

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE AKLI MOAND OULHADJ-BOUIRA



Faculté des Sciences et des Sciences Appliquées

Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'étude

Présenté par :

Toumi Mohammed

En vue de l'obtention du diplôme de **Master** en :

Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux électrique

Thème :

Protection d'un transformateur 60Kv/5.943Kv de société
des ciments de Sour el Ghozlane par sepam 80

Devant le jury composé de :

Bouhadda
Grice Issam
Ait Saadi

MCB
MAA
MCA

UAMOB
UAMOB
UAMOB

Présidente
Encadreur
Examineur

Année Universitaire 2019/2020

Dédicaces

Je tiens à dédier ce modeste travail

En premier lieu à mes très chers parents qui m'ont soutenu et veillé sur ma bonne éducation et ma réussite dans la vie, je leur présente toute

Ma reconnaissance, Un profond amour et respect

A chacun de mes très chers frères (Moussa ; Zakaria ; Ishak)

A mes très chères sœurs (Imane ; Naçera)

A toute la famille Toumi ; Boudjerda, mes tantes et oncles.

A tous mes meilleurs amis.

À ma chère épouse (Amina) et ma chère fille (Asmaa Hind)

A mon amie **BAADJI FOUZI**

À mon promoteur **ISSAM GRICHE**

Sans oublier tous ceux qui ont aidé de près ou de loin pendant mon parcours universitaire.

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant pour nous avoir donné le courage et la volonté de réaliser ce travail.

En effet, ce mémoire n'aurait pas pu s'écrire sans le soutien de plusieurs personnes et organismes à qui je souhaite témoigner ma reconnaissance. Ce travail a été réalisé au sein de la société des ciments de Sour EL Ghozlane.

Nous remercions également à notre encadreur, **ISSAM GRICHE** pour avoir accepté de diriger ce travail, pour ses conseils avisés et pour son temps dédié à la lecture et à la correction de ce travail.

Nous voudrions remercier à tous les amis, présentes ou à distance, mais qui ont toujours été là pour nous donner leur support. Impossible de citer tous les noms sur papier, il n'y a pas la place que dans le cœur. Merci beaucoup.

Il n'y a pas de mots pour dire merci à ma famille qui m'ont prêté aide et confort.

Bouira, le 17/12/2020

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	I
<i>Chapitre 01</i>	<i>2</i>
1.1. Introduction	2
1.2. Différents types de réseaux électrique [1]	3
1.2.1. Réseau de transport et d'interconnexion [1]	3
1.2.2. Réseau de répartition [1]	4
1.2.3. Réseau de distribution MT [1]	4
1.2.4. Réseau de distribution BT	5
1.3. Nature du courant électrique [1]	5
1.4. Planification des réseaux [1]	5
1.5. Sources d'alimentation [2]	5
1.6. Architectures des réseaux électrique [2]	6
1.6.1. Poste de livraison HTB	6
1.6.2. Poste de livraison HTA [1]	8
1.6.3. Structure des réseaux HTA [3]	11
1.7. Conclusion	15
 <i>Chapitre 02</i>	 <i>16</i>
 TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE	 16
2.1. Introduction	16
2.2. Les transformateurs dans les réseaux électriques	17
2.2.1. Transformateurs THT/HTB [1]	17
2.2.2. Autotransformateurs d'interconnexion [1]	18
2.2.3. Transformateur HTB/HTA	19
2.2.4. Transformateurs des centrales de production	19
2.2.5. Transformateurs de distribution HTA/BT	19
2.2.6. Générateurs homopolaires	26
2.3. Les protections des transformateurs HTB/HTA	27
2.3.1. Types de défauts	27
2.3.2. Protection externe	28
2.3.3. Protection interne	33
2.4. Conclusion	37

<i>Chapitre 03</i>	38
RENOVATION DE RELAIS DE PROTECTION DE POSTE 60/5.934KV DE CIMENTERIE DE SOUR EL GHOZLANE PAR SEPAM 80	
	38
3.1. Introduction.....	38
3.2. Présentation des SEPAM.....	38
3.2.1. Définition	38
3.2.2. Différents types de SEPAM.....	39
3.2.3. Présentation du SEPAM série 80	39
3.2.4. Interfaces Homme Machine	39
3.2.5. Information complète sur l'exploitant de l'IHM avancée	40
3.2.6. Fonctions et mesures réalisées par le SEPAM serie80	41
3.2.7. Surveillance des TP.....	42
3.2.8. Surveillance des TC.....	42
3.2.9. Les protections assurées par les SEPAM série 80.....	44
3.2.10. Raccordement de SEPAM serie80 à l'outil de paramétrage.....	44
3.2.11. Principe du protocole Modbus.....	45
3.2.12. Présentation du logiciel SFT2841.....	46
3.3. Application.....	49
3.3.1. Présentation de Poste électrique de cimenterie de S.E.G	49
3.3.2. Paramétrage et réglage de la SEPAM	49
3.4. CONCLUSION.....	58
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....	
	59
A.1. Introduction	60
A.2. Identification de l'usine	60
A.3. Caractéristiques techniques et équipements technologiques.....	61
A.4. FICHE TECHNIQUE.....	61
A.5. Organisation de sociétés des ciments de SOUR EL GHOZLANE.....	62
A.6. Processus de fabrication du ciment.....	62

Liste des figures

Figure 1. 1. Schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents.....	3
Figure 1. 2. Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB	7
Figure 1. 3. Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB.....	7
Figure 1. 4. Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB.....	8
Figure 1. 5. Alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT	9
Figure 1. 6. Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT	9
Figure 1. 7. Alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT	10
Figure 1. 8. Poste de livraison HTA à comptage HT	11
Figure 1. 9. Réseau HTA radial en simple antenne.....	11
Figure 1. 10. Réseau HTA radial en double antenne sans couplage	12
Figure 1. 11. Réseau HTA radial en double antenne avec couplage.....	12
Figure 1. 12. Réseau HTA en double dérivation.....	13
Figure 1. 13. Réseau HTA en boucle ouverte	14
Figure 1. 14. Réseau HTA en boucle fermée	15
Figure 2. 1. Transformateur d'interconnexion.....	18
Figure 2. 2. Les autotransformateurs d'interconnexion.....	18
Figure 2. 3 Transformateur de distribution Sec enrobés	20
Figure 2. 4. Transformateur de distributions immergées	20
Figure 2. 5. Transformateur sur poteau	21
Figure 2. 6. Transformateur sur poteau (TPC)	22
Figure 2. 7. Transformateur en cabine	22
Figure 2. 12. Schéma TN_S	24
Figure 2. 13. Schéma TNC.....	24
Figure 2. 14. Schéma TT	25
Figure 2. 15. Schéma IT	26
Figure 2. 16. Schéma fonctionnel d'un générateur homopolaire.....	26
Figure 2. 17. Réalisation d'un générateur homopolaire	27
Figure 2. 18. Principe de la différentielle haute impédance.....	31
Figure 2. 19. Protection différentielle des transformateurs à haut impédance	31
Figure 2. 20. Eclateur.....	33
Figure 2. 21. Relais BUCHHOLZ.....	34
Figure 2. 22. Protection de masse cuve.	35

Figure 2. 23.	Placement de TC tore	36
Figure 2. 24.	Différentes températures au transformateur	37
Figure 3. 1.	IHM avancée intégrée et déporté	40
Figure 3. 2.	Synoptique intégrée.....	40
Figure 3. 3.	Schéma de raccordement de SEPAMT87	43
Figure 3. 4.	SEPAM série 80 et ses modules optionnels	44
Figure 3. 5.	Principe du réseau maître esclave	46
Figure 3. 6.	Fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841	47
Figure 3. 7.	SFT2841 Connecté à un SEPAM via le port série	48
Figure 3. 8.	SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM.....	48
Figure 3. 9.	Configuration matérielle T87	50
Figure 3. 10.	Caractéristique générales	51
Figure 3. 11.	Capteur TC-TP	52
Figure 3. 12.	Activation des protections	53
Figure 3. 13.	Maximum de courant phase	54
Figure 3. 14.	Maximum de courant terre	55
Figure 3. 15.	49RMS - Image thermique.....	56
Figure 3. 16.	Maximum de composante inverse.....	57
Figure 3. 17.	87 T Différentielle transformateur	58

Liste des tableaux

Tableau 1. 1 Puissance de livraison	6
---	---

INTRODUCTION GENERALE

Les investissements humains et matériels affectés aux réseaux électriques sont énormes. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles stabilité, économie et surtout continuité du service. Les lignes et les câbles de distribution d'énergie électrique moyenne tension HTA constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTA et BT. Ce qui n'est pas toujours le cas, car ces lignes sont souvent exposées à des incidents ou défauts qui peuvent interrompre ce service et engendrer des pertes financières importantes pour les industriels et des désagréments pour les simples consommateurs.

Depuis l'entrée sur le marché des relais de protections ces quinze dernières années, pour la protection électrique, plusieurs algorithmes ont été développés afin de rendre ces relais plus performants aussi bien sur leur rapidité de fonctionnement que sur leur précision.

Pour cela le sujet traité dans ce mémoire s'intéresse à une étude au niveau de société des ciments de Sour el Ghozlane filaires de groupe GICA (groupe industrielle ciment Algérie)

Notre travail consiste à une étude complète sur le transformateur HTB/HTA 60/5.934Kv la rénovation de relais de protection vers le SEPAM 80 et la protection de transformateur soit protection de exploitation ; interne et externe.

Le présent mémoire est structuré comme suit :

- Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques.
- Le deuxième chapitre généralité et protection sur les transformateurs.
- Dans le dernier chapitre on présente le SEPAM 80 et les paramétrages pour protéger notre transformateur

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

Chapitre 01

GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUE

1.1. Introduction

Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

Il est constitué des lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à l'autre grâce aux transformateurs.

Un réseau électrique doit aussi assurer la gestion dynamique de l'ensemble production et transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Actuellement, la très grande majorité de l'énergie électrique consommée dans le monde est acheminée par l'ensemble des réseaux électriques existants. En un peu plus d'un siècle, ce que représente le terme de réseau électrique est passé de la mutualisation de quelques unités de production à une interconnexion généralisée au niveau des continents tout entiers. Si les étendues et les ramifications qui caractérisent ces réseaux en multiplient les performances et les potentiels, il faut savoir qu'elles en font également des systèmes complexes, gérés par une multitude d'intervenants et tiraillés par des contraintes technico-économiques de plus en plus pesantes.

Sur le plan purement technologique, ces contraintes sont principalement liées au fait que l'électricité ne se stocke pratiquement pas, et que par conséquent, l'intégralité des transferts d'énergies est gérée en « temps réel » de telle manière à conserver à la fois les valeurs normalisées des tensions et de la fréquence, ainsi que des marges de puissance permettant d'assurer la sûreté du système. Parallèlement à cela, les particularités géographiques, la répartition des populations et des lieux de consommation, l'interconnexion internationale, l'aspect imprévisible des avaries, etc., sont autant de contraintes supplémentaires qui façonnent la réalité technique et stratégique des réseaux d'aujourd'hui.

Enfin, « le réseau » électrique est un acteur incontournable et extrêmement familier de notre vie

quotidienne. Ses rares défaillances font réaliser à chacun à quel point nos sociétés en sont dépendantes. De par cette proximité, l'étudier, appréhender ses contraintes, connaître son mode de fonctionnement constitue une approche très instructive et absolument centrale dans la « culture électrotechnique [1].

1.2. Différents types de réseaux électrique

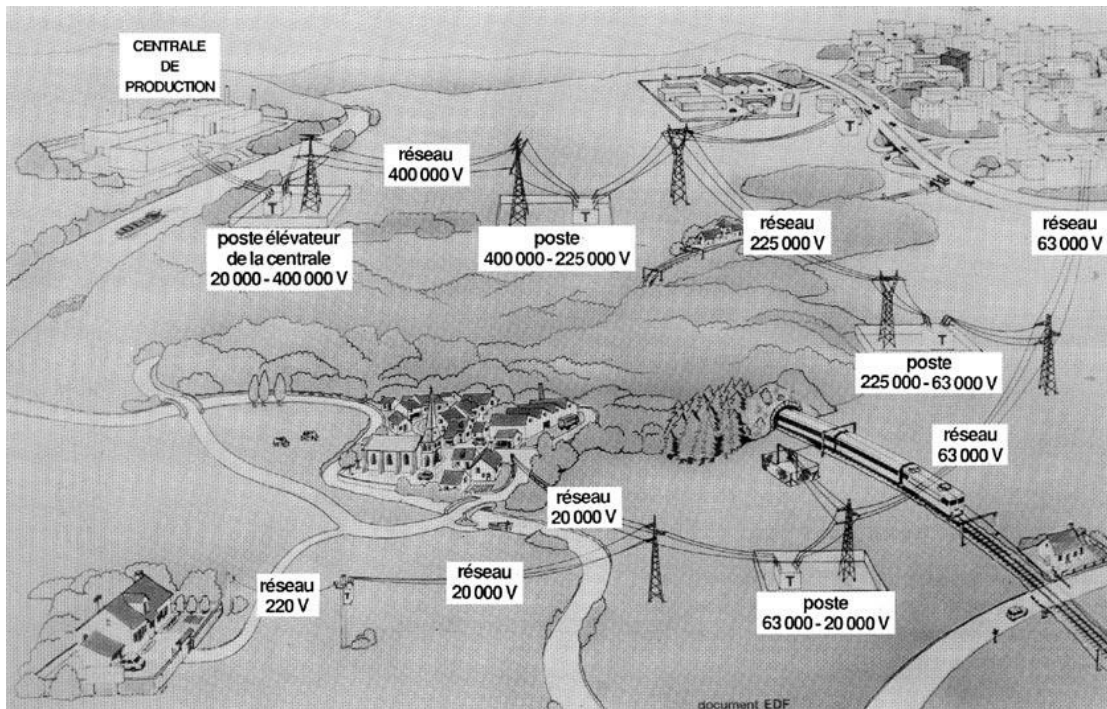


Figure 1. 1 Schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différents [2]

1.2.1. Réseau de transport et d'interconnexion

La dispersion géographique entre les lieux de production et les centres de consommation, l'irrégularité de cette consommation et l'impossibilité de stocker l'énergie électrique nécessitent un réseau électrique capable de la transporter sur de grandes distances et de la diriger. Ses lignes atteignent des milliers de kilomètres, par exemple 20 000 km pour le réseau 400 Kv français.

La finalité de ce réseau est triple :

- Une fonction de "transport" dont le but est d'acheminer l'électricité des centrales de production aux grandes zones de consommation ;
- Une fonction "d'interconnexion nationale" qui gère la répartition de l'offre en orientant la production en fonction de la répartition géographique et temporelle de la demande ;
- Une fonction "d'interconnexion internationale" pour gérer des flux d'énergie entre les pays en -

- une fonction d'échanges programmés ou à titre de secours.

En général, seuls quelques abonnés à très forte consommation sont raccordés sur ces réseaux. La structure de ces réseaux est essentiellement de type aérien ; Les tensions sont généralement comprises entre 225 et 400 kV, quelques fois 800 Kv (ex : 765 Kv en Afrique du sud). L'utilisation de ces tensions élevées est liée à un objectif économique. En effet pour une puissance donnée, les pertes en ligne par effet Joule sont inversement proportionnelles au carré de la tension $P = k / U^2$, avec $U =$ tension du réseau, $k =$ une constante fonction de la ligne.

De plus les puissances transportées sont telles, que l'utilisation d'une Tension basse entraînerait des sections de câble tout à fait inadmissibles. L'usage des tensions élevées se trouve donc imposé malgré les contraintes d'isolement qui se traduisent par des coûts de matériel plus importants, la solution la plus facile étant l'utilisation de lignes aériennes. Dans tous les cas, le choix d'une tension de transport est avant tout un compromis technico-économique, fonction des puissances à transporter et des distances à parcourir. L'aspect sûreté est fondamental sur ces réseaux. En effet toute défaillance à ce niveau entraîne d'importants défauts d'alimentation pour l'ensemble Des points de consommation. Les protections de ces réseaux doivent donc être très performantes. Quant à leur exploitation, elle est assurée au niveau national par un centre de conduite ou dispatching à partir duquel l'énergie électrique est surveillée et gérée en permanence. [2]

1.2.2. Réseau de répartition

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation. La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Dans ce domaine, les politiques de respect de l'environnement et de protection des sites (zones protégées) s'opposent souvent à la construction des lignes. En conséquence la pénétration du réseau de répartition jusque dans les zones à forte densité de population est de plus en plus difficile et coûteuse .Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 25 Kv et 275 Kv. [2]

1.2.3. Réseau de distribution MT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de répartition aux points de moyenne consommation (supérieure à 250 Kva en France).

La structure est de type aérien ou souterrain .Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre quelques kilovolts et 40 Kv. [2]

1.2.4. Réseau de distribution BT

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation (inférieure à 250 Kva en France) dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique. Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Les tensions sur ces réseaux sont comprises entre 100 et 440 V qui est le plus souvent exploitées manuellement. [2]

1.3. Nature du courant électrique

Les transferts d'énergie sur ces différents réseaux sont réalisés via le courant électrique. Les liaisons par courant continu ou HVDC (high voltage direct current) sont utilisées pour les échanges entre pays uniquement au niveau des réseaux de transport. Le choix de cette technique permet d'optimiser l'utilisation des câbles d'énergie, en particulier en supprimant les effets de «peau».

Dans les autres cas, en particulier les réseaux MT de distribution publique, les liaisons sont réalisées par courant alternatif. En effet, sur ces réseaux, l'utilisation du courant continu ne serait pas rentable.

De plus, le courant alternatif est très bien adapté aux nombreux changements de tension (transformateurs) durant le cheminement de l'énergie électrique. [2]

1.4. Planification des réseaux

Pour les réseaux de transport et de répartition, ces opérations sont généralement centralisées, car :

- Les décisions menant à une modification de la structure de tels réseaux, par exemple l'introduction d'un nouveau poste HT/MT, imposent la prise en compte de nombreux paramètres, techniques et économiques.
- Le nombre de ces paramètres avec leurs interactions éventuelles nécessitent l'assistance d'outils informatiques, l'utilisation de base de données et de systèmes experts. Pour les réseaux de distribution MT et BT, la planification est par contre souvent décentralisée. [2]

1.5. Sources d'alimentation

La nouvelle norme en vigueur UTE C 18-510 définit les niveaux de tension Alternative comme suit :

- HTB pour une tension composée supérieure à 50 kv
- HTA pour une tension composée comprise entre 1 kv et 50 kv
- BTB pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kv
- BTA pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V

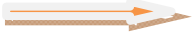
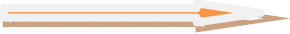
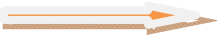

- TBT pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V

En Algérie, l'alimentation des réseaux industriels peut être réalisée, soit :

- HTB, ce qui signifie que la tension est supérieure à 50 kV, en général 63kV 90 kv ou 225 kv.
- HTA, ce qui signifie que la tension est comprise entre 1 kV et 50 kV en général 5,5 kv, 10 kv, 15 kv, 20 kv ou 33 kv.
- BTA, ce qui signifie que la tension est inférieure à 1 kv, en général 400 V.

