



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies

Electrotechnique

Réseaux électriques

Réf :2020

Présenté et soutenu par :

1-Gheniaoui Taha. 2- Bouchelaghem Foued.

Le :

PLAN DE PROTECTION ET PHILOSOPHIE DE PROTECTION (SONELGAZ)

Jury :

Dr. DENDOUGA Abdelhakim	Université de Biskra	Président
Pr. MEGHERBI Ahmed Chaouki	Université de Biskra	Examineur
Dr. BEN MEDDOUR Mostefa	Université de Biskra	Encadreur

Année universitaire : 2019- 2020

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université Mohamed Khider Biskra

Faculté des Sciences et de la Technologie

Département de Génie Electrique

Filière : Electrotechnique

Option : Réseaux Électriques

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Thème

Plan de protection et philosophie de protection

(sonelgaz)

Présenté par : 1-Gheniaoui Taha. 2- Bouchelaghem Foued.

Avis favorable de l'encadreur : BEN MEDDOUR Mostefa

Avis favorable du président du Jury : DENDOUGA Abdelhakim

Cachet et signature



REMERCIEMENTS

Nous tenons à remercier tout premièrement Dieu le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Aussi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à mon encadreur Mr Ben Meddour Mostefa, je le remercie pour son

Encouragement, et surtout sur sa patience pendant la durée de notre

Travail, je remercie également tous les enseignants de

Département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider

Biskra qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté d'examiner notre travail.

Je remercie tous mes collègues de sonelgaz.

Dédicace

Je dédie ce Modest travail a :

L'âme de mon cher père Allah yarhamou

Ma chère mère et ma petite famille et mes
enfants

Tous mes amis sans exception

Foued

Dédicace

Je dédie ce travail

A mes très chers parents A mes frères et ma sœur. A
toute ma famille. A tous mes amis. A tous qui se
donnent à fond à la recherche scientifique.

Gheniaoui Taha.

Symbole Graphiques

Symbole	Mot clé
	ligne ou câble triphasé
	la terre
	Départ HTA ou BT
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Interrupteur fusible
	Transformateur de puissance
	Un fusible
	Transformateur de courant
	Transformateur de tension (potentiel)

Abréviations

AC	Courant alternatif
DC	Courant continu
BT	Basse tension
HT/HTB	Haute tension
MT	Moyenne tension
KV	Kilo volt
TC	Transformateur de mesure de courant
TT/TP	Transformateur de mesure de tension
JB	Jeu de barres
L	Longueur de ligne ou câble
RL	Résistance de ligne ou câble
L	Inductance de ligne ou câble
L ₁ , L ₂ , L ₀	Les phases (ou bien lignes)
XL=L W	Réactance de ligne
X ₁ , X ₂ , X ₀	Réactance directe, inverse et homopolaire
PP1	première Protection principale
DR	Déclanchement- Réanclanchement
DRD	Déclanchement Réanclanchement- Déclanchement
R _f	Résistance de défaut
U _{cc}	Tension de court-circuit
I _{cc}	Courant de court-circuit
V ₁ , V ₂ , V ₀	Composante symétrique de tension
I ₁ , I ₂ , I ₀	Composante symétrique de courant
f _n	Fréquence nominal
V _n	Tension nominal
I _n	Courant nominal

Table des matières

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques en Algérie	20
I.1 Introduction	20
I.2 Définition d'un réseau électrique	20
I.3 les Différents types des réseaux électriques.....	20
I.4 Les composants d'un réseau électrique	26
I.4.1 Les conducteurs	27
I.4.2 Les Pylônes	27
I.4.3 Les isolateurs :	28
I.4.4 Les postes de transformation	28
I.5 Problèmes survenant sur le réseau	28
I.5.1 Chute de tension	28
I.5.2 Déséquilibre de tension	28
I.5.3 Creux de tension	29
I.5.4 Surtension :	29
I.5.5 Variation de fréquence	29
I.5.6 Présence d'harmoniques	29
I.5.7 Défauts de ligne	30
I.6 Conclusion	30
CHAPITRE II : Généralités sur les systèmes de protection.....	32
I- INTRODUCTION	32
II-CONSTITUTION DES RESEAUX DE TRANSPORT SONELGAZ/GRTE	32
III-LES DIFFERENTS TYPES DE POSTES DE SONELGAZ/GRTE	33
III-1- Les postes classiques	33
III-2- Les postes blindés :.....	34
III-3- Les cabines mobiles :.....	36
IV-ELEMENTS CONSTITUTIFS D'UN POSTE HT :.....	36
IV-1- Jeu de barres	36
IV-2- Travées	37
V- LES PROTECTIONS	42
V-1-Types de protection.....	43
VI - APPAREILLAGE A HAUTE TENSION	46
VI-1- Appareils de coupure	46
VI-2- Appareils de transformation	52

TABLE DES MATIERES

VI-3- Appareils de mesure :	53
VII Constitution des services auxiliaires	55
a) Services auxiliaires à courant alternatif	56
b) Services auxiliaires à courant continu	56
c) Le groupe électrogène de secours	57
VIII- LA MAINTENANCE	58
VIII-1- La maintenance basée sur la fiabilité (MBF)	58
VIII-2- Différents types de maintenance	59
VIII-3- Apport de la démarche MBF	59
VIII-4- Comparaison entre la maintenance d'avant et la MBF	60
IX- Conclusion :	60
Chapitre III : Plans de protection du réseau national	62
I. Introduction :	62
II. Historique :	62
II-1-PLAN N°1 :	63
II-1-1 -Plan de protection des travées lignes THT:	63
II-1-2-Plan de protection des travées lignes THT:	64
II-1-3-Plan de protection des travées lignes HT (HTA ou B) :	64
II-1-4-Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB	65
II-1-5-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB :	66
II-2-PLAN N°2 :	67
II-2-1-Plan de protection des travées lignes THT	67
II-2-2-Plan de protection des travées lignes HT	68
II-2-3-Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB	68
II-2-4-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB	69
II-3-PLAN N°3 :	69
II-3-1-Plan de protection des travées lignes THT	69
II-3-2-Plan de protection des travées lignes HTA	70
II-3-3-Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB	70
II-3-4-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB	71
II-4-PLAN N°4 :	72
II-4-1-Plan de protection des travées lignes THT	72
II-4-2-Plan de protection des travées lignes HT	73
II-4-3-Plan de protection des travées couplages THT	74
II-4-4-Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB	74
II-4-5-Plan de protection des travées couplages HTA	75
II-4-6-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB	75

