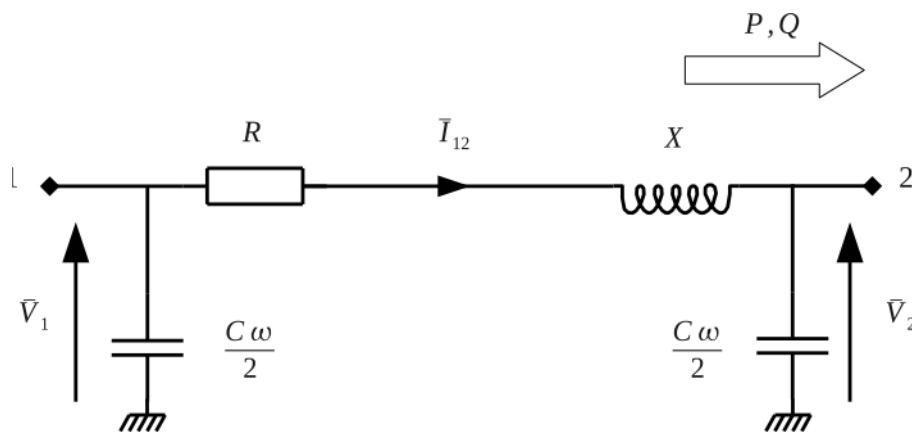
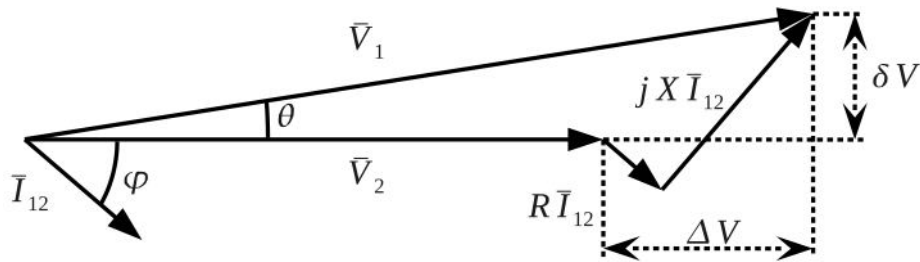


FIGURE II.1 – Modèle monophasé en Π d'une ligne électrique triphasée.

On associe à ce modèle en II le diagramme de Fresnel reliant les diverses grandeurs du système entre elles. Ce diagramme est présenté sur la gure II.2.



1.4.1 Chutes de tension et pertes Joule

Considérant le modèle en II, en supposant connues la tension V_2 et les puissances active P_t et réactive Q_t transitant dans la ligne, il est alors possible de déterminer la chute de tension complexe ΔV :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{R P_t + X Q_t}{\bar{V}_2} + j \frac{X P_t - R Q_t}{\bar{V}_2}$$

Dans le cas d'un réseau peu chargé (hypothèse de Kapp), il est possible de négliger le déphasage δ entre les tensions V_1 et V_2 . Le module de la chute de tension devient égal à sa partie réelle, soit :

$$\Delta \bar{V} = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 = \frac{R P_t + X Q_t}{\bar{V}_2}$$

La chute de tension est alors directement fonction des puissances transitant dans la ligne et de la tension nominale du réseau. Un plan de tension élevé permet donc de réduire les chutes de tension le long des lignes 2.

Par ailleurs les pertes Joule P_J par phase peuvent s'écrire suivant l'équation suivante :

$$P_J = R \frac{P_t^2 + Q_t^2}{V_2^2}$$

Un plan de tension élevé réduira les pertes Joule dans les lignes.

Le réglage de tension permet donc d'assurer le respect le plan de tension des réseaux et ainsi de diminuer les chutes de tension et les pertes Joule en agissant sur un placement intelligent des grandeurs de régulation.

1.5. Utilité du réglage de la tension

Le réglage de tension, que ce soit sur les réseaux de transport ou de distribution, est essentiel pour la sûreté, la qualité et l'optimisation du système électrique. Tout en permettant aux utilisateurs du réseau de faire fonctionner leurs matériels dans des conditions optimales, il assure aux gestionnaires du réseau une exploitation des réseaux à moindre coût et dans des conditions de sûreté satisfaisantes.