La tension de la source d'alimentation est liée à la puissance de livraison. Le tableau 1-1 indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis en France en fonction de la puissance souscrite. 0 250 kva 10000 kva 40000 kVa Tension d'alimentation puissance. [3]

Tableau 1.1. Puissance de livraison

tension d'alimentation	puissance de livraison			
	0	250Kva	10000Kva	40000Kva
BTA				
HTA				
HTB(HT) 63 kV ou 90 kv				
HTB(THT) 225 kv				

1.6. Architectures des réseaux électrique

L'architecture d'un réseau de distribution électrique industriel est plus ou moins complexe suivant le niveau de tension, la puissance demandée et la sûreté d'alimentation requise. Nous allons identifier les différents postes de livraison HTB et HTA, et la structure des réseaux HTA et BT. [3]

1.6.1. Poste de livraison HTB

Ils concernent généralement les puissances supérieures à 10 Mva. L'installation du poste de livraison est comprise entre :

- D'une part, le point de raccordement au réseau de distribution HTB.
- D'autre part, la borne aval du ou des transformateurs HTB / HTA.

1.6.1.1. Simple antenne

Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB et en cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

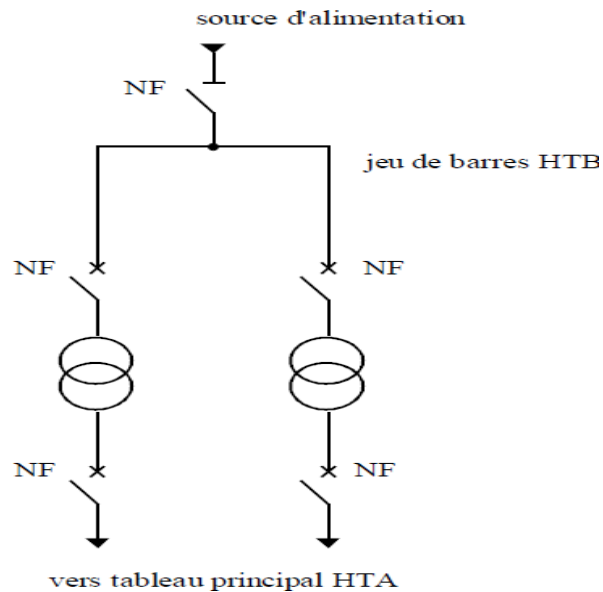


Figure 1. 2. Alimentation simple antenne d'un poste de livraison HTB

1.6.1.2. Double antenne

Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage et les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément

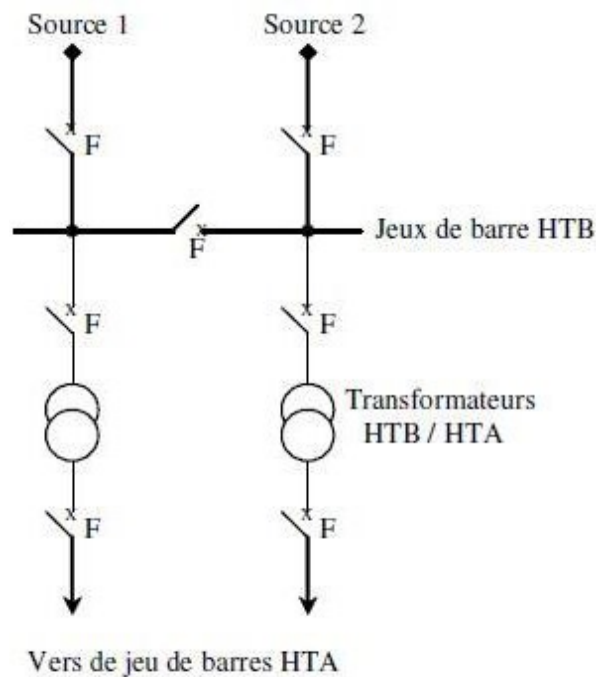


Figure 1. 3. Alimentation double antenne d'un poste de livraison HTB

1.6.1.3. Double antenne-double de jeu barres

Le mode d'exploitation en fonction normal est comme suit :

- La source1 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB1 et les départs Dep1 et Dep2.
- La source2 alimente, par exemple, le jeu de barres JDB2 et les départs Dep3 et Dep4.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Le mode d'exploitation dans des conditions perturbées est comme suit :

- En cas de perte d'une source, l'autre source assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

Figure 1. 4. Alimentation double antenne - double jeu de barres d'un poste de livraison HTB

1.6.2. Poste de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kva et 10 Mva. Il y a deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA.

1.6.2.1. Poste de livraison HTA à comptage BT

Ils sont régis par la norme NF C 13-100, ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant

secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kva pour une tension composée de 400 V.

a. Simple dérivation

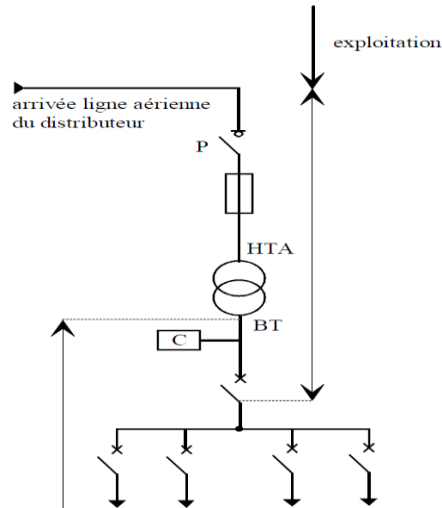


Figure 1. 5. Alimentation en simple dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale *P* doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100). Ce type de poste est utilisé en général pour la distribution publique HTA en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur.

b. Coupure d'artère

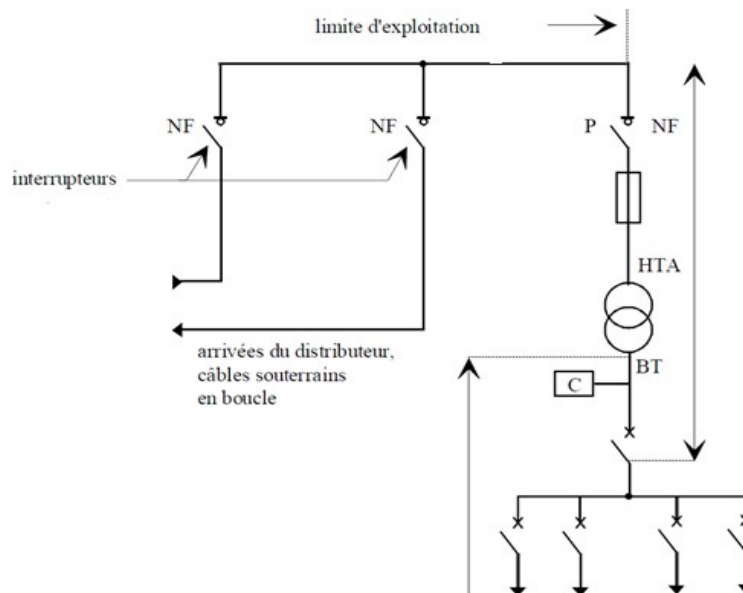


Figure 1. 6. Alimentation en coupure d'artère d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100). Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne.

c. Double dérivation

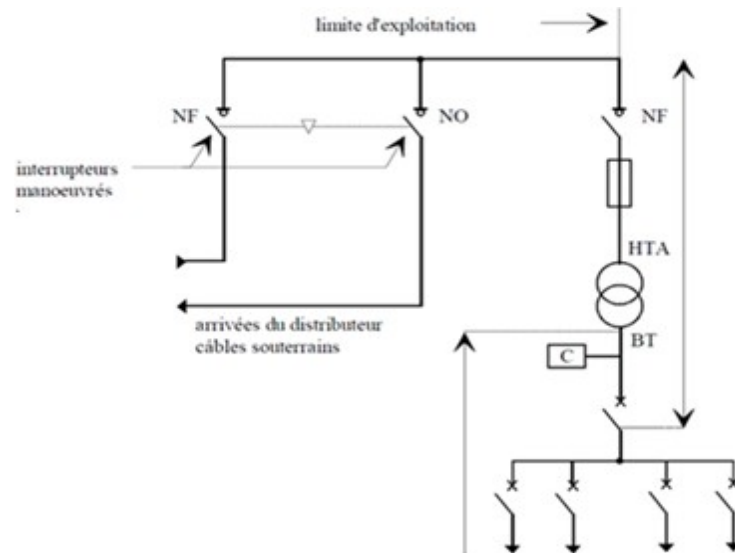


Figure 1. 7. Alimentation en double dérivation d'un poste de livraison HTA à comptage BT

La cellule protection générale P doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100). Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivations. La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

1.6.2.2. Poste de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2000 A (puissance supérieure à 1250 kva pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA. Le comptage HT est réalisé grâce au TT (transformateur de tension) et au TC (transformateur de courant). Le transformateur de courant possède généralement un deuxième secondaire utilisé pour la protection contre les surintensités.

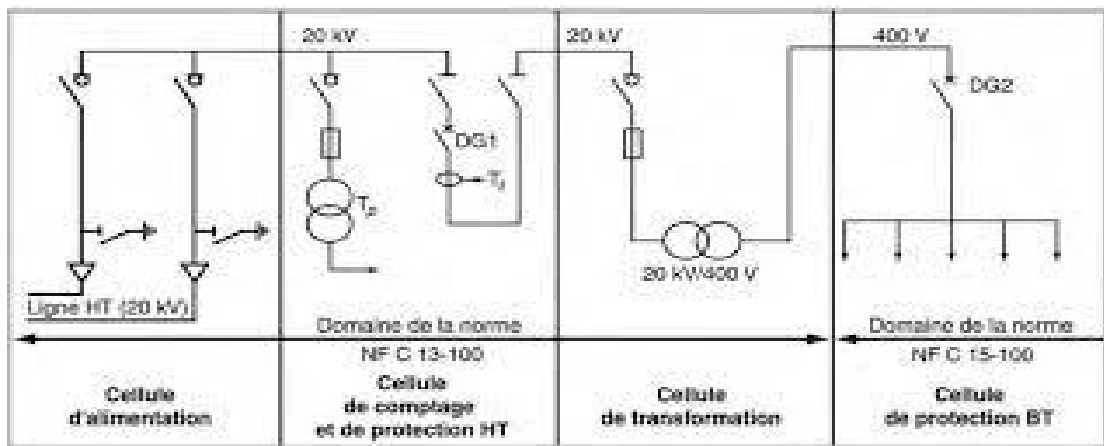


Figure 1. 8. Poste de livraison HTA à comptage HT

1.6.3. Structure des réseaux HTA

Nous allons identifier les principales structures de réseaux HTA permettant d'alimenter les tableaux secondaires et les transformateurs HTA / BT. La complexité de la structure diffère suivant le niveau de sûreté de fonctionnement désiré.

1.6.3.1. Réseaux à architecture radial

a. Simple antenne

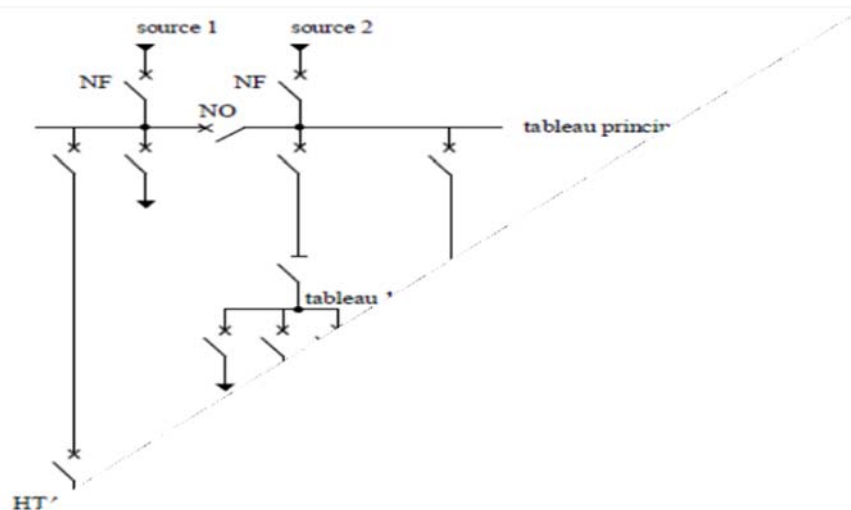


Figure 1. 9. Réseau HTA radial en simple antenne

Les tableaux 1 et 2 et les transformateurs sont alimentés par une seule source, il n'y a pas de solution de dépannage. Cette structure est préconisée lorsque les exigences de disponibilité sont faibles, elle est souvent retenue pour les réseaux de cimenterie.

b. Double antenne

➤ Sans couplage

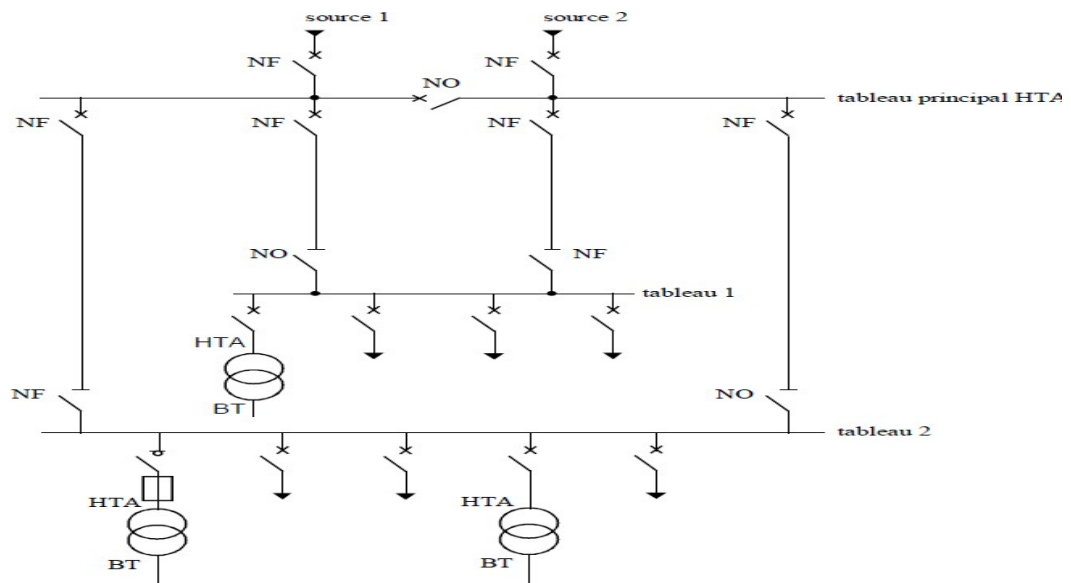


Figure 1. 10. Réseau HTA radial en double antenne sans couplage

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources sans couplage, l'une en secours de l'autre
- La disponibilité est bonne
- L'absence de couplage des sources pour les tableaux 1 et 2 entraîne une exploitation moins souple.
- L'utilisation dans l'industrie à processus continu (sidérurgie ; pétrochimie, etc.)

➤ Avec couplage

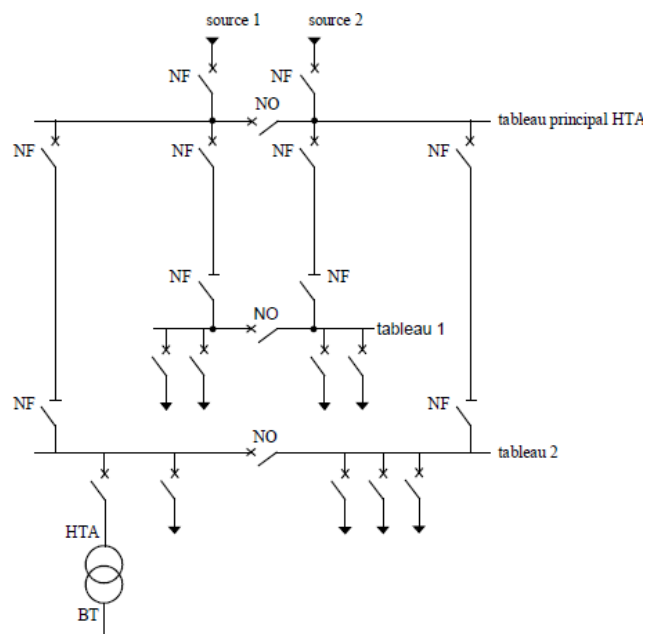


Figure 1. 11. Réseau HTA radial en double antenne avec couplage

- Les tableaux 1 et 2 sont alimentés par 2 sources avec couplage. En fonctionnement normal, les disjoncteurs de couplage sont ouverts.
- Chaque demi-jeu de barres peut être dépanné et être alimenté par l'une ou l'autre des sources.
- cette structure est préconisée lorsqu'une bonne disponibilité est demandée, elle est souvent retenue dans les domaines de la sidérurgie et de la pétrochimie

c. Double dérivation

Figure 1. 12. Réseau HTA en double dérivation

Les tableaux 1, 2 et 3 peuvent être dépannés et être alimentés par l'une ou l'autre des sources indépendamment. Cette structure est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures limitées et nécessitant une très bonne disponibilité.