TABLE DES MATIERES

II-5-PLAN N°5 :.....	76
II-5-1-Pour tout le poste :	76
II-5-2-Plan de protection des travées lignes THT :	76
II-5-3-Plan de protection des travées couplages THT :.....	77
II-5-4-Plan de protection des travées transformateurs THT/HT/MT :.....	77
II-5-5-Plan de protection des travées couplages HT :.....	77
II-5-6-Plan de protection des travées lignes HT :.....	77
II-5-7-Plan de protection des travées transformateur HT/MT :	78
III. Plan de protection du réseau de transport de l'électricité N°6	78
III.1 . Plan de protection des lignes de transport de l'électricité.....	78
III.1.1-Plan de protection des lignes aériennes longues 400 kV	78
III.1.2-Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV	79
III.1.3-Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV	80
III.1.4-Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV	81
III.1.5-Plan de protection des câbles souterrains 400 kV.....	81
III.1.6-Plan de protection des câbles souterrains 400 kV.....	83
III.1.7-Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV	83
III.1.8-Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV	84
III.1.9-Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV	85
III.1.10-Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV	86
III.1.11-Plan de protection des câbles souterrains 220 kV.....	86
III.1.12-Plan de protection des câbles souterrains 220 kV.....	87
III.1.13- Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV	88
III.1.14-Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV	89
III.1.15 -Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV	89
III.1.16-Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV	91
III.1.17- Plan de protection des câbles souterrains 60 kV.....	91
III.1.18-Plan de protection des câbles souterrains 60 kV	92
III.2 Plan de protection des transformateurs de puissance.....	93
III.2.1 Protections externes	93
III.2.1.4/1 Plan de protection des autotransformateur 400/220/30 kV	95
III.2.1.4/2 Plan de protection des autotransformateur 220/60/10 kV.....	96
III.2.1.4/3 Plan de protection des transformateur 90-60/30 kV	97
III.2.1.4/4Plan de protection des transformateur 60/10 kV.....	98
III.2.1.4/5 Plan de protection des la self 400 kV.....	98
III.2.2 Protections internes	99
III.2.2.1 Relais buchholz	99

TABLE DES MATIERES

III.2.2.2 Température Huile.....	99
III.2.2.3 Soupape de surpression	99
III.2.2.4 Image thermique.....	99
III.2.2.5 Clapet antiretour	99
III.2.2.6 Arrêt entre plot	100
III.3 PROTECTION DE SAUVEGARDE DU RESEAU	100
III.3.1 Relais à minimum de fréquence.....	100
III.3.2 Relais d'asservissement de puissance.....	100
III.3.3 Relais de rupture de synchronisme	100
III.3.4 Relais de délestage par minimum et maximum de tension :.....	100
IV-Conclusion	100
Chapitre IV : Philosophie de réglage des protections des réseaux.....	102
I-Introduction	102
II-Philosophie de réglage des protections des lignes de transport de l'électricité	103
II.1-Protection principale	103
II.2.Protection de secours (F51)	117
II.3.Protection défaillance du disjoncteur (F50DD)	117
III. Philosophie de réglage des protections des transformateurs de puissance.....	118
III.1. Protection différentielle transformateur (F87T).....	118
III.2. Protection à maximum de courant	120
a/Protection à Maximum de courant de l'autotransformateur 400/220/30 kV	120
b/ Protection à maximum de courant du transformateur 220/60/10 kV.....	123
c /Protections à maximum de courant du transformateur HTB /HTA	127
III. 3. Protection défaillance du disjoncteur (F50DD) :	130
IV. Protections des jeux de barres	130
IV.1 Protection différentielle barre	131
IV.2 Système de protections contre les défauts barre	131
V. ANNEXE.....	133
V-1-Code ANSI	133
V-2-Réglage de la protection surcharge thermique	134
V-3-Paramétrage de la protection rupture conducteur aux niveaux des relais de protections de différents constructeurs	137
IV Conclusion :	141
V-Bibliographie :	142

TABLE DES FIGURES

TABLE DES FIGURES

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques en Algérie.....	20
Figure I.1 : Exemple d'un réseau radial.....	21
Figure I.2 : Schéma simplifié d'un réseau arborescent.....	22
Figure I.3 : Schéma d'un réseau bouclé.	23
Figure I.4 : Présentation d'un réseau maillé.	23
Figure I.5 : Niveaux de tension selon la norme UTE C 15-510.....	25
Figure I.6 : Schéma de description des réseaux électriques.....	26
Figure I.7: Les différents éléments dans un poste électrique	28
CHAPITRE II : LES SYSTEMES DE PROTECTION RESEAUX ELECTRIQUES	32
Figure II - 1 Le réseau électrique	33
Figure II - 2 poste extérieur	34
Figure II.3 les éléments de protection des postes blindés	35
Figure II -4 cabine mobile TOLGA 220/30 kV	36
Figure II -5 phases associées.....	37
Figure II -6 phases mixtes.	37
Figure II-7 Travées lignes	38
Figure II -8-Travées transformateur +Travées arrivée transformateur	39
Figure II -9-Travées couplage des barres.....	41
Figure II-10 Eclateurs	44
Figure II-11 Parafoudres	45
Figure II-12 circuit bouchon.....	45
Figure II-13 Disjoncteurs 220 kV.....	47
Figure II-13 Disjoncteurs 60 kV.....	47
Figure II-14-Sectionneur à ouverture horizontale 220 kV/60 kV	49
Figure II-15 Sectionneur à ouverture verticale	49
Figure II-16 Sectionneur pantographe	50
Figure II-17-3 types Sectionneur	50
Figure II-18 Sectionneur de mise à la terre	51
Figure II-19 Transformateur de puissance	52
Figure II-20 Le relais BUCHHOLZ sur un transformateur de puissance	53
Figure II-21 Transformateur de tension inductif.....	54
Figure II-22 Transformateur de tension condensateur.....	54
Figure II-23 transformateur de courant	55
Figure II-24-Constitution des services auxiliaires	57