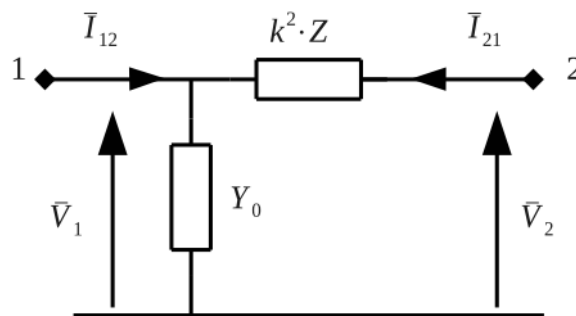
1.6. Le réglage de tension dans les réseaux de distribution

Principe général de fonctionnement Comparativement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution ne sont que très peu instrumentés. De part leur conception et leur mode de fonctionnement, il n'est pas nécessaire de disposer de nombreux points de mesure pour pouvoir garantir une tension dans les limites admissibles à tous les nœuds du réseau. Les variations de la consommation ont bien une influence sur la tension du réseau de distribution. Pour régler la tension et s'assurer que celle-ci soit bien dans les limites acceptables, le gestionnaire des réseaux de distribution dispose de différents actionneurs tels que les transformateurs régleurs en charge et les bancs de capacité.

1.6.1 Dispositifs de réglage de la tension,

1.6.1.1 Transformateurs régleurs en charge

Sur les réseaux de distribution, les principaux actionneurs du réglage de tension sont les transformateurs régleurs en charge. Il s'agit de transformateurs à rapport de transformation variable piloté par un automate. Ces transformateurs sont situés dans les postes sources HTB/HTA. Le modèle classique utilisé pour la représentation mathématique des transformateurs triphasés symétriques est présenté dans la figure ci-dessous. Le paramètre k permet de modéliser le rapport de transformation. Il prend des valeurs discrètes correspondant aux différentes prises possibles du transformateur. Y_0 représente l'impédance à vide du transformateur et Z les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire.



La plupart des transformateurs des postes sources HTB/HTA possède un nombre de prises compris entre 17 et 25 pour une puissance allant de 1 MVA à 36 MVA. Ils permettent de délivrer une tension comprise, au secondaire, entre 0.92 p.u. et 1.22 p.u.

Le premier changement de prise intervient lorsque la tension au nœud réglé dépasse une valeur seuil pendant un temps supérieur à une temporisation T_1 égale en générale à 60 s. Cette première temporisation permet de laisser passer d'éventuelles variations de tension provisoires dues aux connexions ou déconnexions de charges importantes ou aux fluctuations de tension venant du réseau de transport et corrigées en quelques secondes par les réglages primaires et secondaires des centrales électriques. Les éventuels changements de prises suivants interviennent si la tension dépasse la valeur seuil pendant une temporisation plus courte T_2 , en générale égale à 10 s. Ce temps correspond au temps de réarmement du ressort du mécanisme de changement de prise.

II.3.1.2 Bancs de condensateurs

Pour diminuer les transits de puissance réactive dans les postes sources HTB/HTA, des bancs de condensateurs sont connectés au jeu de barres côté HTA. Ils corrigent le facteur de puissance $\cos \phi$ du poste source. Ce facteur de puissance est donné par la formule suivante :

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

où :

P est la puissance active transitant dans le poste source ;

Q est la puissance réactive transitant dans le poste source.

Afin de connaître la quantité de puissance réactive ΔQ à injecter pour passer d'un facteur de puissance effectif $\cos \phi_1$ à un facteur de puissance désiré $\cos \phi_2$ il est possible d'appliquer la formule suivante :

$$\begin{aligned} \Delta Q &= P (\tan \varphi_1 - \tan \varphi_2) \\ &= P \left(\sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_1} - 1} - \sqrt{\frac{1}{\cos^2 \varphi_2} - 1} \right) \end{aligned}$$

Les bancs de condensateurs sont contrôlés par des automates utilisant des relais varométriques. Suivant la puissance réactive appelée par le réseau, ces relais varométriques enclenchent ou non un gradin de condensateurs qui leur est associé. En général, le temps entre deux déclenchements de gradins est de 10 min. Les bancs de condensateurs sont utilisés pour régler le transit de puissance à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau de transport. Ils ont une influence sur la tension mais ne sont pas aujourd'hui directement utilisés pour régler la tension.