1.6.3.2. Réseaux en boucle

Cette solution est bien adaptée aux réseaux étendus avec des extensions futures importantes. Il existe deux possibilités suivant que la boucle est ouverte ou fermée en fonctionnement normal.

a. Boucle ouverte

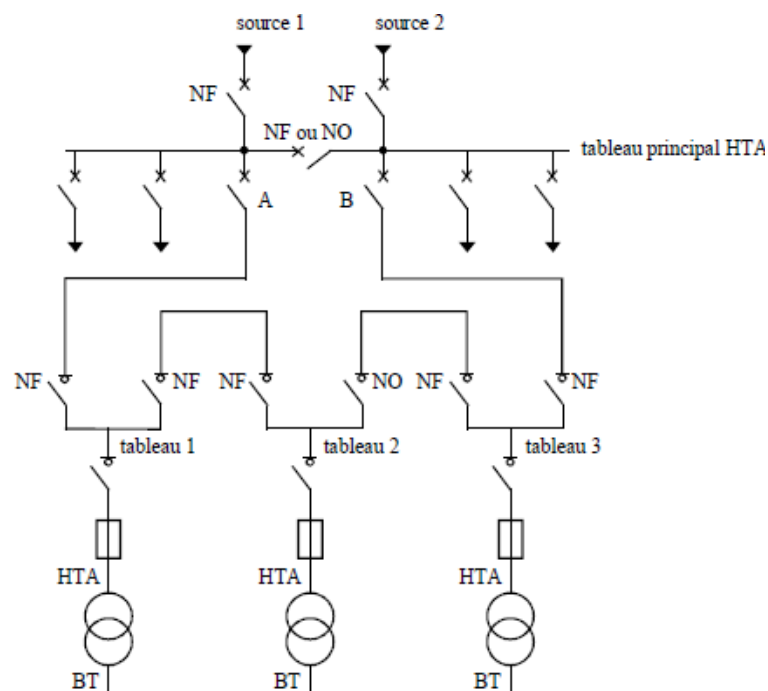


Figure 1. 13. Réseau HTA en boucle ouverte

- Les têtes de boucle en A et B sont équipées de disjoncteurs.
- Les appareils de coupure des tableaux 1, 2 et 3 sont des interrupteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est **ouverte** (sur la figure, elle est ouverte au niveau du tableau 2).
- Les tableaux peuvent être alimentés par l'une ou l'autre des sources.
- Un défaut sur un câble ou la perte d'une source est palié par une reconfiguration de la boucle.
- Cette reconfiguration engendre une coupure d'alimentation de quelques secondes si un automatisme de reconfiguration de boucle est installé. La coupure est d'au moins plusieurs minutes ou dizaines de minutes si la reconfiguration de boucle est effectuée manuellement par le personnel d'exploitation.

b. Boucle fermée

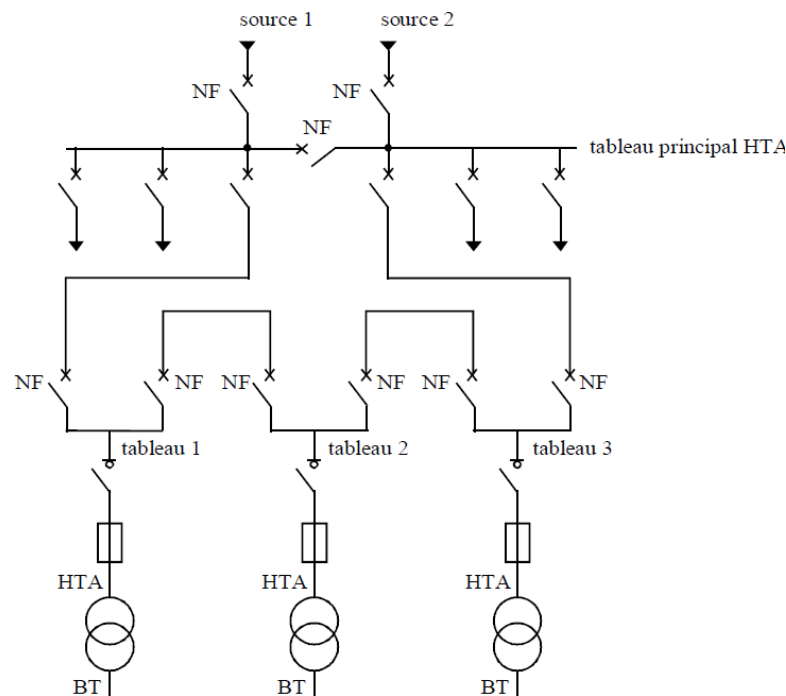


Figure 1. 14. Réseau HTA en boucle fermée

- Tous les appareils de coupure de la boucle sont des disjoncteurs.
- En fonctionnement normal, la boucle est **fermée**.
- Le système de protection permet d'éviter les coupures d'alimentation lors d'un défaut.

Cette solution est plus performante que le cas de la boucle ouverte car elle évite les coupures d'alimentation. Par contre, elle est plus onéreuse car elle nécessite des disjoncteurs dans chaque tableau et un système de protection plus élaboré.

1.7. Conclusion

Nous avons présenté dans ce premier chapitre des notions générales sur les catégories des tensions, les différentes structures des réseaux, les postes et leurs compositions, Le déploiement de ces catégories et structures sert à la connaissance précise du réseau qui alimenté le départ HTA d'une part, et d'autre part, de connaître les réseaux à alimenter par le départ HTA dont on cherche à calculer leurs réglages, et cela pour assurer la sélectivité des protections.

Chapitre 02

TRANSFORMATEUR DE PUISSANCE

2.1. Introduction

Durant la première moitié du xx^e siècle, les réseaux d'énergie électrique ont été conçus pour permettre aux personnes qui en faisaient la demande d'accéder à l'énergie électriques. La préoccupation des exploitants allait alors vers la recherche d'un compromis entre les investissements et la sûreté d'approvisionnement. Par la suite, l'évolution des exigences a provoqué une mutation dans la manière de concevoir les ouvrages puis de les exploiter. La continuité de la fourniture, la qualité de l'onde électrique, la sécurité des biens et des personnes ainsi que la préservation de l'environnement ont pris une place importante dans la conception et la réalisation des réseaux d'énergie électrique. Aujourd'hui la nécessité de maîtriser les coûts semble également s'imposer. Afin de répondre aux obligations contractuelles ou réglementaires, les professionnels ont travaillé sur la fiabilité des matériels et sur l'optimisation des ouvrages. Il a fallu par exemple étudier les moyens de réduire les pertes techniques et de pérenniser les matériels par des politiques de maintenance adaptées.

Quelles que soient leur position et leurs fonctions dans le réseau, les transformateurs sont des composants stratégiques qui représentent parfois des investissements très importants. Leur niveau de fiabilité est donc important. Il arrive toutefois que ces matériels soient soumis à des contraintes anormales pouvant réduire leur durée de vie. Leurs spécifications, leurs conditions d'insertion et d'exploitation relèvent de considérations techniques, technologiques et économiques. L'expérience montre cependant que la qualité de l'insertion d'un transformateur prime sur tous les facteurs de performance et de longévité d'un transformateur en exploitation.

Le transformateur est l'un des composants essentiels du réseau. Une avarie qui l'affecterait, serait de nature à provoquer des pertes de production, des atteintes à la qualité de service, à la sécurité des biens et des personnes ainsi que des risques pour l'environnement.

Dans cet environnement, les transformateurs font partie de ces matériels qui ont probablement le plus bénéficié des évolutions technologiques. Il suffit pour s'en convaincre de s'intéresser aux normes qui traitent de leur conception, de leur insertion et de leur exploitation. Le travail de rédaction a été énorme. Le rôle qui est généralement attribué aux transformateurs est d'assurer l'interface entre des réseaux de tensions différentes. À cet effet ces matériels doivent être dotés des propriétés leur permettant de répondre aux besoins, même lorsque les limites sont atteintes et parfois même dépassées.

Les exploitants des réseaux utilisent les transformateurs pour d'autres raisons qui méritent d'être développées :

- ils ont un rôle central dans la réalisation d'un régime de neutre ;
- ils offrent la possibilité de découpler les réseaux dans le système homopolaire
- ils mettent à la disposition des exploitants des moyens leur permettant de

Régler la tension du réseau ;

- leur présence participe à la maîtrise des courants de court-circuit ;
- ils peuvent assurer des fonctions de filtrage et de rééquilibrage des charges. [4]

2.2. Les transformateurs dans les réseaux électriques

Une transformatrice puissance réalise l'interface entre deux réseaux, entre un réseau et une installation ou entre un réseau et une Machine. Il transmet une puissance électrique sous une tension de service spécifiée. Il est à l'origine du régime de neutre du réseau. Par ses propriétés, il est un composant essentiel de la qualité de service apporté aux usagers et aux processus industriels. Par sa présence il contribue à la maîtrise des courants de court-circuit. Ce chapitre décrit les utilisations qui sont faites des transformateurs de puissance dans les réseaux publics ainsi que dans les centrales et les réseaux industriels. [4]

2.2.1. Transformateurs THT/HTB

Les transformateurs THT/HTB sont installés dans les postes de répartition des réseaux de transport ou à l'interface entre le réseau de transport et un réseau industriel de forte puissance.

Les enroulements primaires sont couplés en étoile. Le schéma des liaisons à la terre du transformateur est du type IT ou TT. Parce que le réseau de transport THT est exploité avec un neutre direct à la terre, le primaire peut comporter un régulateur en charge triphasé et un isolement réduit au voisinage du neutre des enroulements.

En France, les secondaires 63 kV des transformateurs sont couplés en triangle, les secondaires 90 kV sont quant à eux, couplés en étoile. Le neutre 63 kV est créé et relie à la terre par un transformateur de point neutre de die à cette fonction. Le neutre 90 kV d'un transformateur est, quant à lui, relie directement à la terre ou par l'intermédiaire d'une inductance monophasée. [4]



Figure 2. 1. Transformateur d'interconnexion

2.2.2. Autotransformateurs d'interconnexion

Ces ouvrages d'une puissance de 400 MVA ou 600 MVA équipent les postes d'interconnexion 400 kV/225 kV du grand réseau de transport français pour alimenter les réseaux de répartition 225 kV régionaux. Ils sont dotés d'un système de réglage hors tension de trois prises. Pour des raisons d'économie, les enroulements THT présentent un isolement dégressif cote neutre. Il est donc nécessaire d'assurer leur protection par un jeu de trois parafoudres. [4]

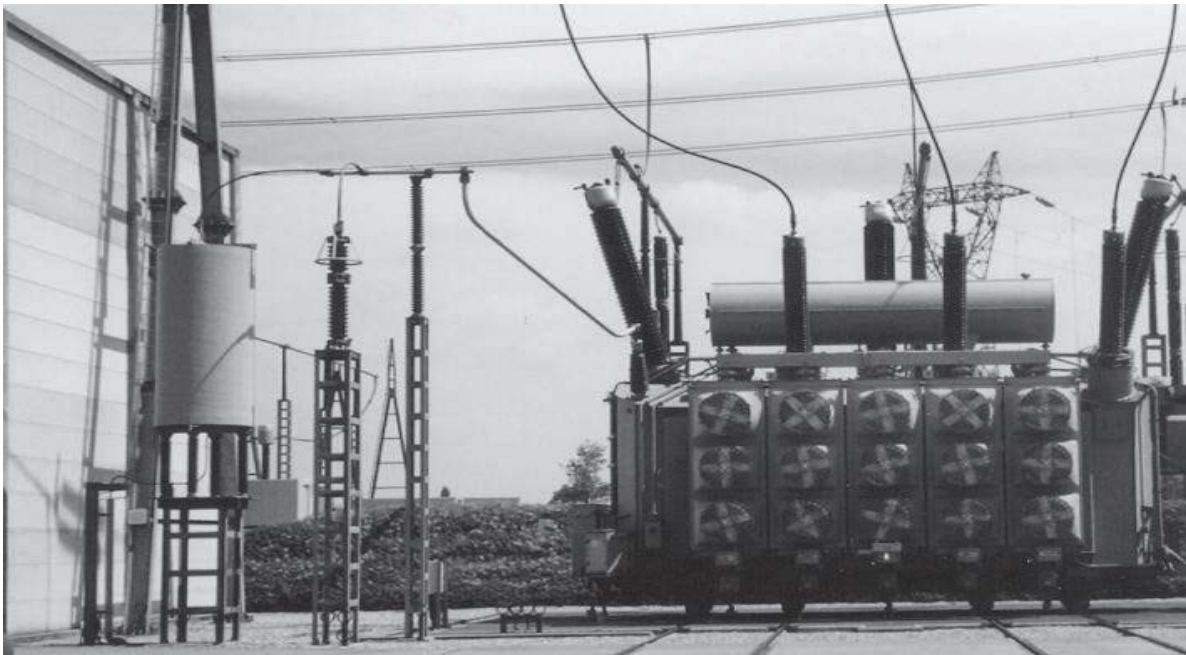


Figure 2. 2. Les autotransformateurs d'interconnexion

2.2.3. Transformateur HTB/HTA

Les réseaux de distribution ont comme point de départ les postes sources. Ils comportent des transformateurs HTB/HTA à partir desquels la HTB est distribuée en triphasé sans neutre et. 63 à 225 kV pour la tension HTB, et 10 à 20 kV pour la tension HTA Les transformateurs HTB/HTA peuvent être couplés. En aval des transformateurs, la partie HTA est constituée de cellules « arrivée », « couplage » et « départ ». A partir de ces départs, on réalise des schémas :

- en « Antenne » ou « Simple dérivation »,
- en « Boucle » ou « Coupure d'Artère »,
- en « Double dérivation »,

Selon les besoins de continuité de service et de contraintes de coût. [4]

2.2.4. Transformateurs des centrales de production

C'est un appareil qui permet d'augmenter la tension électrique (voltage) du courant alternatif produit par l'alternateur. Le transformateur se compose de deux bobines, une appelée primaire où le courant électrique entre à bas voltage et une autre, appelée secondaire, où est produit le courant à très haut qui est acheminé vers les lignes de transmission. L'électricité à plus haut voltage est plus facile à transporter et subit moins de pertes lors de sa transmission sur de longues distances.

Il existe aussi des transformateurs abaisseurs qui ont pour fonction de réduire la tension électrique qui provient soit du réseau de transport ou de distribution. Pour ce type de transformateur la bobine primaire reçoit le courant électrique à haut voltage et la bobine secondaire le réduit à un bas voltage [4]

2.2.5. Transformateurs de distribution HTA/BT

2.2.5.1. Présentation générale

La désignation d'un transformateur se fait en accolant les 2 lettres des couplages HT et BT suivi d'un nombre précisant l'indice horaire. L'indice horaire compris entre 0 et 12 (identique aux heures d'une pendule) correspond à un décalage de 360° pour la valeur 12 (chaque angle étant un multiple de 30°). Cet indice horaire correspond à l'angle de retard de la tension d'une phase au secondaire par rapport à la même phase au primaire (exemple pour la valeur 5 : la phase 1 du secondaire a un retard de $5 \times 30^\circ = 150^\circ$ par rapport à la phase 1 du primaire). Parfois on rajoutera « n » à cette désignation pour préciser la présence du neutre. En effet il existe 2 types de transformateurs [4]:

2.2.5.2. *Transformateurs secs enrobés*

Ce sont des transformateurs de type sec enrobé (ou encapsulé). L'isolation des enroulements est assurée par des isolants solides. Le refroidissement est donc réalisé par l'air ambiant sans liquide intermédiaire. [3]



Figure 2. 3 Transformateur de distribution Sec enrobés

2.2.5.3. *Transformateurs immergés*

Les transformateurs sont immergés dans une cuve contenant un diélectrique liquide. Ce diélectrique est très souvent de l'huile minérale qui est inflammable. Il faut donc prendre des précautions d'emploi [4].



Figure 2. 4. Transformateur de distributions immergées

2.2.5.4. Transformateurs sur poteaux

Le transformateur est alimenté en aérien et le départ basse tension s'effectue soit en aérien ou en souterrain. La protection contre la foudre coté moyenne tension est assurée par un éclateur et coté basse tension par un disjoncteur qui, protégé le transformateur contre les surintensités. [4]

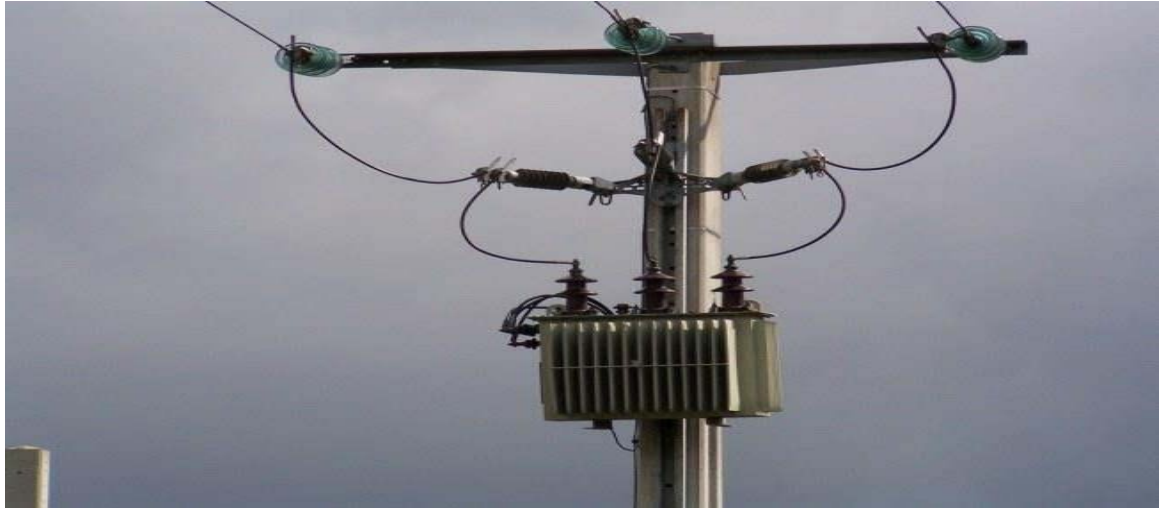


Figure 2. 5. Transformateur sur poteau

2.2.5.5. Transformateurs TPC sur poteaux

Les transformateurs sur poteau pour réseau aérien, intégrant une fonction de protection coupure du réseau grâce à un interrupteur fusible combiné (TPC).

Les transformateurs à protection coupure intégrée (TPC) est un transformateur «haut de poteau» conventionnel qui intègre un organe similaire à un interrupteur fusible combiné (3fusible **MT** avec percuteur, associés à un déconnecteur triphasé).en complément, est intégrée une détection de défaut à la masse, sensible à des courant des 5A et agissant au besoin sur le déconnecteur. [4]



Figure 2. 6. Transformateur sur poteau (TPC)

2.2.5.6. Transformateur dans les postes en cabine

Les transformateurs cabines conventionnels pour réseaux souterrains permettent de transformer le niveau de tension HTA du réseau de distribution en basse tension (MT/BT) et adaptés à des applications pour le secteur du tertiaire et de l'industrie. [4]



Figure 2. 7. Transformateur en cabine

2.2.5.7. *Transformateurs mise à la terre*

Les transformateurs de mise à la terre sont conçus pour fournir un point neutre artificiel pour les systèmes d'alimentation triphasés non mis à la terre.

Au cours des défauts ligne-terre, les transformateurs de mise à la terre permettent un accès facile du défaut au sol pour limiter les courants de défaut et les surtensions transitoires.

Les transformateurs de mise à la terre transportent normalement le courant de terre de court-circuit jusqu'à ce que le disjoncteur dégage le défaut. Par conséquent, ils ont de courtes fréquences de temps.

La valeur kVA d'un transformateur de mise à la terre dépend de la tension normale phase-neutre et de la valeur du courant de défaut pendant une durée déterminée, par exemple de secondes à minutes [4].

2.2.5.8. *Transformateurs de point neutre*

La norme NFC 15-100 définit trois régimes de neutre qui sont caractérisés par deux lettres :

- Neutre à la Terre : **TT**
- Mise au Neutre : **TN** (2 variantes)
 - TN-S** : Neutre et PE séparés
 - TN-C** : Neutre et PE confondus
- Neutre Isolé : **IT**

La 1^{re} lettre : détermine la position du point de neutre.

- T : raccordement direct à la Terre.
- I : isolé de la terre ou raccordé par une impédance.

La 2^e lettre : détermine le mode de mise à la terre des masses électriques.

- T : raccordement direct à la Terre.
- N : raccordement au point de neutre de l'installation.

a. Le schéma TN

➤ **TNS**

- Le point de neutre du transformateur et le conducteur PE sont reliés directement à la terre.
- Les masses sont reliées au conducteur PE.
- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités.
- La protection des personnes contre les contacts indirects est réalisée par un dispositif différentiel.
- Le conducteur PE ne doit jamais être coupé.
- Utilisation d'appareillage tétra polaire le conducteur de neutre est distribué.