TABLE DES FIGURES

Figure II-25-Batterie à courant continue 127 Vcc	57
Figure II-26-Groupe électrogène de secours.....	58
Figure II-27-Constitution des services à auxiliaires	58
Chapitre III : Plans de protections du réseau national	61
Figure III- 1 : Plan de protection des travées lignes THT	64
Figure III-2 : Plan de protection des travées lignes HT.	65
Figure III- 3 : Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB.	66
Figure III- 4 : Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB.....	67
Figure III- 5: Plan de protection des travées lignes THT	68
Figure III- 6: Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB.	68
Figure III- 7 : Plan de protection des travées lignes THT.	70
Figure III- 8 : Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB	71
Figure III- 9 : Plan de protection des travées transformateur THT/HT/MT.	71
Figure III- 10 : Plan de protection des travées lignes THT.	73
Figure III- 11 : Plan de protection des travées lignes HT.	74
Figure III- 12: Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB.	75
Figure III- 13 : Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB.....	76
Figure III- 14 : Plan de protection des travées lignes THT.	77
Figure III-15 : Plan de protection des lignes aériennes longues 400 kV.....	79
Figure III- 16 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV.	81
Figure III- 17 : Plan de protection des câbles souterrains 400 kV	83
Figure III- 18: Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV.....	84
Figure III- 19 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV	86
Figure III- 20 : Plan de protection des câbles souterrains 220 kV	88
Figure III- 21 : Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV.....	89
Figure III- 22 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV	91
Figure III- 23 : Plan de protection des câbles souterrains 60 kV	92
Figure III- 24 : Plan de protection des autotransformateurs 400/220/30 kV	95
Figure III- 25 : Plan de protection des transformateurs 220/60/10 kV	96
Figure III- 26 : Plan de protection des transformateurs 90-60/30 kV	97
Figure III- 27 : Plan de protection des transformateurs 60/10 kV.....	98
Figure III- 28 : Plan de protection des selfs 400 kV	98
Chapitre IV : Philosophie de réglage des protections du réseau électrique	101
Figure IV- 1 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne...	103
Figure IV- 2 : Zones de fonctionnement de la protection de distance.....	106
Figure IV- 3 Réglage en résistance par rapport à la charge	108

TABLE DES FIGURES

Figure IV-4 Lignes parallèles de bout en bout.....	109
Figure IV- 5 câblage du courant homopolaire de la ligne parallèle.....	110
Figure IV-6 : Lignes partiellement parallèles.....	111
Figure IV- 7 : Schéma de l'accélération de stade	112
Figure IV- 8 : Pompage.....	114
Figure IV- 9 : Caractéristique IEC Normalement inverse	117
Figure IV-10 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle TR	119
Figure IV- 11 : Principe de fonctionnement de la protection MAX I à T IN.....	125
Figure IV- 12 Principe de fonctionnement de la protection de débouclage	133

RESUME :

Résumé :

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 de transport et les postes d'énergie électrique haute tension HT constituent une partie essentielle d'un réseau électrique qui doit assurer la continuité de l'alimentation en électricité aux consommateurs HTB 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.

Le plan de protection SONELGAZ est conçu de façon à prévoir tous les équipements basse tension nécessaire qui permettent de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts.

Aussi, il est élaboré une philosophie qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'actions entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation.

Notre travail consiste à une étude d'une protection de distance dans un réseau de transport 220 kV au niveau du laboratoire GRTE BISKRA en injectant plusieurs types des défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des différentes protections mise en œuvre dans le réseaux suivies d'une analyse et interprétation des résultats obtenus on les comparant avec les données théoriques.

Notre mémoire ce résume dans ses 4 chapitres :

- Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques,
- Le deuxième chapitre étudie les systèmes de protection dans les réseaux nationaux,
- Le troisième chapitre donne un résumé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour-là ; qui nous sera utile dans notre étude.
- Le quatrième chapitre exposera les techniques de réglage de protection distance adopté par SONALGAZ GRTE . Le laboratoire expérimental est fermé en raison du virus COVID19 .

ملخص

الاستثمارات البشرية والمادية المخصصة للشبكات الكهربائية هائلة.

لهذا ، يجب أن تفي شبكة الكهرباء بثلاثة متطلبات أساسية: الاستقرار والاقتصاد وقبل كل شيء استمرارية الخدمة.

تعد خطوط النقل ومحطات الطاقة الكهربائية ذات الجهد العالي جزءاً أساسياً من الشبكة الكهربائية التي يجب أن تضمن استمرارية إمداد الكهرباء لمستهلكي الجهد العالي والجهد المنخفض. ليس هذا هو الحال دائماً ، لأن هذه الخطوط غالباً ما تتعرض لحوادث أو أعطال يمكن أن تعطل هذه الخدمة وتتسبب في خسائر مالية كبيرة للمصنعين وإزعاج المستهلكين العاديين.

تم تصميم خطة الحماية SONELGAZ بطريقة توفر جميع المعدات اللازمة ذات الجهد المنخفض والتي تتيح حماية الخطوط والمحولات بطريقة آمنة وانتقائية ضد جميع أنواع الأعطال.

أيضاً ، تم تطوير فلسفة تحدد معايير الضبط والوظائف التي يجب اعتمادها من أجل تحديد أولويات الإجراءات المختلفة بشكل متناغم بين الحماية لضمان الانتقائية الجيدة وضمان استمرارية التوريد.

يتكون عملنا من دراسة الحماية عن بعد في شبكة نقل 220 كيلو فولت على مستوى معمل GRTE سطيف ، عن طريق حقن عدة أنواع من الأعطال من أجل استنتاج درجة الأداء وموثوقية عتبات ضبط وسائل الحماية المختلفة الموضوعة. نفذت في الشبكات متبوعة بتحليل وتفسير للنتائج المتحصل عليها بمقارنتها بالبيانات النظرية.

يتلخص موجزنا في اربع فصول:

يتناول الفصل الأول معلومات عامة عن الشبكات الكهربائية ،

• الفصل الثاني: يتناول أنظمة الحماية في الشبكات الوطنية.

• الفصل الثالث يعطي ملخصاً لخطط الحماية المختلفة في الشبكة الوطنية منذ عام 1975 وحتى اليوم. والتي ستكون مفيدة لنا في دراستنا.

• يعرض الفصل الرابع تقنيات ضبط الحماية عن بعد التي اعتمدها SONALGAZ GRTE.

نقدم في الفصل الأخير النتائج المختلفة للاختبارات التي تم إجراؤها وتفسيراتها. تم إغلاق المختبر التجريبي بسبب فيروس

COVID19

Introduction générale

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 de 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 - transport - consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.

Cette tâche devient de plus en plus complexe à réaliser lorsque le réseau à protéger devient important qui est le cas des réseaux de transport caractérisés par leurs structures maillées. Le plan de protection fiable doit assurer instantanément la protection de chaque élément existant dans le réseau et la coordination entre les différents éléments. Le transformateur de puissance installé dans les stations THT est considéré comme le noyau du système énergétique. Notre travail est structuré autour de 4 parties.