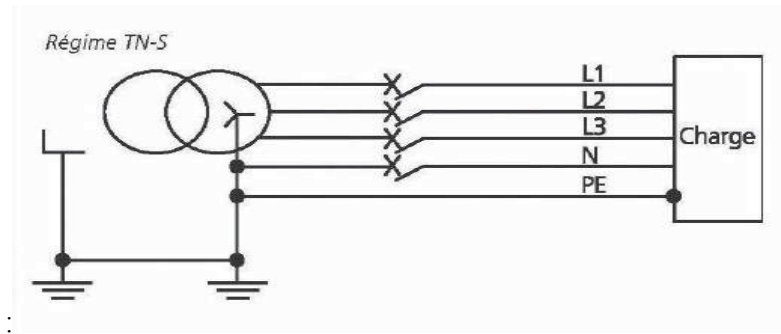


Figure 2. 8. Schéma TNS

➤ TNC

- Le conducteur de neutre et le conducteur de protection sont confondus PEN.
- Le point de neutre du transformateur et le conducteur PEN sont reliés directement à la terre.
- Les masses sont reliées au conducteur PEN.
- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités.
- L'utilisation d'un dispositif différentiel est impossible=> passer en TN-S.
- Le conducteur PEN ne doit jamais être coupé.
- Ce type de schéma est interdit pour des sections de conducteurs inférieures 10 mm².
- Le schéma TN-C doit toujours être en amont du schéma TN-S.
- Utilisation d'appareillage tripolaire.

En régime TNC le neutre ne doit jamais être coupé.

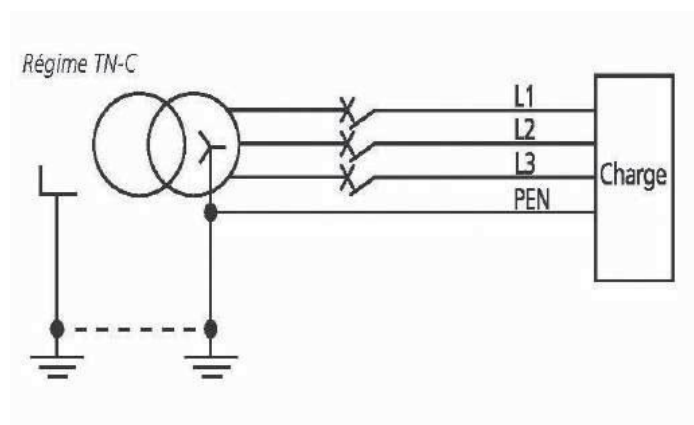


Figure 2. 9. Schéma TNC

b. Schéma TT

- Le point neutre du transformateur est relié directement à la terre.
- Les masses sont reliées à la prise de terre de l'installation.

- Le conducteur de neutre est séparé des masses d'utilisation PE.
- Déclenchement obligatoire au premier défaut d'isolement réalisé par un dispositif différentiel sélectif placé en amont de l'installation.

En régime TT, le neutre doit impérativement être coupé, mais pas nécessairement protégé.

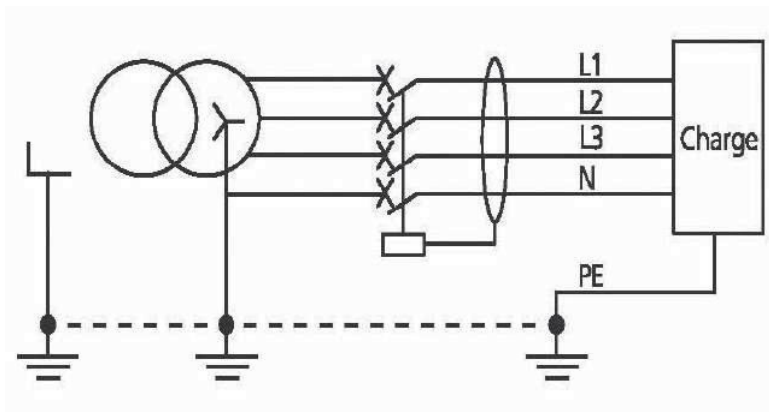


Figure 2. 10. Schéma TT

c. Le schéma IT

C'est le régime de neutre employé pour les installations nécessitant une continuité de service.

- Le point neutre du transformateur est isolé de la terre.
- Les masses sont reliées à la même prise de terre de l'installation.
- Si il y a plusieurs prises de terre, il faut installer un dispositif de protection différentiel en amont de l'installation.
- Il n'est pas obligatoire de déclencher au premier défaut.
- Signalisation obligatoire du premier défaut réalisée par un Contrôleur Permanent d'Isolement.
- Déclenchement obligatoire au deuxième défaut d'isolement réalisé par un dispositif de protection contre les surintensités.

En régime IT, le neutre doit impérativement être protégé. Une simple coupure comme en régime TT est interdite.

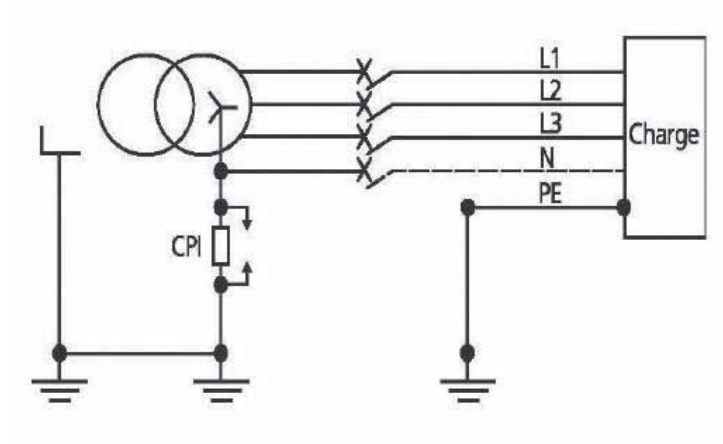


Figure 2. 11. Schéma IT

2.2.6. Générateurs homopolaires

2.2.6.1. Définition

Un générateur homopolaire permet de créer un neutre impédant sur un réseau électrique n'en comportant pas, et de mettre ce réseau à la terre à travers cette impédance. L'impédance est calculée de façon à limiter le courant de défaut à une valeur déterminée. [5]

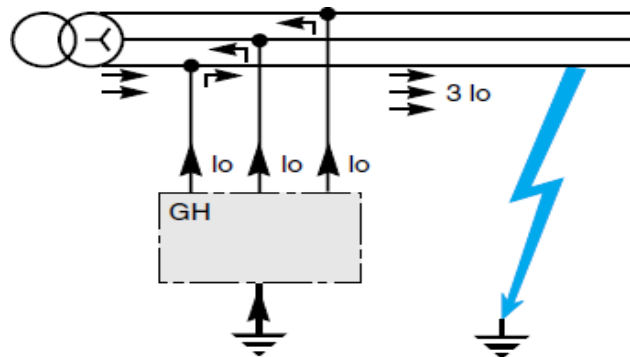


Figure 2. 12. Schéma fonctionnel d'un générateur homopolaire

2.2.6.2. Réalisation

Le générateur homopolaire le plus couramment utilisé est un transformateur à deux enroulements dont le primaire HTA est couplé en étoile avec le neutre sorti et le secondaire BT couplé en triangle ouvert (2 bornes BT sorties). Il comporte en outre une résistance :

- soit côté HTA, sur la mise à la terre du neutre primaire
- soit côté BT sur le triangle ouvert (cas de la figure ci-contre).

Dans ce dernier cas, le neutre HTA est mis directement à la terre, et c'est l'ensemble transformateur

résistance qui limite le courant de défaut à la valeur voulue. [4]

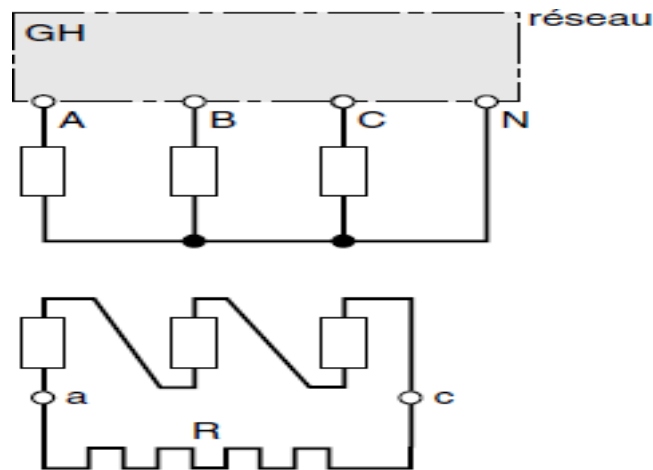


Figure 2. 13. Réalisation d'un générateur homopolaire

2.3. Les protections des transformateurs HTB/HTA

Le transformateur est un élément particulièrement important d'un réseau. Il est nécessaire de le protéger efficacement contre tous les défauts susceptibles de l'endommager, qu'ils soient d'origine interne ou externe. Le choix d'une protection dépend souvent de considérations technico-économiques liées à sa puissance. [6]

2.3.1. Types de défauts

Les principaux défauts qui peuvent affecter un transformateur sont :

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

2.3.1.1. Surcharge

La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges.

Elle se traduit par une surintensité de longue durée qui provoque une élévation de température préjudiciable à la tenue des isolants et à la longévité du transformateur.

2.3.1.2. Court-circuit

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

Interne : il s'agit d'un défaut entre conducteurs de phases différentes ou d'un défaut entre spires du

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

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

2.3.1.3. Défaut à la masse

Le défaut à la masse est un défaut interne. Il peut se produire entre bobinage et cuve ou entre bobinage et noyau magnétique.

Pour un transformateur à huile, il provoque un dégagement gazeux. Comme le court-circuit interne, il peut entraîner la destruction du transformateur et l'incendie.

L'amplitude du courant de défaut dépend du régime de neutre des réseaux amont et aval, elle dépend aussi de la position du défaut dans le bobinage :

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

2.3.2. Protection externe [07]

2.3.2.1. Protection à maximum de courant 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).

a. Protection à maximum de courant coté HTB

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections maximum de courant coté HTA, un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit:

$$\mathbf{I_{reglage} = 2 \cdot I_{n1} \quad Temps = 2,5 \text{ sec}}$$

Où, I_{n1} est le courant nominal du transformateur côté HT.

b. Protection à maximum de courant coté HTA

C'est une protection contre les surcharges du transformateur et constitue, dans les limites de son réglage, une réserve aux protections de ligne MT. Elle sera à un seuil d'intervention à temps constant, et devra être réglée comme suit :

$$I_{\text{reglage}} = (1,3 \text{ à } 1,4) \cdot I_{n2} \quad \text{Temps} = 2,0\text{sec}$$

Où, I_{n2} est le courant nominal du transformateur côté MT.

Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant de courts laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge.

2.3.2.2. Protection de neutre HTA

La protection cotée haute tension sera à deux seuils d'intervention à temps constant. Le premier seuil devra être réglé à :

$$I_{\text{reglage}} = (2 \text{ à } 3) \cdot I_{n2} \quad \text{Temps} = 0,8\text{sec}$$

Si on a un seul disjoncteur en aval du disjoncteur au départ MT

Où: $t = 0,5 \text{ sec}$, si on n'a aucun disjoncteur en aval,

I_{n2} : est le courant nominal du transformateur coté HT.

Il est réglé de façon à intervenir pour des courts-circuits intéressant le transformateur, tout en gardant la sélectivité avec les lignes MT. Il constitue aussi la réserve de la protection de la ligne dans les limites permises par son réglage. Le second seuil devra être réglé à :

$$(1,3) \cdot S_{nt} \cdot \frac{100}{\sqrt{3}} \cdot V_{n1} \cdot V_{CC} \quad \text{Temps } 0,0\text{sec}$$

où,

1,3 : Coefficient d'insensibilité au défaut MT,

S_{nt} : Puissance nominale du transformateur en VA,

V_{CC} : Tension de court-circuit du transformateur en %,

V_{n1} : Tension composée nominale du transformateur côté HT en Volte,

I_{n1} : Courant nominal du transformateur côté HT en Ampère.

Le deuxième seuil, côté HT, a pour but d'éliminer rapidement les courts-circuits sur le primaire du transformateur et son courant d'intervention est tel qu'il n'est pas sensible aux courts-circuits dans la tranche MT. Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes transformatrices et Les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé.

$$I_{reglage} = 0,95 \cdot I_{RH} \quad \text{Temps} = T_{MT} + \Delta \cdot T$$

Avec :

I_{RH} : Le courant du départ le plus bas réglé,

T_{MT} : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT).

$$I_{reglage} = 0,05 I_{cc-mono} \quad \text{Temps} = 0 \text{sec}$$

2.3.2.3. 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. [08]

La protection différentielle du transformateur est une protection principale aussi importante que les protections internes transformateur. Cette protection à une sélectivité absolue, il lui est demandé, en plus, d'être très stable vis-à-vis des défauts extérieurs.

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison des courants rentrants et des courants sortants du transformateur.

Cette protection s'utilise:

- Pour détecter des courants de défaut inférieurs au courant nominal,
- Pour déclencher instantanément puisque la sélectivité est basée sur la détection et non sur la temporisation. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée même si un courant différentiel est détecté :

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

a. Protection différentielle à haute impédance

Ce type de protection est utilisé pour protéger une zone de même niveau de tension

En l'absence de défaut, le courant d'entrée i_e est identique au courant de sortie i_s , et donc le courant différentiel $i_d = 0$

Un fort courant de défaut peut traverser la zone contrôlée et provoquer la saturation des TC, d'où un risque de déclenchement intempestif de la protection (non stabilité). La « stabilité » du relais est obtenue par sa mise en série avec une résistance « stabilisatrice » R_{st} . Cette résistance est calculée pour que le courant dérivé dans le circuit différentiel ($R_{st} + R_p$) ne puisse pas atteindre le seuil de réglage du relais

lorsque le courant traversant maximal sature un TC par sa composante continue.

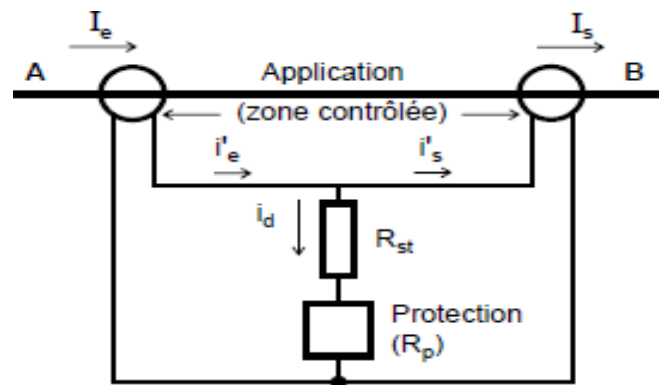


Figure 2. 14. Principe de la différentielle haute impédance

Pour le cas de l'application à la différentielle de des transformateurs

- Dans le cas de la figure 2.19 a, cette protection détecte les défauts d'isolement au niveau des enroulements secondaires des transformateurs et jusqu'aux TC placés sur la partie aval.
- Dans le cas de la figure 2.19 b, elle détecte les défauts d'isolement au primaire du transformateur et améliore avantageusement la protection classique de défaut terre qui est sensible aux violents courants d'enclenchement du transformateur et aux courants traversant qui résultent d'un court-circuit asymétrique en aval. [09]

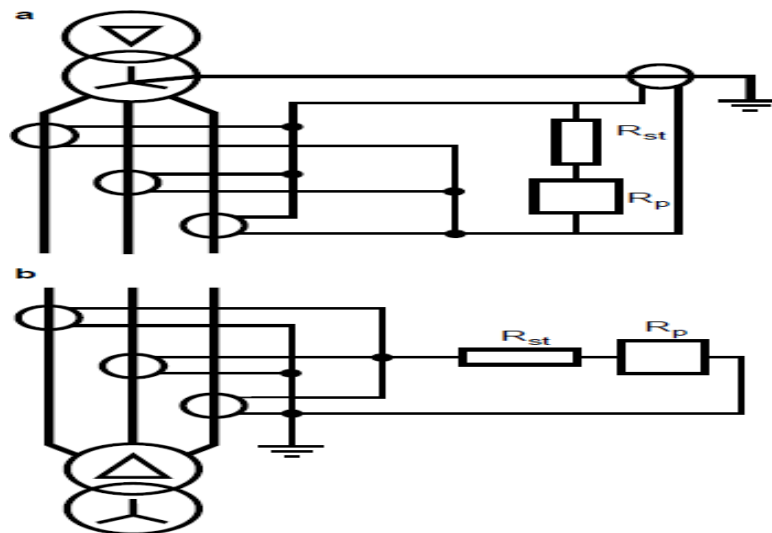


Figure 2. 15. Protection différentielle des transformateurs à haut impédance

b. Protection différentielle à pourcentage

Le terme « à pourcentage » vient du fait que le seuil de fonctionnement augmente avec le courant traversant. La comparaison pure et simple des courants de chaque phase amont avec les courants des mêmes phases aval ne convient pas à protections différentielles transformatrices [09].

- **Précautions à prendre pour surmonter ces difficultés**

Il s'agit de faire en sorte que le relais voit des courants amont et aval de même amplitude et en phase en fonctionnement normal, ceci grâce à un choix judicieux du rapport des TC ainsi que de leur câblage. Des TC dit recalculés sont utilisés dans ce but et contribuent souvent à insensibiliser la protection contre les défauts à la terre extérieurs à la zone protégée.

Toutefois, la plupart des nouveaux relais numériques sont capables de réaliser en interne, par paramétrage, les corrections nécessaires au « recalage » des courants, leur mise en œuvre en est alors considérablement simplifiée. [09]

2.3.2.4. Protection contre la surtension

Éclateurs et parafoudres sont les dispositifs utilisés pour écrêter, limiter les surtensions transitoires de forte amplitude. Ils sont généralement dimensionnés pour intervenir sur les surtensions de foudre. [10]

a. Les éclateurs

Utilisés en MT et HT, ils sont placés sur les points des réseaux particulièrement exposés et à l'entrée des postes MT/BT. Leur rôle est de constituer un point faible maîtrisé dans l'isolement du réseau, afin qu'un amorçage éventuel se produise systématiquement là.

Le premier et le plus ancien des appareils de protection est l'éclateur à pointes. Il était constitué de deux pointes en vis-à-vis, appelées électrodes, dont l'une était reliée au conducteur à protéger et l'autre à la terre.

Les modèles actuels les plus courants sont basés sur ce même principe mais comportent deux « cornes » permettant d'allonger l'arc, de faciliter le rétablissement de qualités diélectriques par désionisation de l'intervalle d'amorçage et d'aboutir, dans certains cas, à l'extinction.

Certains ont en plus, entre ces deux électrodes, une tige destinée à éviter le « court-circuitage » intempestif par les oiseaux et leur électrocution. La distance entre les deux électrodes permet d'ajuster le niveau de protection. [10]

Figure 2. 16. Eclateur***b. Les parafoudres***

Leur avantage est de ne pas présenter de courant de suite et d'éviter que le réseau soit mis en court-circuit, puis hors tension après amorçage. Différents modèles ont été conçus : parafoudre à filet d'eau, parafoudre à gaz. Seuls les types les plus répandus sont présentés dans les lignes qui suivent. Ils sont utilisés sur les réseaux HT et MT.

➤ *Les parafoudres à résistances variables et éclateurs*

Ce type de parafoudre associe en série des éclateurs et des résistances non linéaires (varistances) capables de limiter le courant après le passage de l'onde de choc. [10]

➤ *Les parafoudres à oxyde de zinc(ZnO)*

Ils sont constitués uniquement de varistances et remplacent de plus en plus les parafoudres à résistances variables et éclateurs. L'absence d'éclateur fait que le parafoudre à ZnO est continuellement conducteur mais, sous la tension nominale du réseau protégé, avec un courant de fuite à la terre très faible (inférieur à 10 mA). Leur principe de fonctionnement est très simple et repose sur la caractéristique fortement non linéaire des varistances à ZnO. Cette non-linéarité est telle que la résistance passe de 1,5 MW à 15 W. [10]

2.3.3. Protection interne**2.3.3.1. Protection par 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. [11]

Figure 2. 17. 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 provoquent 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 BUCHHOLZ.
- Pour le régulateur 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.

2.3.3.2. *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 (Figure. 2.22). 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 [11].

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.

Figure 2. 18. Protection de masse cuve.

Une protection de cuve sera prévue contre les défauts à la terre qui se produisent à l'intérieur du transformateur. La cuve du transformateur doit être isolée de la terre.

La protection de cuve est constituée par un relais à maximum de courant, alimenté par un TC du genre tore dont le primaire est une jonction visible et continue entre la cuve du transformateur et le réseau de terre. [11]

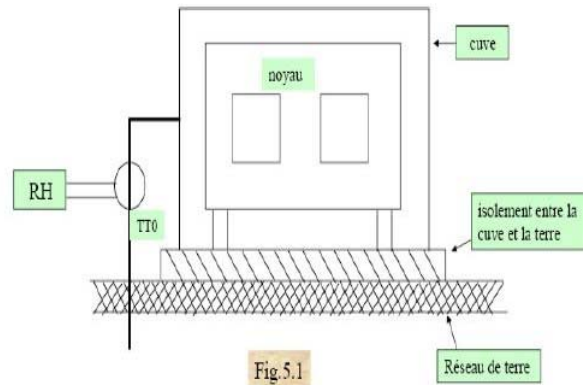
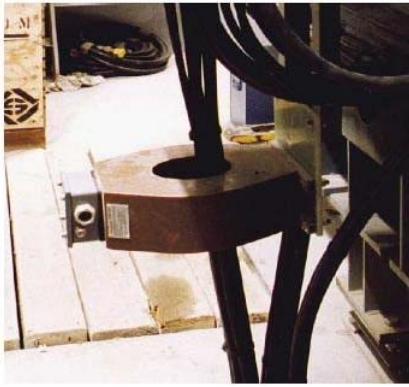


Figure 2. 19. Placement de TC tore.

Remarque : Les transformateurs dotés d'une protection différentielle ne sont pas équipés en protection masse cuve.

2.3.3.3. Protection par DGPT

Le DGPT (DéTECTeur Gaz, Pression et Température) est un dispositif de protection utilisé pour les transformateurs isolements liquides. 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 [11].

2.3.3.4. 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 [07][11]. La protection détermine l'échauffement E des transformateurs à partir d'un modèle thermique défini par l'équation différentielle suivante :

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

Avec, E : Échauffement,

t : Constante de temps thermique de la transformateur,

I_n : Courant nominal,

I : Courant efficace.

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

- 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.

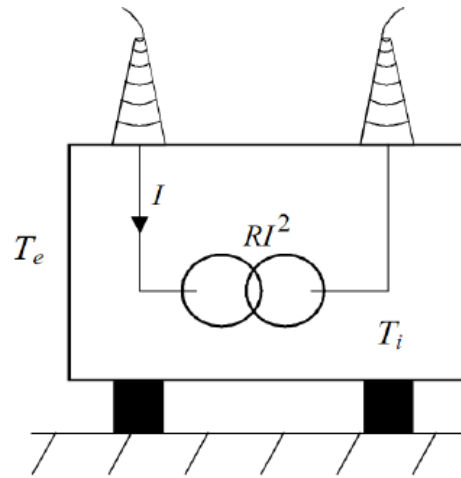


Figure 2. 20. Différentes températures au transformateur.

2.4. Conclusion

Dans ce chapitre Nous avons présenté en premier partie les différents transformateurs dans les réseaux électriques; les régimes de neutre. En deuxième partie les protections nécessaires pour protéger les différents transformateurs.

Chapitre 03

RENOVATION DE RELAIS DE PROTECTION DE POSTE 60/5.934KV DE CIMENTERIE DE SOUR EL GHOZLANE PAR SEPAM 80

3.1. Introduction

L'introduction des circuits intégrés numériques dans les équipements de protection de distance a commencé vers l'année 1980. L'utilisation des microprocesseurs s'est faite très progressivement ce n'est qu'en 1988 que sont apparues en exploitation sur les réseaux, les premières protections entièrement numérique ou le microprocesseur assure toute les fonctions interne de la protection, ces dernières sont ainsi traitées au moyen d'algorithme de calcul pour élaborer les ordres logiques et les signalisations.

Les protections numériques ne sont pas dans leur principe, fondamentalement Différentes des protections qui l'ont précédé, mais l'utilisation de système numérique a permet certaines améliorations comme la possibilité d'acquérir des signaux optiques et l'échantillonnage des grandeurs d'entrées, c'est-à-dire des trois courants et tensions ainsi que les puissances et la fréquence.

3.2. Présentation des SEPAM

3.2.1. Définition

La gamme SEPAM est un ensemble d'unités de protections et de commandes dont la capacité est adaptée à tous les types d'applications, elle est constituée d'unités numériques de protection , de contrôle et de commande des réseaux de distribution électrique moyenne et basse tension (HTA) et (BT).

Elle assure l'ensemble des fonctions suivantes :

- Protection ;
- Commande et surveillance ;
- Mesures et diagnostic du réseau électrique HTA ;
- Communication ;
- auto surveillance.

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique

Répondant à tous les besoins suivants :

- Grande dynamique de réglage
- Protection des réglages par mot de passe
- Facilité d'utilisation des courants de déclenchement sur chaque phase et l'affichage
- Des valeurs réelles des mesures
- Sureté de fonctionnement avec les contrôles permanents et un haut niveau d'immunité aux perturbations électromagnétiques

Chaque SEPAM est une réponse optimale en termes de fonctionnalité et de Performance, de plus il comprend l'ensemble des fonctions de protections de mesures, de commande, de surveillance et de signalisations nécessaires à l'application pour laquelle il est destiné. Les fonctions disposent de très larges plages de réglages, de tous les types de courbes et peuvent ainsi s'adapter à chaque plan de protection. De plus la fonction appelée « sélectivité logique », permet une accélération du temps de déclenchement, lors d'un défaut, quels que soient les intervalles de temps de la sélectivité chronométrique et le type de courbe (temps dépendant ou indépendant). Ce principe permet de construire une protection de jeu de barres économique, ou de régler la temporisation d'une protection plus courte en amont qu'en aval tout en conservant la sélectivité des déclenchements [12].

3.2.2. Différents types de SEPAM

Dans la gamme SEPAM on trouve plusieurs types selon leur capacité et fonctions souhaitées : SEPAM série (1000+,1000, 2000, 80, 60, 40,20...). Notre travail doit se faire avec le SEPAM série 80[12].

3.2.3. Présentation du SEPAM série 80

La gamme SEPAM série 80 est une famille de relais numériques de protection haute performance, adaptée à toutes les applications de protection des réseaux HTA de distribution publique ou industrielle[13].

3.2.4. Interfaces Homme Machine

SEPAM série 80 est proposé avec 2 types d'interface Homme Machine (IHM) au choix [13].:

3.2.4.1. Interface Homme Machine avancée

L'interface Homme Machine avancée intégrée à l'unité de base, soit déportée. Les fonctions proposées par l'IHM avancée intégrée ou déportée sont identiques. Le SEPAM série 80 avec IHM avancée déportée se compose :

- D'une unité de base nue sans aucune IHM, à monter à l'intérieure du caisson BT ;
- D'un module IHM avancée déportée.



Figure 3. 18. IHM avancée intégrée et déportée

3.2.4.2. *Interface Homme Machine synoptique*

L'IHM synoptique assure toutes les fonctions proposées par l'IHM avancée et permet la commande locale de l'appareillage :



Figure 3. 19. Synoptique intégrée

3.2.5. **Information complète sur l'exploitant de l'IHM avancée**

Toutes les informations nécessaires à l'exploitation locale de l'équipement peuvent être affichées à la demande :

- Affichage de toutes les mesures et informations de diagnostic sous forme numérique
- Affichage des messages d'exploitation et des messages d'alarme, avec acquittement des alarmes et réarmement de SEPAM
- Affichage de la liste des protections activées et des réglages principaux des protections majeures

- Adaptation du seuil ou de la temporisation d'une protection activée pour répondre à une nouvelle contrainte d'exploitation
- Test des sorties et affichage de l'état des entrées logiques ;
- Saisie des deux mots de passe de protection des opérations de réglage et de paramétrage.
- résiduelle V_0 séparée

3.2.6. Fonctions et mesures réalisées par le SEPAM serie80 [13]

3.2.6.1. Courant phase (3I) :

Cette fonction fournit la valeur efficace de chaque courant de phase. La précision est ; garantie de 0.1 à 1.5 In mais la plage de mesure s'étend de 0.02 In jusqu'à 40 In.

3.2.6.2. Courant résiduel (I_0) :

Cette fonction fournit les valeurs efficaces du courant résiduel obtenues :

- Par la mesure de (I_0)
- Par calcul de la somme des courants de phase (ΣI_0).
- Précision à $\pm 2\%$ de 0.3 à 1.5 In0.
- Précision à $\pm 3\%$ de 0.1 à 0.3 In0.

La plage de mesure s'étend jusqu'à 40 In0 lors de mesure par (ΣI_0). Pour les autres cas de mesure, la plage s'étend jusqu'à 20 In0.

3.2.6.3. Tension phase (3V) :

Cette fonction fournit la valeur efficace de chaque tension simple obtenue :

- Par mesure, lorsque 3TP phase-terre raccordés ;
- Par calcul, lorsque 2TP phase-phase raccordés et que la mesure de la tension résiduelle est réalisée.
- Limite de la fonction dans le cas où seulement 1 ou 2 TP sont raccordés, les tensions simples ne sont pas disponibles.

3.2.6.4. Tension résiduelle (V_0) :

Cette fonction fournit la valeur de la tension résiduelle V_0 obtenue :

- Soit par calcul de la somme des trois tensions simples.
- Soit par mesure, utilisation de TP étoile-triangle ouvert.

Chaque signal physique est mesuré et traité par SEPAM pour disposer de toutes les grandeurs nécessaires aux fonctions de mesure, de diagnostic et de protection

3.2.7. Surveillance des TP [13].

La fonction surveillance TP permet de surveiller la chaîne complète de mesure des tensions (phases et résiduelles).

Cette fonction traite les défaillances suivantes :

- Perte partielle des tensions de phases :
 - Présence des tensions inverses ;
 - Absence des courants inverses ;
- Perte de toutes les tensions de phases :
 - Présence de l'un des courants ;
 - Absence des trois tensions ;
- Déclenchement protection TP :
- Contact fusion d'un fusible ou disjoncteur
- Une équation logique permet d'ouvrir la fonction à d'autres cas que ceux prévus par la fonction de protection

3.2.8. Surveillance des TC [13].

La fonction surveillance TC permet de surveiller la chaîne complète de mesures des courants de phase. Cette fonction est inactive si seulement deux capteurs de courants de phases sont raccordés.

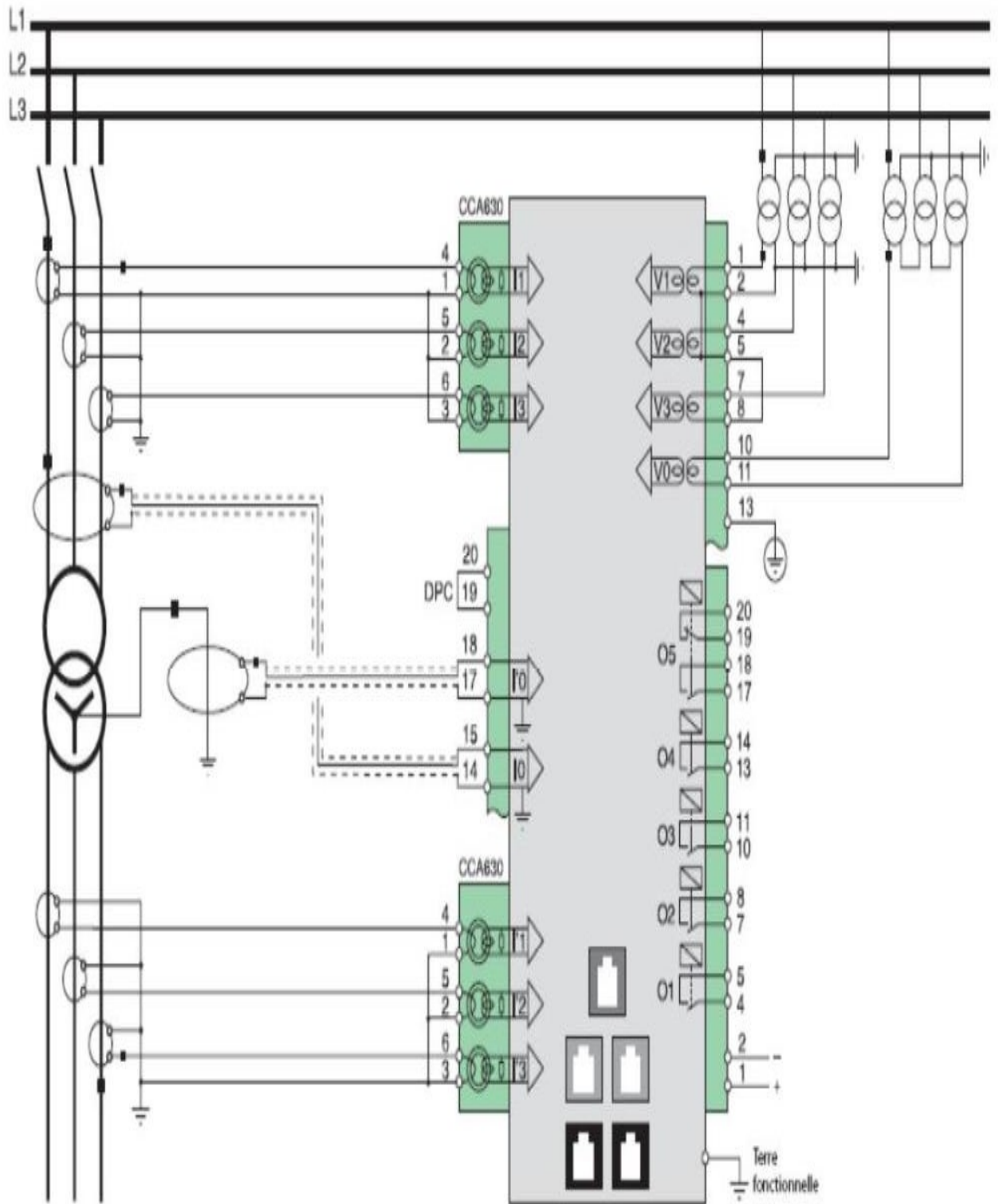


Figure 3. 20. Schéma de raccordement de SEPAMT87

3.2.9. Les protections assurées par les SEPAM série 80[13]

Le SEPAM série 80 assure plusieurs protections :

- La protection des sous-stations, en arrivée ou en départ, entre les phases ou entre phase et terre ainsi que la détection de déséquilibre.
- La protection des transformateurs contre des défauts internes et des sur charges ou contre les surcharges thermiques.
- La protection des moteurs et la surveillance de leurs conditions de démarrage.
- Des fonctions de mesures et de protection de tension pour les jeux de barres.
- Protection contre les surcharges et les courts-circuits entre phases, contre les défauts à la terre, contre les déséquilibres des phases et contre les dommages thermiques dus à une surcharge.
- Visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé
- Commande locale de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par SEPA

3.2.10. Raccordement de SEPAM serie80 à l'outil de paramétrage

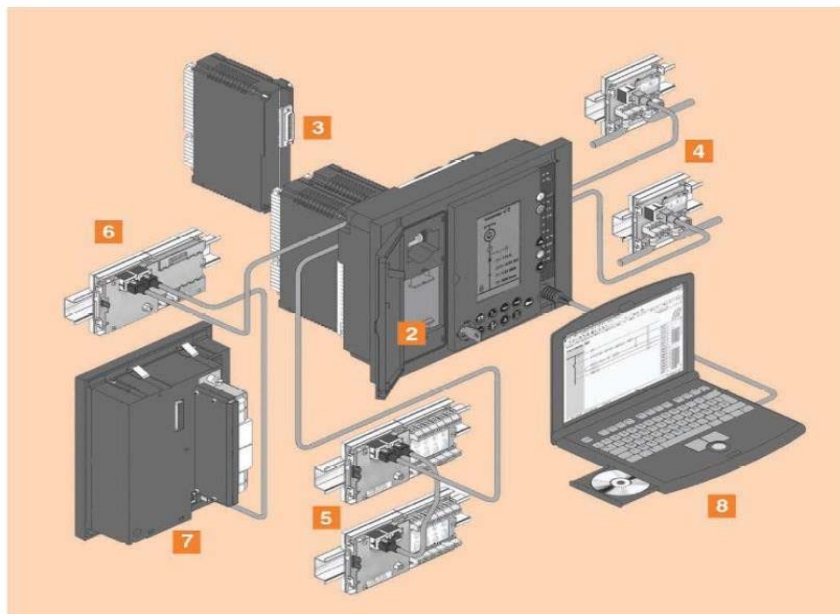


Figure 3. 21. SEPAM série 80 et ses modules optionnels

- *Unité de base, avec deux types d'interfaces Homme Machine*

- IHM synoptique intégrée
- IHM avancée intégrée ou déportée

- **Paramètres et réglages sauvegardés sur cartouche mémoire amovible.**
- **Entrées logiques et 32 sorties à relais :**
 - 5 sorties sur l'unité de base ;
 - 3 modules optionnels de 14 entrées et 6 sorties.
- **ports de communication indépendants :**
 - Raccordement de chaque port à 1 ou 2 réseaux S-ALN et/ou E-LAN ;
 - Protocole de communication Modbus ;
 - Réseau RS485 (2 ou 4 fils) ou fibre optique.
- **16 sondes de températures**
 - Pt100, Ni100, ou Ni120
- **1 sortie analogique bas niveau :**
 - 0-10mA, 4-20mA ou 0-20mA.
- **Module contrôle de synchronisme**
- **Outil logiciel :**
 - Paramétrage du SEPAM, réglage des protections et les fonctions de commande ;
 - Programmation des fonctions spécifiques(Logipam) ;
 - Récupération et visualisation des enregistrements d'oscillographie ;
 - Exploitation locale ou à distance.