- **Le premier chapitre traite des généralités sur les réseaux électriques,**
- **Le deuxième chapitre étudie les systèmes de protection dans les réseaux nationaux,**
- **Le troisième chapitre donne un résumé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour-là ; qui nous sera utile dans notre étude.**
- **Le quatrième chapitre exposera les techniques de réglage de protection distance adopté par SONALGAZ GRTE.**

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux
électriques en Algérie

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES EN ALGERIE

CHAPITRE I : Généralités sur les réseaux électriques en Algérie

I.1 Introduction :

En effet, les réseaux électriques sont traditionnellement exploités d'une manière centralisée. Ainsi, la plus grande partie de la production électrique est centrée autour de centrales à grande capacité de production (type centrales hydrauliques, thermiques, nucléaires). Cette production est souvent liée à des emplacements géographiques adéquats (sources d'eau, impératifs techniques).

L'énergie est ensuite acheminée vers les grands centres de consommation à travers un réseau de lignes aériennes et de câbles, souvent à de grandes distances et à des niveaux de tension plus au moins importants. Cette structure a été construite sur des bases économiques, de sécurité du système et de qualité de fourniture de l'énergie. [01]

Dans ce chapitre nous allons exposer des généralités sur les réseaux électriques.

I.2 Définition d'un réseau électrique :

Le réseau électrique peut se définir comme l'infrastructure permettant la mise en relation entre la production d'électricité et les usages finaux. Il permet d'acheminer l'énergie électrique, en étant la structure clé des systèmes électriques, c'est-à-dire des ensembles interconnectés production –transport/distribution – consommation. Ce réseau est principalement 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 de la production, transport et consommation, mettant en œuvre des réglages ayant pour but d'assurer la stabilité de l'ensemble.[2]

I.3 les Différents types des réseaux électriques:

Un réseau électrique est tout d'abord défini par le type de courant électrique utilisé pour une bonne distribution économique et offrant une sécurité totale.

On distingue différents types de réseaux :

*D'après la topographie.

* D'après le niveau de tension.

I.3.1 Classification d'après la topographie :

I.3.1.1 Réseaux aériens :

Ce sont des conducteurs nus de transport aérien suspendu sur des supports (poteaux, pylônes) afin d'acheminer l'énergie électrique en haute, moyenne ou basse tension.

I.3.1.2 Réseaux souterrains :

La structure des réseaux souterrains est à un seul type de lignes : les dorsales. Ces réseaux, de par leur construction (faible longueur et forte section des conducteurs) sont le siège de chutes de tension réduites. De ce fait, et tenant compte de l'importance des incidents, il sera prévu une réalimentation soit par les réseaux voisins soit par un câble de secours.[3]

I.3.1.3 Réseaux radiaux :

C'est une topologie simple (**figure I.1**) qu'on trouve usuellement dans la distribution MT et BT. Elle est composée d'une ligne alimentée par des **postes** de distribution MT ou BT alimentés au départ par un poste source HT ou MT. En moyenne tension cette structure est souvent alimentée des deux côtés afin d'assurer la disponibilité.[4]

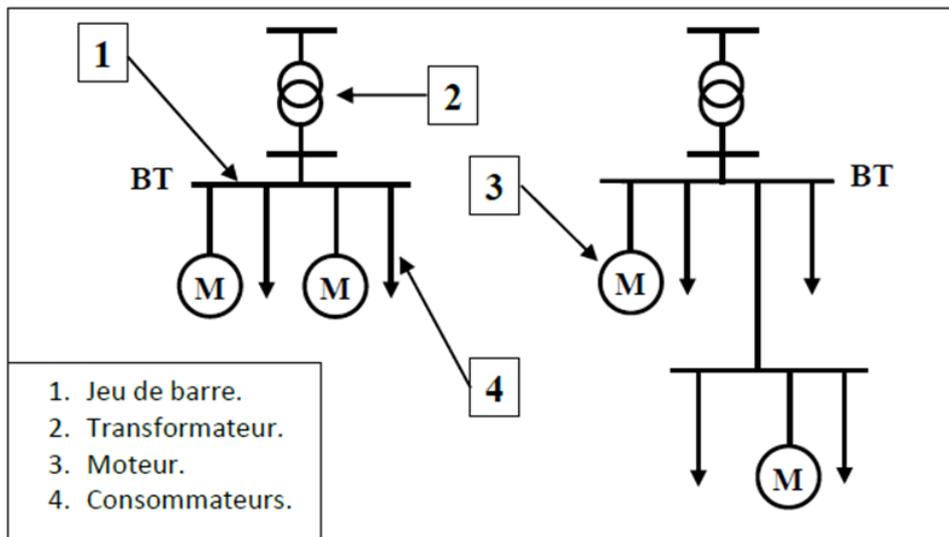


Figure I.1 : Exemple d'un réseau radial [4].

On utilise les réseaux radiaux dans les cas suivants :

- Pour les récepteurs importants du point de vue de la catégorie d'alimentation.
- Pour les armoires de forces.

- Pour les récepteurs dont les locaux contiennent des explosifs.

I.3.1.4 Réseaux arborescent :

Cette structure (**figure I.2**) est très utilisée en milieu rural et quelque fois en milieu urbain où la charge n'est pas très sensible aux interruptions. Elle est constituée d'un poste de répartition qui alimente plusieurs postes de distribution (BT) grâce à des piquages à différents niveaux des lignes alimentant les postes MT/BT.[4]

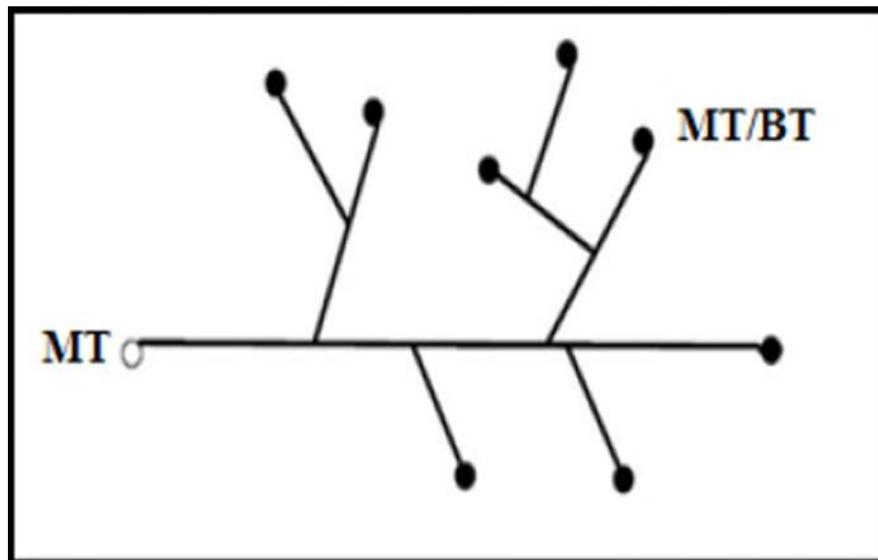


Figure I.2 : Schéma simplifié d'un réseau arborescent. [4]