Le réglage des fonctions de protection et le paramétrage des SEPAM sériels 80

Nécessitent l'usage du logiciel de paramétrage SFT2841.

Le PC disposant du logiciel SFT2841 utilisé pour paramétrer le SEPAM se raccorde sur le port communication en face avant.[13]

3.2.11. Principe du protocole Modbus

Le protocole Modbus permet l'échange d'informations à l'aide d'un mécanisme de type "requête-réponse" entre une station dite maître et une station dite esclave.

L'initialisation de l'échange (l'envoi de la requête) est toujours à l'initiative de la station maître. La station esclave ne peut que répondre à une requête qui lui est envoyée.

Lorsque l'infrastructure matérielle du réseau le permet, plusieurs stations esclaves peuvent être raccordées sur le même maître comme la montre la **fig3.5** La requête contient un numéro de la station esclave (adresse) pour identifier celle qui est destinataire.

Ce numéro doit être unique. Les stations non destinataires ignorent la requête reçue.[14].

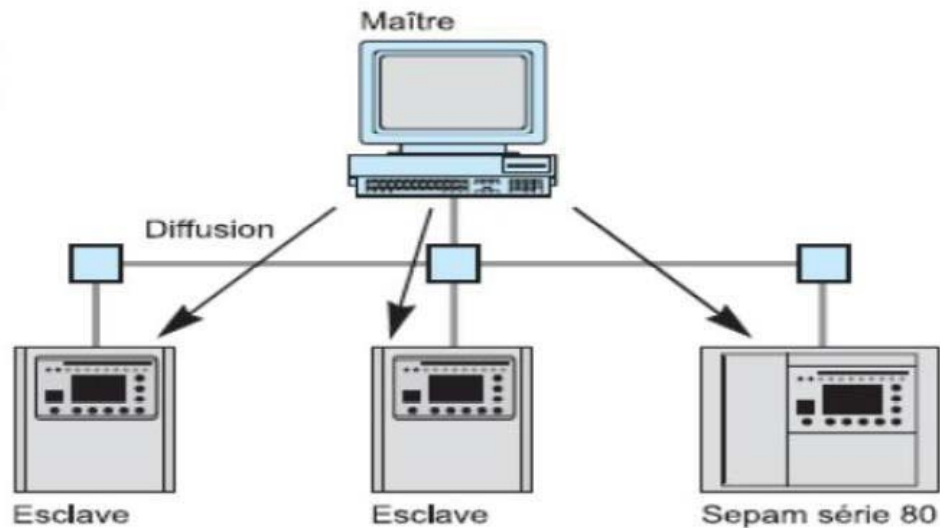


Figure 3. 22. Principe du réseau maître esclave

3.2.12. Présentation du logiciel SFT2841

Le logiciel SFT2481 est destiné pour le paramétrage et l'exploitation des SEPAM série (20, 40, 80).

Il peut être utilisé :

- Avant la mise en service, non connecté au SEPAM ;
- Lors de la mise en service du SEPAM ;
- Pour charger, décharger et modifier les paramètres et les réglages de SEPAM ;
- Pour disposer de l'ensemble des mesures et des informations d'aide à la mise en service ;
- Au cours d'exploitation, à partir d'un PC raccordé à un ensemble de SEPAM par l'intermédiaire d'un réseau de communication multipoint ;
- Pour gérer le système de protection ;
- Pour contrôler l'état du réseau électrique ;
- Pour diagnostiquer tout incident survenu sur le réseau électrique ;
- L'édition d'équations logiques consiste en :
 - Saisie et vérification des équations logiques ;
 - Réglage des valeurs des temporisations utilisées dans les équations logiques ;
 - Chargement des équations logiques dans le SEPAM.[15]

3.2.12.1. Description



Figure 3. 23. Fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841

La fenêtre d'accueil du logiciel SFT2841 s'ouvre au lancement du logiciel.

Elle permet de choisir la langue des écrans du SFT2841 et d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages de SEPAM série 80.

- En mode non connecté, pour ouvrir ou créer un fichier de paramètres et de réglages pour un SEPAM série (20, 40, 80).
- En mode connecté à un seul SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage du SEPAM raccordé au PC.
- En mode connecté à un réseau de SEPAM, pour accéder aux fichiers de paramètres et de réglage d'un ensemble de SEPAM raccordé au PC via un réseau de communication [15].

3.2.12.2. Utilisation du SFT2841 en mode non connecté

Le mode non connecté permet de préparer les fichiers de paramétrages et de réglages des SEPAM série (20, 40, 80) avant la mise en service.

Les fichiers de paramétrages et de réglages préparés en mode non connecté seront à télécharger ultérieurement dans les SEPAM en mode connecté.[15]

3.2.12.3. Utilisation du SFT2841 en mode connecté à un SEPAM série 80

Le mode connecté à un SEPAM série 80 est utilisé lors de la mise en service :

- Pour charger, décharger et modifier les paramètres et réglages de SEPAM série 80
- Pour disposer de l'ensemble des mesures et des informations d'aide à la mise en service.

Le PC avec le logiciel SFT2841 est raccordé du port RS232 au port de liaison en face avant du

SEPAM, à l'aide du câble CCA783. Le raccordement à un port USB est possible en utilisant l'accessoire TSXCUSB232. [15]

Figure 3. 24. SFT2841 Connecté à un SEPAM via le port série

3.2.12.4. Utilisation du SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM

Le mode connecté à un réseau de SEPAM est utilisé en cours d'exploitation :

- Pour gérer le système de protection ;
- Pour contrôler l'état du réseau électrique ;
- Pour diagnostiquer tout incident survenu sur le réseau électrique.

Le PC avec le logiciel SFT2841 est raccordé à un ensemble de SEPAM par

L'intermédiaire d'un réseau de communication (connexion liaison série, par réseau Téléphonique)

La fenêtre de connexion permet de configurer le réseau de SEPAM et d'accéder aux fichiers de paramètres et de réglages des SEPAM du réseau. [15]

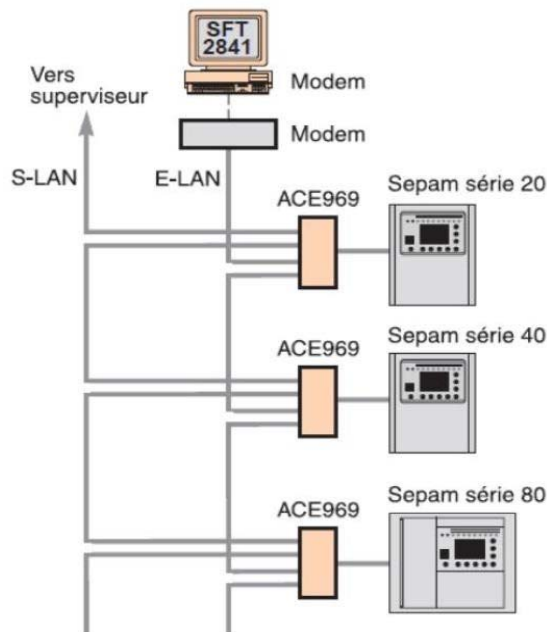


Figure 3. 25. SFT2841 connecté à un réseau de SEPAM

3.2.12.5. Exploitations courante

- Affichage de toutes les informations de mesure et d'exploitation ;
- Affichage des messages d'alarme avec l'heure d'apparition (date, heure, min, s, ms) ;
- Affichage des informations de diagnostic telles que le courant de déclenchement, nombre de manœuvres de l'appareillage et cumul des courants coupés ;
- Affichage de toutes les valeurs de réglage et paramétrage effectués ;
- Visualisation des états logiques des entrées, sorties et des voyants.

3.3. Application

3.3.1. Présentation de Poste électrique de cimenterie de S.E.G

C'est un poste de répartition implanté dans la société de la cimenterie de Sour El Ghozlane avec deux lignes (normale et secours) d'arrivée 60kv et deux transformateurs 60kv/5.934kv TR1 et TR2. Notre application est consacrée au transformateur TR1 de la ligne normale

3.3.2. Paramétrage et réglage de la SEPAM

3.3.2.1. Configuration matérielle du SEPAM

La configuration matérielle consiste à choisir le matériel constituant le SEPAM selon son domaine d'application :

- Le choix du model de l'IHM
- SANS IHM; IHM intégré ; IHM déportée ; et IHM synoptique.
 - Le nom du SEPAM (repère)
 - L'ajout de différent module
 - Mémoire étendue, Ethernet, modbus - Module sortie analogique et Module contrôle de synchronisme.

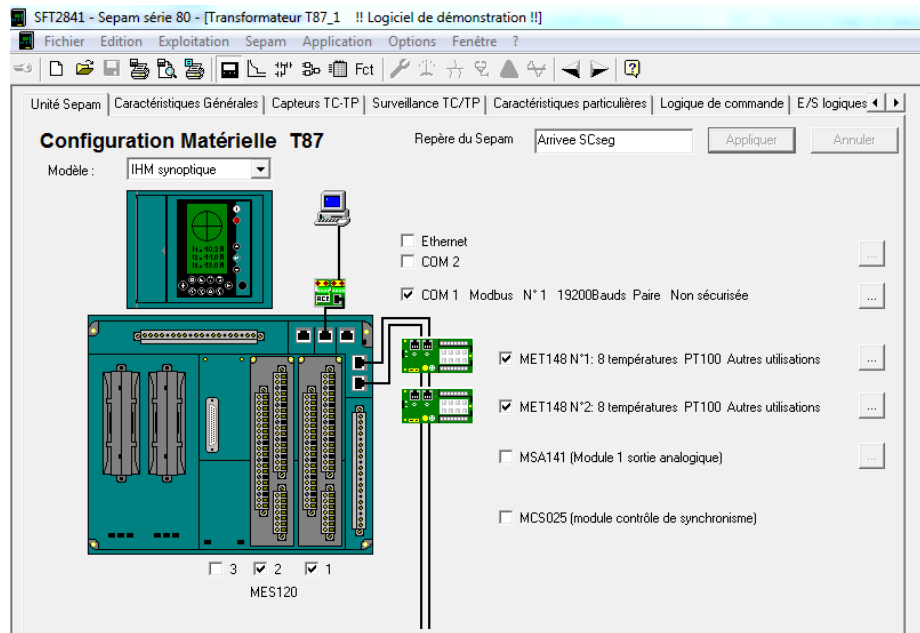


Figure 3. 26. Configuration matérielle T87

3.3.2.2. Caractéristiques générales

Ce volet permet de configurer les paramètres ci-dessous :

- Du réseau électrique
 - Fréquence du réseau électrique
 - Type de cellule (départ ou arrivée)
 - Sens de rotation des phases
 - Choix du jeu de réglage A ou B
- De la mesure
 - Période d'intégration (5 mn, 10 mn, etc...)
 - Incrément compteur (énergie active et réactive)
- Langue de l'IHM
- Mode de synchronisation horaire
- De télé conduite (autorisation de télé réglage, télécommande avec pré-sélection SBO)
- Surveillance de la tension auxiliaire

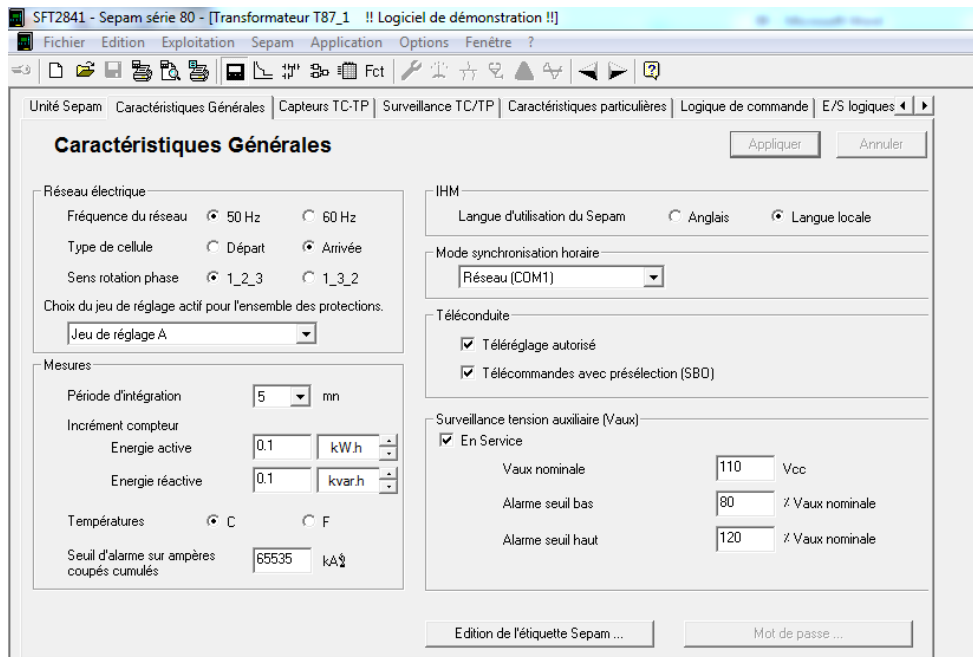


Figure 3. 27. Caractéristique générales

3.3.2.3. Configuration des TC et TP

Le SEPAM dispose des entrées analogiques à raccorder aux capteurs de mesure nécessaires à son application :

- Trois entrées courant phase I_1, I_2, I_3 ; et une entrée courant résiduelle I_0
- Trois entrées tension phase V_1, V_2, V_3 ; et une entrée tension résiduelle V_0 ;

Dans la fenêtre Capteur TC-TP on n'a sélectionné les capteurs qui équipent la cellule d'arrivée de transformateur 60/5.934kv.

- Six Transformateurs de courant TC 5A.
- Six Transformateur de tension TP installés sur le jeu de barre A avec sorties BT raccordées au SEPAM.
- Deux tore CSH 20/200 calibre 20 A pour calculée le courant résiduel

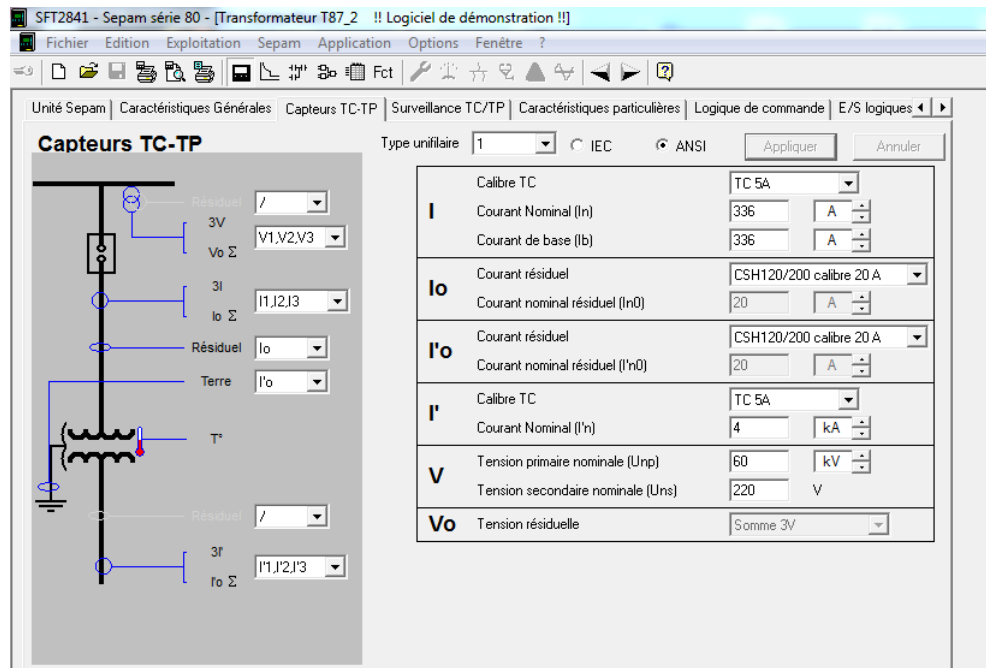


Figure 3. 28. Capteur TC-TP

3.3.2.4. Activation des protections

Dans cet écran on a activé cinq protections. Les protections affectées sont :

- 50/51 : maximum de courant de phase ;
- 50N/51N : maximum de courant terre ;
- 49RMS - Image thermique
- 46 - Maximum de composante inverse
- 87 T Différentielle transformateur

NB : la couleur blanche sont les protections en active

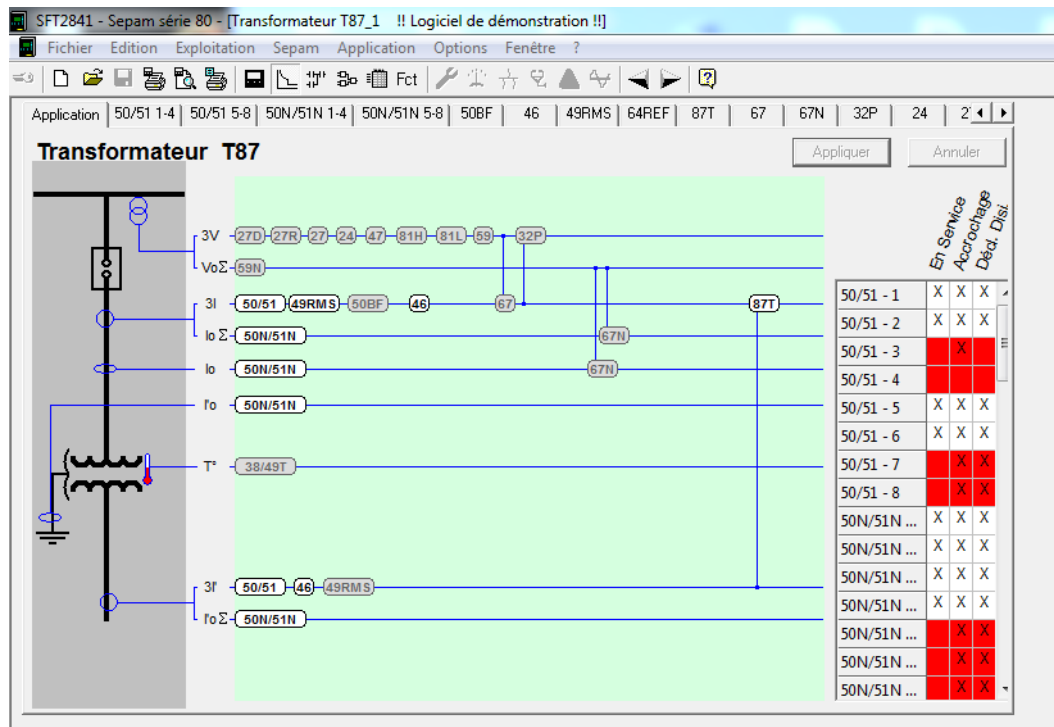


Figure 3. 29. Activation des protections

3.3.2.5. *Maximum de courante phase*

Protection contre les courts-circuits entre phases. Deux modes d'utilisation :

- protection de surintensité sensible au plus grand des courantes phases mesurées
- protection différentielle machine sensible au plus grand des courants phases différentiels obtenus par montage auto-différentiel.