I.3.1.5 Réseau bouclé :

Cette topologie (**figure I.3**) est surtout utilisée dans les réseaux de répartition et distribution MT. Les postes de répartition HT ou MT alimentés à partir du réseau THT sont reliés entre eux pour former des boucles, ceci dans le but d'augmenter la disponibilité. Cependant, il faut noter que les réseaux MT ne sont pas forcément bouclés.[4]

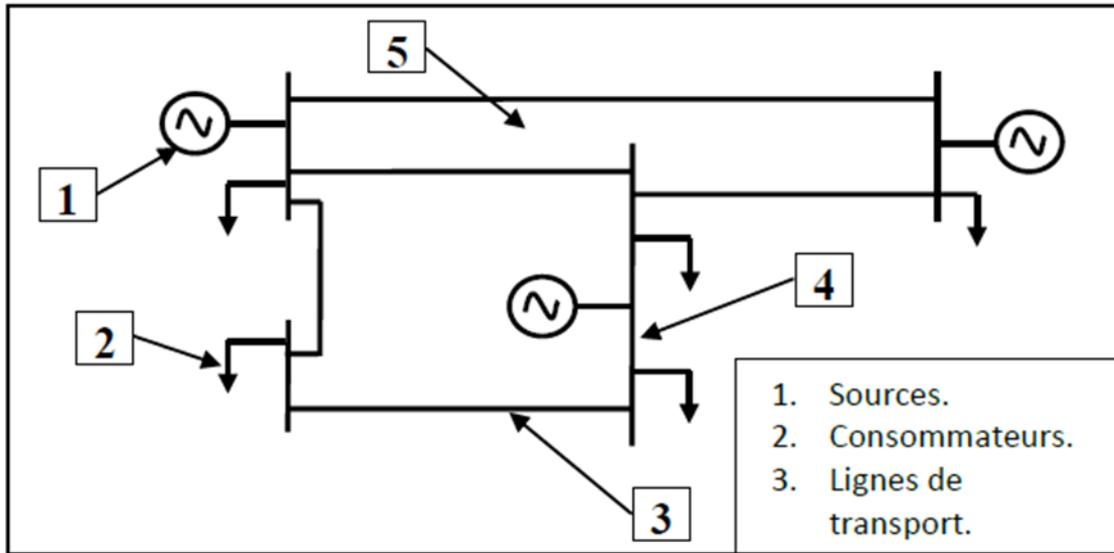


Figure I.3 : Schéma d'un réseau bouclé. [4]

I.3.1.6 Réseau maillé :

Cette topologie (**figure I.4**) est la norme pour les réseaux de transport. Tous les centres de production sont liés entre eux par des lignes THT au niveau des postes d'interconnexion, ce qui forme un maillage. Cette structure permet une meilleure fiabilité mais nécessite une surveillance à l'échelle nationale voire continentale. On obtient ainsi une meilleure sécurité, mais à un prix plus chers.[4]

Pour ce réseau on peut trouver des branches dont l'ouverture nous amène à un réseau radial, ce réseau radial est appelé arbre du réseau maillé, il est représenté par le schéma suivant : [5]

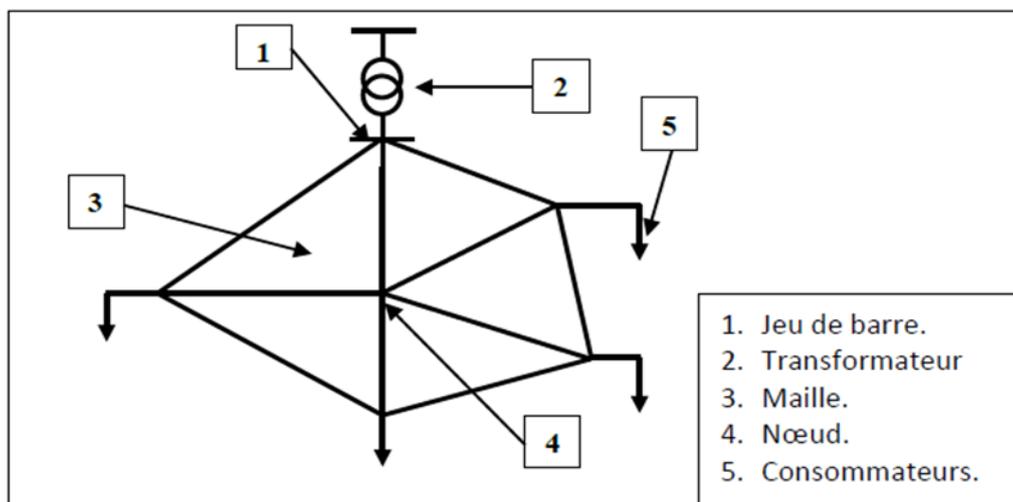


Figure I.4 : Présentation d'un réseau maillé. [5]

I.3.2 Classification d'après le niveau de tension :

I.3.2.1 Le réseau de transport et d'interconnexion :

Ces réseaux assurent le transport et l'interconnexion en très haute tension et en haute tension vers les points de consommation et de répartition.

Ces réseaux comprennent les centrales de production ainsi que les lignes et les postes de transformation, leurs rôles sont :

- Collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer vers les zones de consommation (fonction transport).
- Permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production, et assurer une compensation des différents aléas (fonction interconnexion). [3]

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement les caractéristiques [6] :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 420 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.3.2.2 Le réseau de répartition :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à **63 kV** selon les régions.

Ces réseaux comprennent les lignes de transport et les postes de transformation intermédiaires entre le réseau de transport et le réseau de distribution. Ce sont des réseaux haute tension, dont le rôle est de répartir l'énergie électrique au niveau régional. Ils peuvent être aériens ou souterrains. [3]

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES EN ALGERIE

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation **HT/MT** et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la **taille (supérieure à 60 MVA)** nécessite un raccordement à cette tension comme suit (**Figures I.5**) .

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre,
- Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
- Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

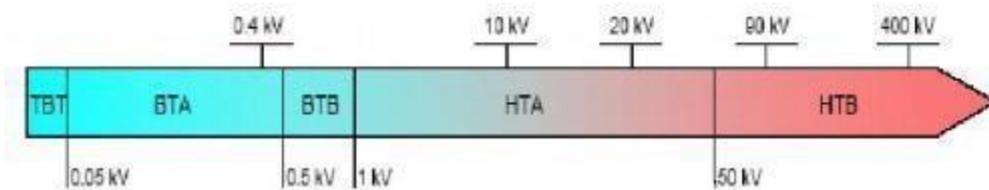


Figure I.5 : Niveaux de tension selon la norme UTE C 15-510. [6]

I.3.2.3 Le réseau de distribution :

Ils ont pour rôle de fournir aux réseaux d'utilisation la puissance dont ils ont besoin. Ils utilisent deux tensions suit le (**Figure I.6**): Schéma de description des réseaux électriques.

- Des lignes à moyenne tension (**MT ou HTA**) alimentées par des postes **HT/MT** et fournissant de l'énergie électrique, soit directement aux consommateurs importants soit aux différents postes **MT/BT**.
- Des lignes à basse tension qui alimentent les usagers soit en monophasé soit en triphasé. les réseaux **MT** font pratiquement partie, dans leur totalité des réseaux de distribution. [3]

a.Le réseau de distribution moyenne tension (MT) :

Résultants des réseaux de haute tension HT, les réseaux de distribution moyenne tension sont de 30 kV aérien et 10 kV souterrain en Algérie. Ce sont des réseaux généralement arborescents souterrains ou aériens en vue de la zone de la population qu'ils traversent.

- Neutre à la terre par une résistance,

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES EN ALGERIE

- Limitation à 300 A pour les réseaux aériens,
- Limitation à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Réseaux souterrains en boucle ouverte.

Contrairement aux réseaux haute et basse tension, on trouve dans les réseaux MT plus d'appareils de commande ou de protection et un système de commande, conçus par les exploitants afin de mieux gérer la distribution d'électricité.

b. Le réseau de distribution basse tension (BT) :

Ils viennent après c'est-à-dire à basse tension la structure des réseaux MT. Généralement comprends La structure arborescente est là aussi de loin la plus répandue, car elle est à la fois simple, bon marché, et permet une exploitation facile.

- BTA (230 / 400 V).
- Neutre directement à la terre.
- Réseaux de type radial, maillés et bouclés.

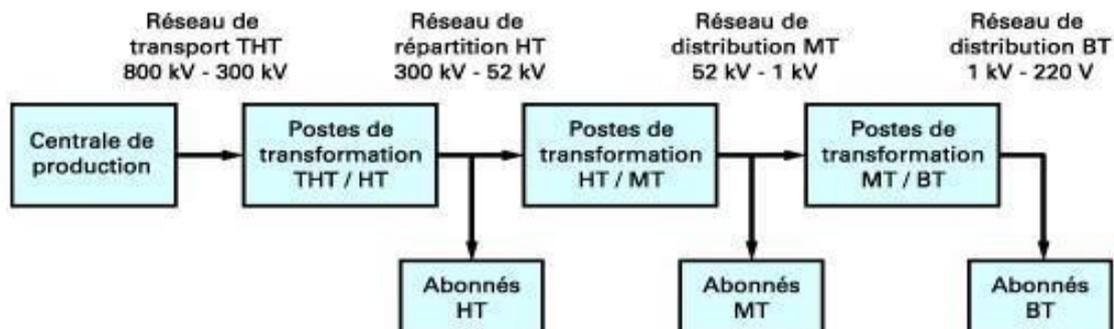


Figure I.6 : Schéma de description des réseaux électriques [4]

I.4 Les composants d'un réseau électrique :

Un réseau électrique est composé généralement d'une source, des conducteurs et des éléments de consommation, auxquels il faut ajoutés d'autres éléments comme les dispositifs de protection, de commandes, de réglages ou la transformation.

le (Figure I.7) Les différents éléments dans un poste électrique.

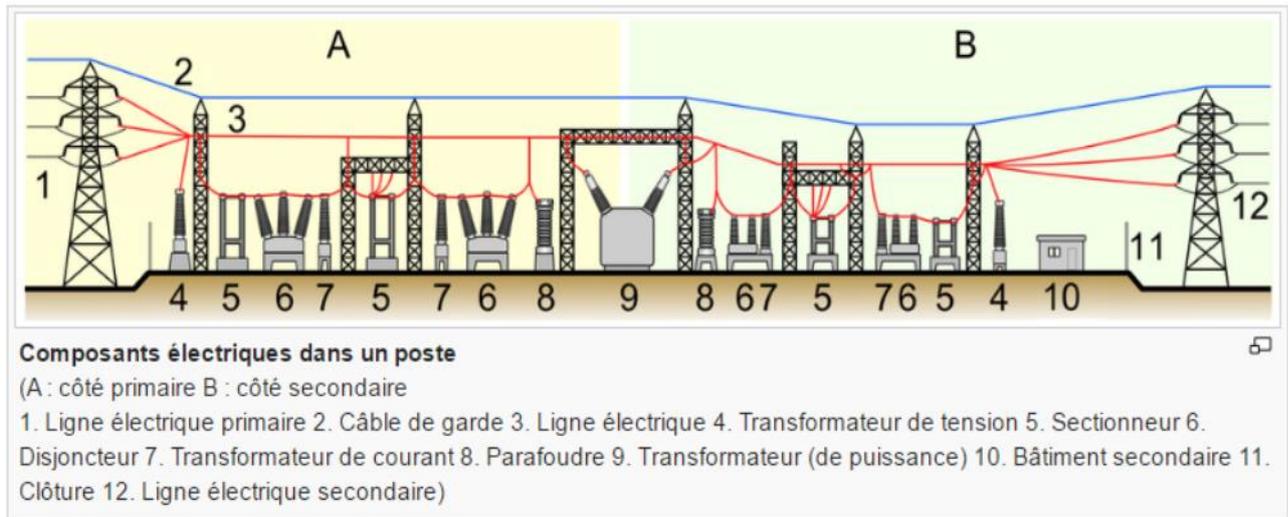


Figure I.7: Les différents éléments dans un poste électrique [20]

I.4.1 Les conducteurs [7] :

Chacune des phases peut utiliser 1 conducteur ou, 2, 3, 4 câbles conducteurs, appelés faisceaux. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit. Les lignes sont soit simples (un circuit), soit doubles (deux circuits par file de pylônes).

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium.

-Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication.