Ces caractéristiques sont :

- 2 jeux de réglages
- déclenchement instantané ou temporisé
- courbe à temps indépendant (DT), à temps dépendant (choix parmi 16 types de courbe IDMT normalisées) ou personnalisée
- comportement sur déclenchement
 - sortie O_2 :-type A émission ;-sortie O_2 :-mode : permanent ;
 - activation de la sortie : oui
 - déclenchement oscilloperturbographie : avec activation des voyants L1 et L2
- (X) la couleur blanche : activité de l'exemplaire en service

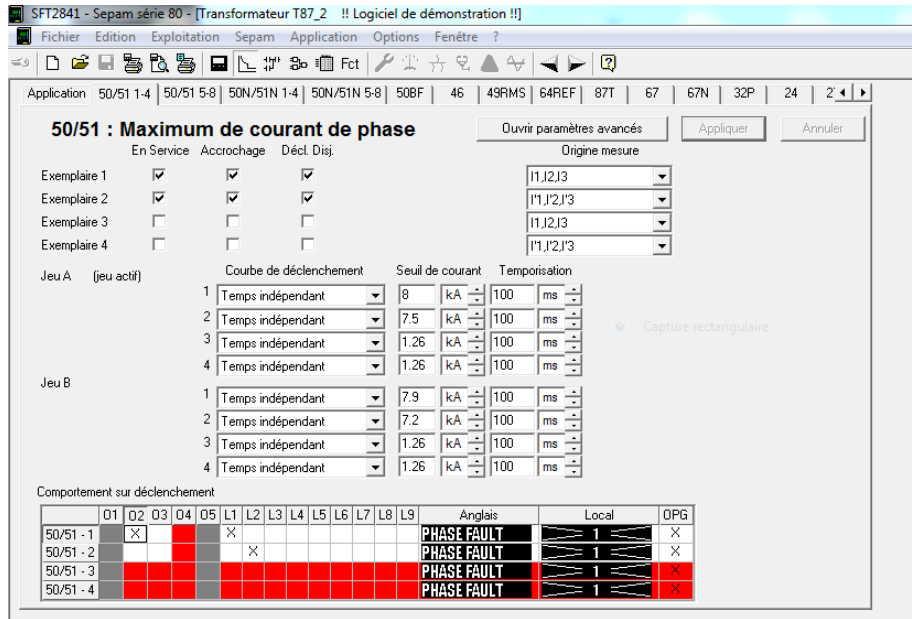


Figure 3.30. Maximum de courant phase

3.3.2.6. 50N/51N- Maximum de courant terre

Protection contre les défauts à la terre, basée sur les valeurs de courant résiduel mesurées ou calculées : ANSI 50N/51N : courant résiduel calculé ou mesuré à partir de 3 capteurs de courant phase

Caractéristiques

- 2 jeux de réglages
- courbe à temps indépendant (DT), à temps dépendant (choix parmi 17 types de courbe IDMT normalisées) ou personnalisée
- comportement sur déclenchement :
 - sortie O₂ :-type A émission ; -sortie O₂ :-mode : permanent ; activation de la sortie : oui
 - déclenchement oscilloperturbographie : avec activation des voyants L3 ; L4 ; L5et L6
- (X) la couleur blanche : activité de l'exemplaire en service

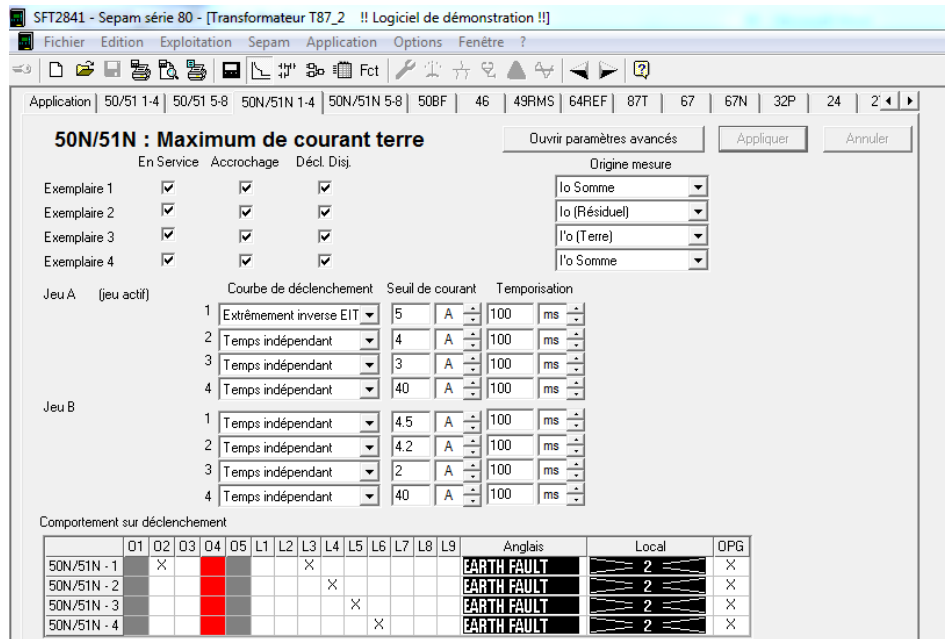


Figure 3. 31. Maximum de courant terre

3.3.2.7. 49RMS - Image thermique

Protection contre les dommages thermiques dus à une surcharge Cette fonction permet de protéger un transformateur contre les surcharges à partir de la mesure du courant absorbé. La norme CEI 60076-2 propose 2 modèles thermiques pour évaluer l'échauffement des enroulements lors d'une surcharge, selon que le transformateur est sec ou immergé.

- Prise en compte des harmoniques Le courant équivalent I_{eq} mesuré par la protection thermique transformateur est le plus grand des courants efficace des phases (le courant efficace tient compte des

Harmoniques jusqu'au rang 13).

- Prise en compte de 2 régimes de fonctionnement Le choix entre les jeux thermiques 1 et 2 se fait par l'entrée logique "changement régime thermique". Ceci permet d'avoir le jeu thermique 1 pour l'exploitation normal du transformateur et le jeu thermique 2 pour une exploitation exceptionnelle du transformateur
- comportement sur déclenchement : -sortie O_2 :-
type A émission ; -sortie O_2 :-mode : permanent ; activation de la sortie : oui

-déclenchement oscilloperturbographie : avec activation des voyants L6

- (X) la couleur blanche : activité de l'exemplaire en service

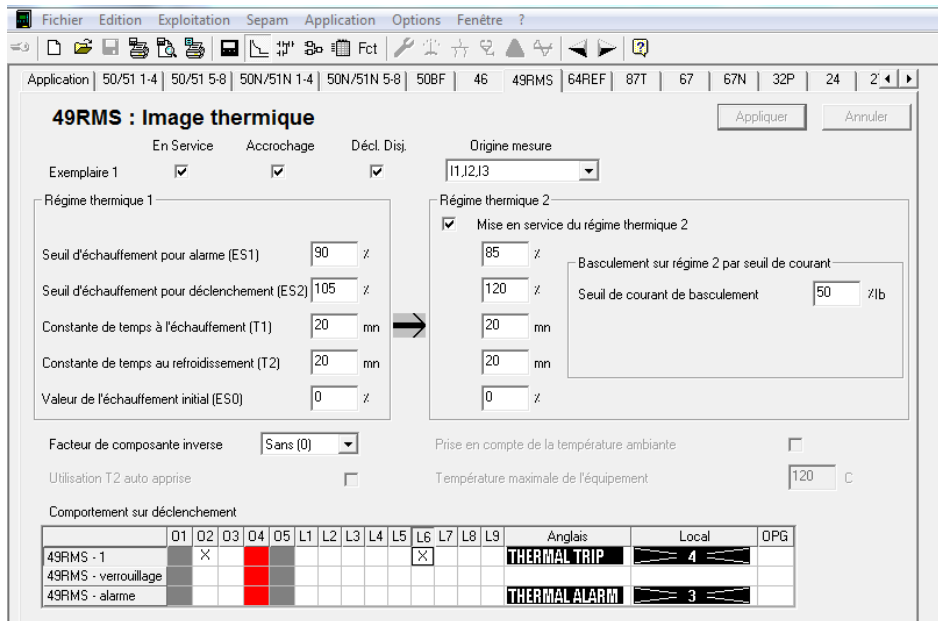


Figure 3. 32. 49RMS - Image thermique

3.3.2.8. 46 - Maximum de composante inverse

Protection contre les déséquilibres des phases, détectés par la mesure du courant inverse.

- protection sensible pour détecter les défauts biphasés en extrémité de ligne longue
- protection de l'équipement contre l'échauffement provoqué par une alimentation déséquilibrée, l'inversion ou la perte d'une phase et contre les déséquilibres de courant phase.
- comportement sur déclenchement :

-sortie O₂ :-type A émission ;-sortie O₂ :-mode : permanent ;

-activation de

la sortie : oui

-déclenchement oscilloperturbographie : avec activation des voyants L7et L8

- (X) la couleur blanche : activité de l'exemplaire en service

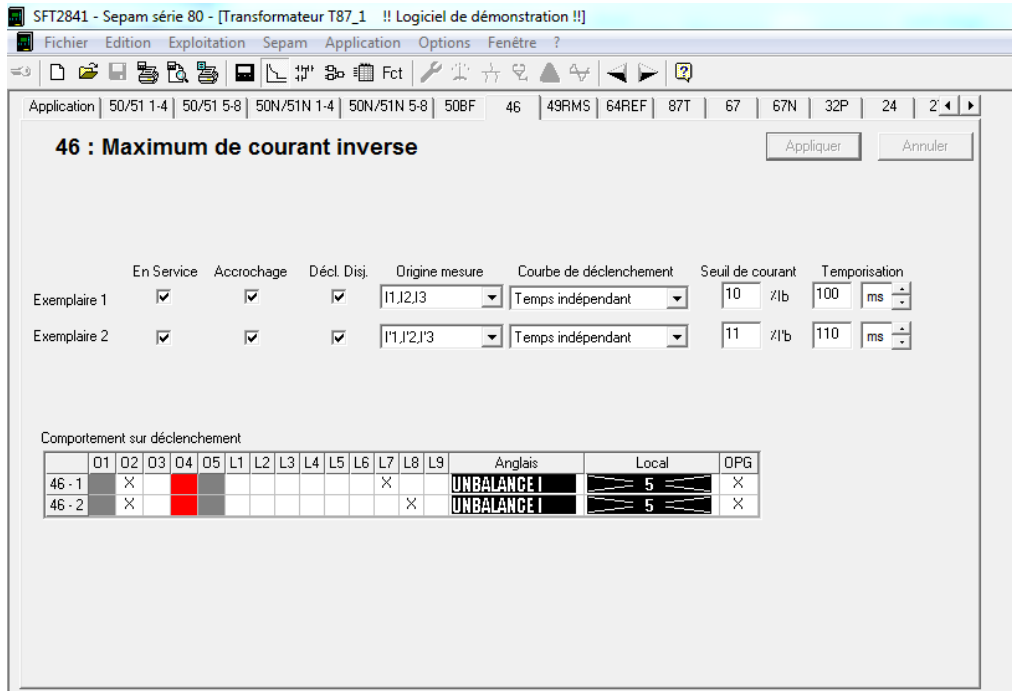


Figure 3. 33. Maximum de composante inverse

3.3.2.9. 87 T Différentielle transformateur

Protection contre les courts-circuits entre phases des transformateurs à 2 enroulements et des groupes blocs transformateur-machine.

Protection basée sur la comparaison phase à phase des courants primaires et secondaires, avec :

- recalage des courants de chaque enroulement en fonction de l'indice horaire et des valeurs de tension paramétrées
- élimination de la composante homopolaire au primaire et au secondaire (adaptée à tout système de mise à la terre).
- comportement sur déclenchement :

-sortie O₂ :-type A émission ; -sortie O₂ :-mode : permanent ;

activation de la

sortie : oui

-déclenchement oscilloperturbographie : avec activation des voyants L9

- (X) la couleur blanche : activité de l'exemplaire en service

Caractéristiques

- déclenchement instantané
- seuil haut réglable, pour déclenchement rapide sur défaut violent, sans élément de retenue

- caractéristique de déclenchement à pourcentage de deux pentes réglables et seuil bas minimum réglable

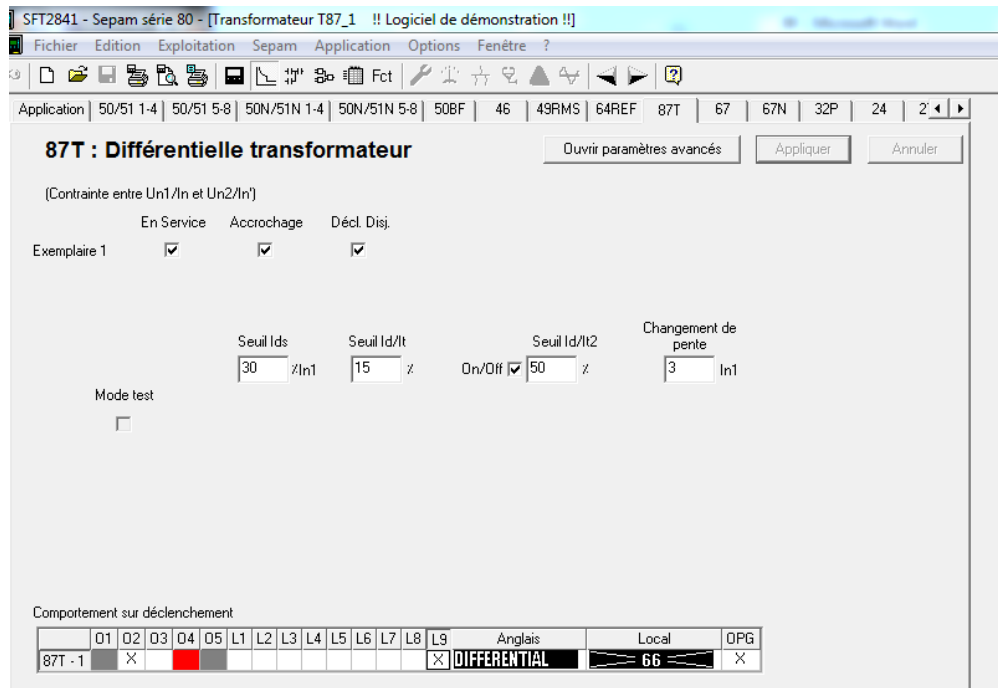


Figure 3.34. 87 T Différentielle transformateur

3.4. Conclusion

Dans ce chapitre on a paramétré les différents capteurs courant et tension et on a réglé les différentes protections ampérométrique qui sont nécessaire pour protéger d'un transformateur d'arrivée 60/5.93KV de cimenterie de Sour El Ghozlane.

CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES

La protection des transformateurs est une nécessité et une condition incontournable pour assurer la continuité et la meilleure qualité de service.

Les transformateur HTB/HTA sont susceptibles de défauts internes ou d'agressions externes contre lesquels il faut les protéger.

Les protections numérique sont plus fiables que les protections classique sauf que leur maintenance devient un peu plus compliquée vu la miniaturisation des circuits utilisés la nécessité d'une plus large connaissance en informatique, traitement de signal et manipulation des logiciels pour l'exploitant, de plus chaque constructeur possède son propre protocole d'utilisation d'où le problème de communication si le matériel est différent.

Dans ce travail, nous avons énuméré les différentes architectures du réseau électrique et transformateur HT. Ces transformateurs sont très importants et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies.

Ce le travail est basé essentiellement sur l'utilisation de la protection numérique « gamme SEPAM série 80 », qui nous a offert une solution plus performante et plus efficace que les anciennes protections.

Nous trouvons simple et pratique son logiciel de configuration SFT2841 qui nous a permis de paramétrer les fonctions de protection ; les seuils de réglage pour protégée le transformateur les essais d'injection ont été effectués sur le SEPAM S80 sont assurée par Schneider électrique TURQUE le fabriquant la cellule qui protège notre transformateur.

Cette étude nous a permis d'approfondir et d'enrichir nos connaissances acquises pendant notre formation universitaire et nous espérons que ce travail apportera un plus à ceux qui les consulterons.

Annexe A- Présentation de l'entreprise

A.1. Introduction

Depuis 1998, la société des ciments de Sour El Ghozlane issue du Groupe ERCC s'est transformée en Filiale autonome. Chargée de la recherche, du développement, de la production et de la commercialisation du ciment. L'usine de Sour El Ghozlane est une cimenterie à voie sèche. Située à 120 Km au sud-est d'Alger, et à 25Km de Bouira, chef-lieu de Wilaya, la société occupe une position géographique stratégique. En effet, implantée aux limites du Tell et des Hauts Plateaux, cette position lui permet de jouer un rôle économique important dans la région du centre du pays. Elle assure ainsi la satisfaction des besoins en ciment de plusieurs Wilayas. Au Nord : Alger, Médéa, Tizi-Ouzou, Bejaia. Au Centre : Djelfa, Laghouat, M'sila. Au Sud : Ghardaïa, Tamanrasset, Illizi, Ouargla.

L'autre atout majeur de la société, c'est un encadrement et un personnel dynamiques, compétents et expérimentés qui veillent continuellement à l'amélioration de la qualité du produit et à l'écoute des besoins de la clientèle. Ce souci de pérenniser cette démarche a incité les hauts responsables à créer « une cellule qualité » qui œuvre pour la définition d'une politique de « qualité totale » conforme aux normes ISO 9000 et dont la mise en œuvre se confirme par l'obtention de la certification ISO 9002 du système de management de la qualité en 2004.

A.2. Identification de l'usine

La société des ciments de S.E.G Sour el Ghozlane est de type par action, elle est une filiale du groupe industriel du ciment Algérie (GICA)

- Constructeur : F.L Smidth du Danemark.
- Qualité du ciment : CPj A42.5MPa.
- Production annuelle : 1000000 tonnes.
- Superficie : 41 Hectares
- Superficie occupée : 11 Hectares
- L'effectif employé se répartie comme suit (selon la synthèse novembre 2020)
- Cadres supérieurs :

- Maîtrise :
- Exécution :
- Total = 350

A.3. Caractéristiques techniques et équipements technologiques

Désignation	Capacité
Concasseur calcaire argile	1000 T/H
Concasseur ajouts	2 × 100 T/H
Broyeurs cru	2 × 140 T/H
Four rotatif	3000 T/jour
Broyeurs clinker	2 × 100 T/H
Ensacheuses rotatives	5 × 100 T/H

A.4. FICHE TECHNIQUE

➤ Dénomination

Société des ciments de Sour El Ghozlane filiale E.R.C.C.