I.4.2 Les Pylônes :

Un pylône électrique est un support vertical portant les conducteurs d'une ligne à haute tension. 230/400 (420) kV, trois paires de conducteurs et une paire de câbles de garde pour chaque ligne, avec chaînes d'isolation. [15]

Pour les lignes aériennes, les opérateurs de transport d'électricité, utilisent des pylônes, en général réalisés en treillis d'acier. Leur fonction est de supporter et de maintenir les conducteurs à une distance suffisante du sol et des obstacles : ceci permet de garantir la sécurité et l'isolement par rapport à la terre, les câbles étant nus (non isolés) pour en limiter le poids et le coût.[8]

I.4.2.1 DIFFÉRENTS TYPES DE PYLÔNES :

Pylône en treillis C'est un pylône métallique constitué par un assemblage de membrures formant un treillis et destiné à la plupart des lignes de transport de l'électricité, sous forme de tension alternative ou de tension continue.

Il comporte un fût quadrangulaire et des consoles ou des traverses. Les fondations sont généralement à pieds séparés. On les appelle des pylônes tétrapodes. [9]

I.4.3 Les isolateurs :

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette. On les associe entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important. [7]

I.4.4 Les postes de transformation [7] :

À la sortie des centrales génératrices, des postes de transformation élèvent la moyenne tension (12 kV, 24 kV) utilisée pour la génération à la haute tension nécessaire pour assurer un transport économique de l'énergie. La tension élevée utilisée pour le transport doit être de nouveau abaissée dans d'autres postes de transformation situés près des grands centres de consommation.

I.5 Problèmes survenant sur le réseau :

I.5.1 Chute de tension [11] :

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension.

I.5.2 Déséquilibre de tension [11] :

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que

l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation des courants non équilibrés dans les impédances du réseau.

I.5.3 Creux de tension :

Un creux de tension est une réduction soudaine qui varie entre 10% et 90% de la tension électrique à un point du réseau, et qui dure de 10 ms à 1 minute. Un creux de tension peut s'expliquer par plusieurs raisons : un court-circuit dans le réseau, une déconnexion partielle de l'alimentation, des appels de courants importants dus au démarrage de moteurs, des courants importants dus aux arcs électriques ou à la saturation des transformateurs [12].

I.5.4 Surtension :

Une surtension est toute tension entre un conducteur de phase et la terre, ou entre conducteurs de phase, dont la valeur de crête dépasse la valeur de crête correspondant à la tension la plus élevée pour le matériel.

Une surtension est dite de mode différentiel si elle apparaît entre conducteurs de phase ou entre circuits différents. Elle est dite de mode commun si elle apparaît entre un conducteur de phase et la masse ou la terre [13].

I.5.5 Variation de fréquence [14] :

La fréquence nominale de la tension alternative fournie par le réseau est de 50 ou 60 Hz. Cette valeur est déterminée par la vitesse des alternateurs des centrales.

Causes de variations :

Le maintien de la fréquence d'un réseau dépend de l'équilibre établi entre la charge et la puissance des centrales. Comme cet équilibre évolue dans le temps, il en résulte de petites variations de fréquence dont la valeur et la durée dépendent des caractéristiques de la charge et de la réponse de la production. Par ailleurs, le réseau peut-être soumis à des variations plus importantes dues à des défauts ou des variations de charge ou de production qui causent des variations de fréquence temporaires dont l'amplitude et la durée dépendent de la sévérité de la perturbation.

I.5.6 Présence d'harmoniques [14] :

Les harmoniques sont des tensions ou des courants sinusoïdaux dont les fréquences correspondent à des multiples entiers de la fréquence fondamentale (50 ou 60 Hz). On considère dans la présente définition les harmoniques de longue durée, excluant les phénomènes transitoires isolés.

CHAPITRE I : GENERALITES SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES EN ALGERIE

Causes :

Les harmoniques sont créés par des appareils dont la caractéristique tension/courant n'est pas linéaire, comme c'est le cas avec les convertisseurs électroniques de puissance des entraînements de moteurs, les redresseurs utilisés pour l'électrolyse, les fours à arc, etc.

I.5.7 Défauts de ligne [15] :

Les lignes de transport sont construites avec des conducteurs nus, ces conducteurs sont installés dans des structures métalliques spéciales "des pylônes" dans lesquels ces conducteurs sont séparés du pylône lui-même par des composants isolants et séparés entre eux par des espaces suffisants permettant à l'air d'agir comme isolant. Différents types de défauts peuvent se produire (défauts avec terre ou entre phases). Cependant les défauts les plus fréquents sont des surtensions, la plupart se produisent temporairement résultant un court-circuit au niveau de l'isolation due a des facteurs environnementaux tels que les éclairs (foudre). Ils peuvent aussi se produire par un défaut dans l'isolation due à la détérioration du matériel d'isolation en lui-même. Les défauts qui affectant les lignes de transport peuvent être divisés en quatre types :

Défaut monophasé :

Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.

Défaut biphasé isolé :

Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.

Défaut biphasé terre :

Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre.

Défaut triphasé :

Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de court-circuit le plus élevé.

I.6 Conclusion :

Dans ce premier chapitre, on a donné une idée générale et brève sur les réseaux électriques en les définissant et en donnant leurs types et leurs composants. Ensuite, on a expliqué les différents problèmes et perturbations qui peuvent survenir dans un réseau électrique.

**CHAPITRE II : GENERALITES SUR LES
SYSTEMES DE PROTECTION.**

CHAPITRE II : Généralités sur les systèmes de protection.

I- INTRODUCTION :

Pour transporter l'énergie électrique depuis les centrales de production jusqu'aux centres de consommation on utilise des lignes aériennes ou souterraines à haute tension (63 kV et 90 kV) et à très haute tension (225 kV et 400 kV), lesquelles peuvent assurer la mise en commun des centrales de plusieurs régions et échanger de l'énergie électrique entre elles grâce aux postes d'interconnexion.

Etant donné les grandes puissances à transporter (plusieurs centaines de mégawatts) sur de longues distances, il faut utiliser impérativement des tensions élevées. Cela est possible grâce aux transformateurs de puissance.

Suivant donc les distances mises en jeu, on utilise essentiellement les tensions suivantes :

- pour les longues distances, le transport s'effectue en (225 kV et 400 kV) THT en Algérie.
- pour les distances moyennes, le transport de l'électricité s'effectue en (63 kV et 90 kV).