➤ Localisation :

Commune de Sour El Ghozlane

Daïra de Sour El Ghozlane

Wilaya de Bouira

➤ Capacité de production :

3000 tonnes de clinker/jour

1000000 tonnes de ciment/an

➤ Type de ciment :

CPJ CEM II A-42,5

➤ **Constructeur :**

F.L.SMIDTH & CIE France

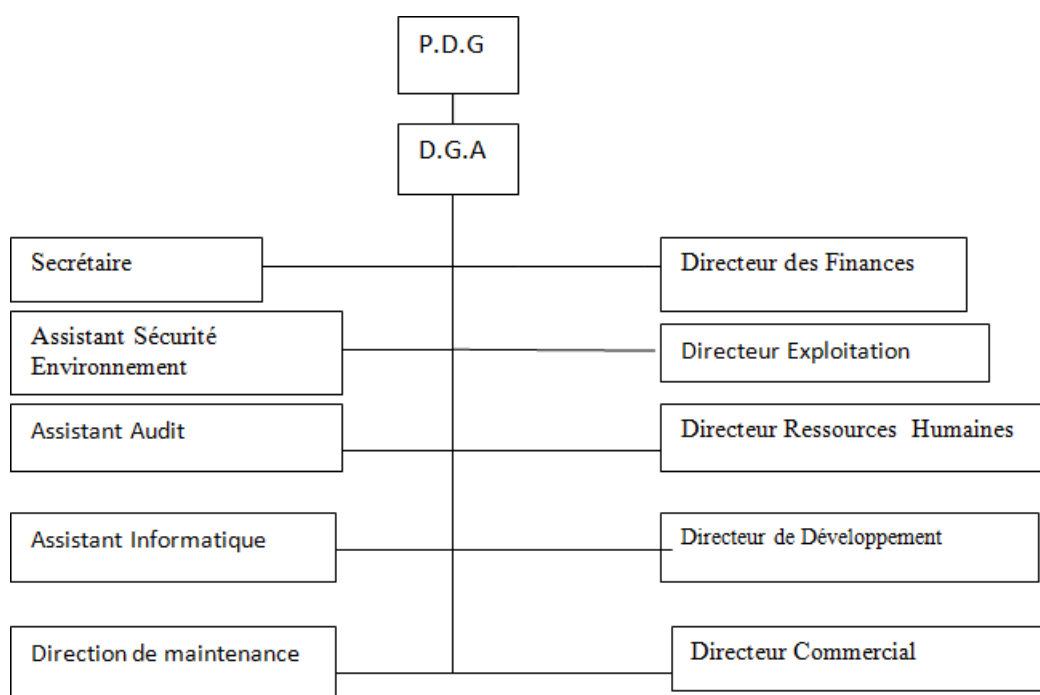
➤ **Sous- traitants :**

Génie civil COLAS France

Montage mécanique MONTALEV France

Montage électrique FERRER-AURAN

A.5. Organisation de sociétés des ciments de SOUR EL GHOZLANE



A.6. Processus de fabrication du ciment

La fabrication du ciment implique la mise en œuvre de quatre matières premières ; il s'agit du calcaire, de l'argile, du sable et du minerai de fer. Pour fabriquer du ciment, il faut disposer des matières premières nécessaires contenues dans des gisements de carrières bien étudiés et les réserves exploitables évaluées avec précision. La société des ciments de SEG dispose d'une carrière de calcaire et d'une carrière d'argile.

a. Carrière

Le calcaire est extrait par abattage à l'explosif et chargé dans des dumpers au moyen de chargeurs. L'argile est extraite par ripage aidé de tirs d'ébranlement éventuels et chargé dans des dumpers au

moyen de chargeurs.



b. Concassage matières premières

Un atelier de concassage commun est utilisé pour la réduction du calcaire et de l'argile. Les matières sont amenées par dumpers (de 30t à 50t) à l'atelier de concassage ou les blocs de matière qui peuvent atteindre 1m³ sont réduits à l'aide d'un concasseur à marteaux jusqu'à 25-30mm.



c. Concassage ajouts

Deux ateliers de concassage des ajouts (gypse, tuf, minerais de fer) sont utilisés pour la réduction des blocs des matières en morceaux inférieurs à 25mm. Les matières sont amenées des concasseurs par des transporteurs à bandes pour être stockés dans un hall de stockage.



d. Hall de stockage des matières concassées (pré homogénéisation)

- **Calcaire**

Capacité de stockage : - utile : 2 x 35 000 tonnes

- dimensions du stockage : 2 x (136.5m x 34m) + 3m

- granulométrie matière inf à 25mm (avec cependant 5% sup. à 25mm)

- humidité maximale : 6% H₂O

- **Argile**

Capacité de stockage : - utile : 2 x 3 000 tonnes

- dimensions du stockage : 2 x (39m x 21m) + 3m

- granulométrie matière inf à 25mm (avec cependant 5% sup. à 25mm)

- humidité maximale : 10 % H₂O

- **Sable**

Capacité de stockage : - utile : 2 000 tonnes

- dimensions du stockage : diamètre 23m

Minerai de fer

Capacité de stockage : - utile : 2 000 tonnes

- dimensions du stockage : diamètre 23m

e. Broyage du cru

En fonction des analyses chimiques complètes, et le calcul du mélange ; le laboratoire fixe les proportions de chaque matière .Généralement on utilise approximativement : Calcaire : 80% / Argile : 17% / Sable : 2% / Minerai de fer : 1%. Ce mélange est ensuite envoyé dans un broyeur où il sera finement broyé et séché. L'atelier de broyage du cru a une capacité nominale en sec de 2 x 140 t/h (matières contenant au max. 6% d'eau). Les broyeurs sont équipés d'une chambre de séchage. La puissance installée est de 2 x 3000 kW.

f. Silos d'homogénéisation

La farine crue est stockée et homogénéisée dans deux silos de stockage et d'homogénéisation. Capacité de stockage : - utile : 2 x 8000 tonnes

g. Cuisson

La matière ainsi homogénéisée est envoyée dans un four rotatif où elle subira plusieurs transformations au fur et à mesure qu'elle avance dans le four et rencontre des zones de plus en plus chaudes, jusqu'à l'obtention d'une matière appelée **clinker**. L'atelier cuisson a une capacité nominale de 3000 tonnes par jour.



h. Silos de stockage clinker

Le stock de clinker consiste en trois silos d'une capacité utile de 15000 tonnes chacun.

i. Broyage ciment

Le clinker et le gypse dosés selon les directives du laboratoire sont finement broyés. La matière ainsi obtenue constituant le ciment est stockée dans des silos. Pour augmenter la production on introduit lors du broyage du clinker et du gypse des ajouts (calcaire pur, tuf) on obtient ainsi un ciment qu'on appelle ciment composé. L'atelier de broyage ciment a une capacité nominale de 2 x 100 t/h de ciment broyé à une finesse de 3000 cm² / g Blaine.



j. Silos de stockage ciment

Le ciment est stocké dans quatre silos d'une capacité unitaire de 8000 tonnes.

k. Expédition

Le ciment est extrait des silos de stockage est vendu soit dans des sacs en papier de 50 kg soit en vrac.

Chargement vrac camions : 2 x 200 tonnes par heure. Chargement sacs : 3/5 ensacheuses 3 x 100 tonnes par heure.



Annexe B- Tableau de choix SEPAM série 80

Protections	Code ANSI	Sous-station				Transformateur Moteur						Générateur			Barres		Cap.
		S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G82	G87	G88	B80	B83	C86
Maximum de courant phase ⁽¹⁾	50/51	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Maximum de courant terre / Terre sensible (1)	50N/51N 50G/51G	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Défaillance disjoncteur	50BF	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Maximum de composante inverse	46	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Image thermique câble	49RMS		1	1	1												
Image thermique machine ⁽¹⁾	49RMS					2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Image thermique condensateur	49RMS																1
Déséquilibre gradins de condensateurs	51C																8
Différentielle de terre restreinte	64REF					2	2	2				2		2			
Différentielle transformateur (2 enroulements)	87T							1			1			1			
Différentielle machine	87M								1				1				
Maximum de courant phase directionnelle ⁽¹⁾	67			2	2		2	2				2	2	2			
Maximum de courant terre directionnelle ⁽¹⁾	67N/67NC		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Maximum de puissance active directionnelle	32P		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2			
Maximum de puissance réactive directionnelle	32Q								1	1	1	1	1	1			
Minimum de puissance active directionnelle	37P				2							2					
Minimum de courant phase	37								1	1	1						
Démarrage trop long, blocage rotor	48/51LR								1	1	1						
Limitation du nombre de démarrages	66								1	1	1						
Perte d'excitation (minimum d'impédance)	40								1	1	1	1	1	1			
Perte de synchronisme	78PS								1	1	1	1	1	1			
Maximum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	12								□	□	□	□	□	□			
Minimum de vitesse (2 seuils) ⁽²⁾	14								□	□	□	□	□	□			
Maximum de courant à retenue de tension	50V/51V											2	2	2			
Minimum d'impédance	21B											1	1	1			
Mise sous tension accidentelle	50/27											1	1	1			
Minimum de tension résiduelle harmonique 3 / 100 % masse stator	27TN/64G2 64G											2	2	2			
Surfluxage (V / Hz)	24							2				2	2	2			
Minimum de tension (P-P ou P-N)	27	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Minimum de tension directe	27D	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de tension rémanente	27R	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension (P-P ou P-N)	59	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Maximum de tension résiduelle	59N	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de tension inverse	47	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Maximum de fréquence	81H	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Minimum de fréquence	81L	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4
Dérivée de fréquence	81R				2												
Réendenceur (4 cycles) ⁽²⁾	79	□	□	□	□												
Thermostat / Buchholz ⁽²⁾	26/63					□	□	□	□		□			□			
Surveillance température (16 sondes) ⁽³⁾	38/49T					□	□	□	□	□	□	□	□	□			□
Contrôle de synchronisme ⁽⁴⁾	25	□	□	□	□	□	□	□				□	□	□	□	□	
Commande et surveillance																	
Commande disjoncteur / contacteur 94/69		□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Automatisme de transfert de sources (AT) ⁽²⁾		□	□	□	□	□	□	□				□	□	□	□	□	
Délestage / redémarrage automatique									■	■	■						
Désexcitation												■	■	■			
Arrêt groupe												■	■	■			
Commande gradins de condensateurs ⁽²⁾																	□
Sélectivité logique ⁽²⁾	68	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Accrochage / acquittement	86	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Signalisation	30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Basculement jeux de réglages		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Adaptation par équations logiques		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Programmation par Logipam (Langage à contacts)		□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□

Mesures	Sous-station				Transformateur Moteur						Générateur			Barres		Cap.
	S80	S81	S82	S84	T81	T82	T87	M81	M87	M88	G82	G87	G88	B80	B83	C86
Courant phase RMS I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel mesuré I0, calculé I0Σ	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant moyen I1, I2, I3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre courant IM1, IM2, IM3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant résiduel mesuré I'0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension U21, U32, U13, V1, V2, V3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension résiduelle V0	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension directe Vd / sens de rotation	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension inverse Vi	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Fréquence	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance active P, P1, P2, P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance réactive Q, Q1, Q2, Q3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Puissance apparente S, S1, S2, S3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Maximètre de puissance PM, QM	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Facteur de puissance	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive calculée (± W.h, ± var.h)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energie active et réactive par comptage d'impulsions ⁽²⁾ (± W.h, ± var.h)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Courant phase RMS I'1, I'2, I'3							■		■	■		■	■			
Courant résiduel calculé I'0Σ							■		■	■		■	■			
Tension U'21, V'1 et fréquence														■		
Tension U'21, U'32, U'13, V'1, V'2, V'3, V'd, V'i et fréquence															■	
Tension résiduelle V'0															■	
Température (16 sondes) ⁽³⁾					□	□	□	□	□	□	□	□	□			□
Vitesse de rotation ⁽²⁾								□	□	□	□	□	□			
Tension point neutre Vnt								■	■	■	■	■	■			
Diagnostic réseau et machine																
Contexte de déclenchement	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Courant de déclenchement Trip11, Trip12, Trip13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de déclenchements sur défaut phase, sur défaut terre	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de déséquilibre / courant inverse li	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Taux de distorsion du courant et de la tension Ithd, Uthd	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage φ0, φ'0, φ0Σ	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Déphasage φ1, φ2, φ3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Oscilloperturbographie	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Rapport démarrage moteur (MSR)							■	■	■	■						
Tendance démarrage moteur (MST)							■	■	■	■						
Enregistrement des données (DLG)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Echauffement		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée de fonctionnement restant avant déclenchement dû à une surcharge		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Durée d'attente après déclenchement dû à une surcharge		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Compteur horaire / temps de fonctionnement					■	■	■	■	■	■	■	■	■			■
Courant et durée du démarrage							■	■	■	■						
Durée d'interdiction de démarrage							■	■	■	■						
Nombre de démarrages avant interdiction							■	■	■	■						
Taux de déséquilibre / courant inverse I'i							■	■	■	■	■	■	■			
Courant différentiel Idiff1, Idiff2, Idiff3							■	■	■	■	■	■	■			
Courant traversant It1, It2, It3							■	■	■	■	■	■	■			
Déphasage θ entre courants I et I'							■	■	■	■	■	■	■			
Impédances apparentes directes Zd et entre phases Z21, Z32, Z13		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tension harmonique 3 point, neutre ou résiduelle											■	■	■			
Ecart en amplitude, fréquence et phase des tensions comparées pour contrôle de synchronisme ⁽⁴⁾	□	□	□	□	□	□	□				□	□	□	□	□	□
Capacité et courants de déséquilibre condensateur																■
Diagnostic appareillage																
Surveillance TC / TP	Code ANSI															
60/60FL	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance circuit de déclenchement ⁽²⁾ 74	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Surveillance alimentation auxiliaire	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Surveillance des ampères coupés cumulés	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Nombre de manœuvres, temps de manœuvre, temps de réarmement, nombre de débrogages disjoncteur ⁽²⁾	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Modules additionnels																
8 entrées capteurs de température - module MET148-2 ⁽²⁾					□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
1 sortie analogique bas niveau - module MSA141	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Entrées/sorties logiques - module MES120/ MES120G/MES120H (14 entrées / 6 sorties)	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
C/Interface de communication - ACE949-2, ACE959, ACE937, ACE969-2TP, FO, ACE850TP, FO ou CE1850	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□
Communication Modbus, IEC 60 870-5-103, DNP3 ou IEC 61850																

- Selon paramétrage et modules optionnels d'entrées sorties MES120.
- Avec modules optionnels d'entrées température MET148-2.
- Avec module optionnel pour contrôle de synchronisme MCS025.
- Avec interface de communication ACE949-2, ACE959, ACE937, ACE969TP-2, ACE969FO-2 ou CEI850.
- Avec interface de communication ACE850TP ou ACE850FO.

Références Bibliographiques

- 1) Mémoire de fin d'étude **MASTER** (Etude d'un réseau de transport d'énergie à haute tension 90 KV) Université Badji Mokhtar Annaba ; Promotion juin 2017
- 2) Cahier technique Schneider électrique CT155 les réseaux de distribution publique MT dans le monde.
- 3) Guide de conception réseaux Schneider Electric. .
- 4) livre Michel Lambert Les transformateurs électrique fonctionnement, mise en service et exploitation.
- 5) Catalogue distribution électrique 2002-Schneider Electric.
- 6) Guide de la protection Schneider Electric
- 7) Groupe Sonelgaz, « Guide Technique des Protections de Réseaux de Transport Electricité - Partie 2 : Protection Transformateur HT/MT », Document Technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité, mars 2008.
- 8) Z. GAJIC, I. IVANKOVIC & B. FILIPOVIC, « Differential Protection Issues for Combined Autotransformer - Phase Shifting Transformer », IEE Conference on Developments in Power System Protection, Amsterdam, Netherlands, avril 2004.
- 9) Cahier technique Schneider électrique CT194 Transformateurs de Courant comment les spécifier.
- 10) Cahier technique Schneider électrique CT151 sursensions et coordination de l'isolement.
- 11) M. MEHDDEB, « Philosophie de Réglage des Protections », Document technique de Gestionnaire Régionale de Transport Electricité GRTE de Sétif, Département Essais et Contrôle, Groupe SONELGAZ, mais 2006.
- 12) Notice d'exploitation de SEPAM Schneider électrique.
- 13) Notice_Sepam_serie80_Fonctions de protection, mesure et commande Manuel d'utilisation 10/2009(Schneider Electric).
- 14) Sepam série 80 Communication Modbus Manuel d'utilisation 10/2009(Schneider Electric).
- 15) Catalogue de formation sur le SEPAM série 80 données par centre de formation Schneider Algérie.

تعتبر المحولات الكهربائية ضرورية لتزويد الطاقة الكهربائية لمختلف المستهلكين ، وتعتبر بنية تحية بالغة الأهمية للزراعة الصناعية والقنص ادية للبدان ، ولكن هناك العديد من الحالات الشاذة (دوائر قصيرة بين المراحل ؛ أعطال في الأرض ؛ الأحمال الزائدة ... إلخ) لذلك من الضروري تركيب نظم كهربائية جيد لحماية المحولات. دراسات جيدة ألنظمة حماية المحولات (60 / 5 ك.ف) ضد قصر الدائرة. نضمن الأحمال الزائدة السالمة الجيدة لأشخاص ضد الكهرباء والممهلكات ضد الأثار المدمرة لمحولات الطاقة. مساهمة عمل هذا الماجستير في دراسة المحولات (60 / 5.934 ك.ف) لمصنع اسمنت صور ال غزالن **كلمات منباجة** : الحماية؛ محول؛ أكثر من الحوقع الحالي

Résumé :

Les transformateurs électriques sont essentiels pour l'alimentation en énergie électrique Pour les différents consommateurs, sont considérés comme des infrastructures hautement critiques pour le développement industriel et économique de pays, mais il y a plusieurs anomalies (les courts-circuits entre phases ; les défauts à la terre ; les surcharges....etc.) pour cela il faut installer un bon système électrique pour la protection de transformateur. Les bonnes études des systèmes de protection du transformateur (60/5.934 KV) contre les courts-circuits ; surcharges assure à la fois une bonne sécurité des personnes contre les électrifications et des biens contre les effets destructifs de transformateur de puissance. La contribution de ce travail de master consistant l'étude de transformateur (60/5.934 KV) de la cimenterie de Sour El Ghozlane

Mots clés :

Protection ; transformateur ; Maximum de courant, Localisation

Abstract:

Electric transformers are essential for the supply of electric power For different consumers, are considered highly critical infrastructure for the industrial and economic development of countries, but there are several anomalies (short circuits between phases; faults to earth; overloads... etc.) for this it is necessary to install a good electrical system for transformer protection. Good studies of transformer protection systems (60 / 5.934 KV) against short circuits; overloads ensure both a good safety of people against electrification and property against the destructive effects of power transformers. The contribution of this master's work consisting of the transformer study (60 / 5.934 KV) of the Sour El Ghozlane cement plant

Key Words :

Protection; transformer; Over current, Location