L'ensemble du réseau d'énergie électrique fonctionne à une fréquence de 50 Hz. [17]

II-CONSTITUTION DES RESEAUX DE TRANSPORT SONELGAZ/GRTE

Dans le réseau de transport de l'énergie électrique, on distingue plusieurs types de Postes :

- Les postes élévateurs de centrales qui assurent la liaison entre les installations de production (centrales électriques) et le réseau de transport HT et THT.
- Les postes d'interconnexion qui constituent les nœuds du réseau de transport national (réseau à 225 kV, 400 kV et dans certaine mesure à 63 kV).
- Les postes de répartition ou de transformation, ils effectuent la liaison entre le réseau de transport national (225 kV, 400 kV) et le transport régional (63 kV, 90 kV) alimentant les réseaux à moyenne tension de la distribution (10 kV, 30 kV). [17]

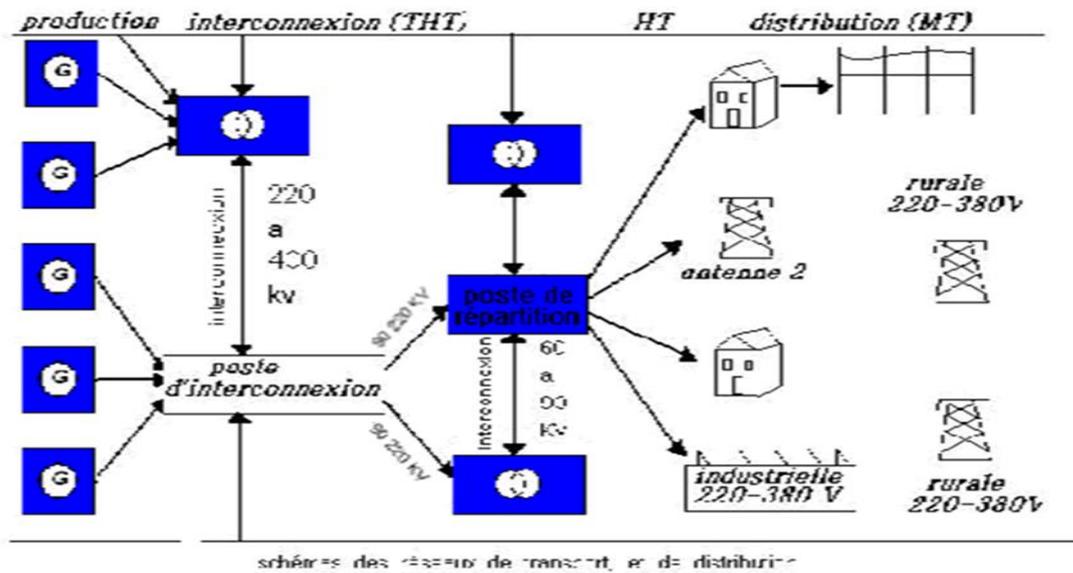


Figure II -1 Le réseau électrique [17]

Le réseau SONALGAZ de transport est divisé en cinq régions :

- Région ALGER.
- Région ORAN .
- Région SETIF.
- Région ANNABA.
- Région HASSI MESSAOUD.

III-LES DIFFERENTS TYPES DE POSTES DE SONELGAZ/GRTE :

III-2- Les postes classiques :

Voir (Figure II - 1) l'isolement diélectrique est assuré par l'air à la pression atmosphérique. Dans ces conditions, on a défini des distances d'isolement et de sécurité à partir desquelles ont été obtenues les dimensions géométriques des installations.

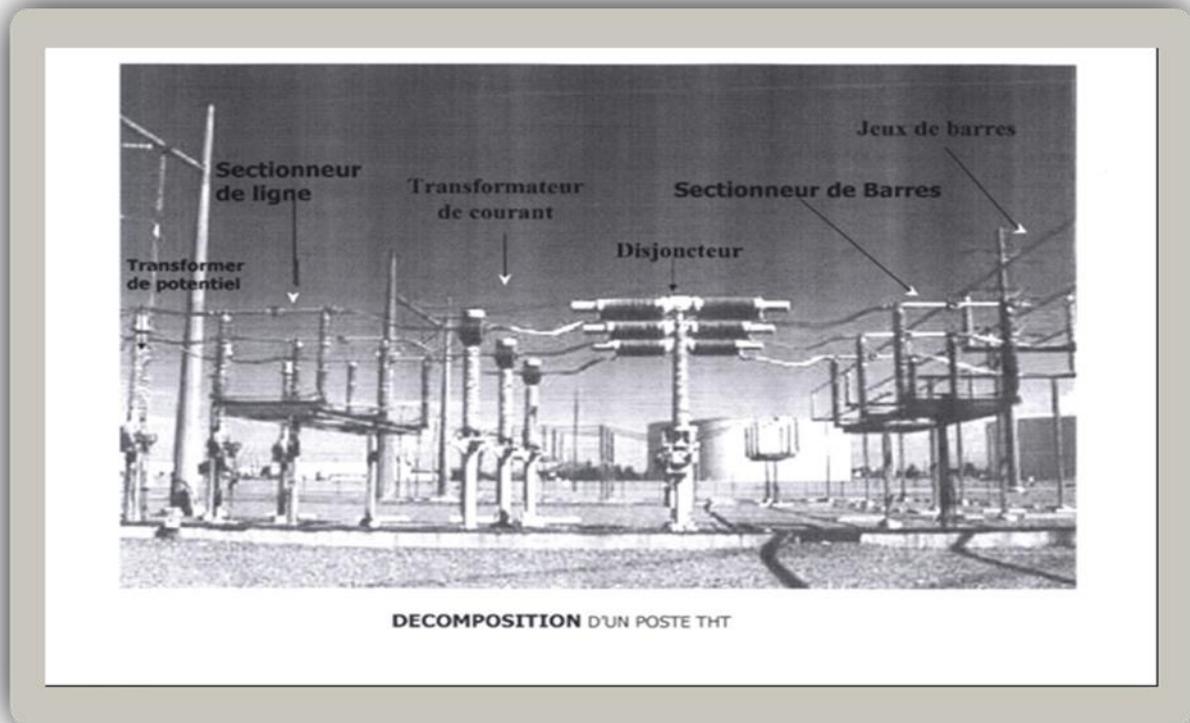


Figure II - 2 poste extérieur [17]

- Postes extérieurs : à double jeux de barres, un jeux de barres (PS), poste avec barre de transfert.
- Postes intérieurs : Même composantes sauf qu'il est construit dans un bâtiment. [17]

III-2- Les postes blindés :

afin de réduire l'encombrement des postes, on a remplacé l'air à la pression normale par un gaz lourd, inodore, incolore, stable et ininflammable, l'hexafluorure de soufre (SF₆). Ce gaz comprimé à 3.5 bars est obtenu dans des enveloppes en aluminium étanches et reliées à la terre, à raison d'une enveloppe par phase.

Le poste blindé ou GIS (sous enveloppe métallique) se présente donc comme un assemblage de caissons remplis de SF₆ et contenant, non seulement les conducteurs, mais aussi les appareils à haute tension. Pour des raisons de sécurité, ces caissons sont divisés en compartiments étanches et surveillés individuellement.

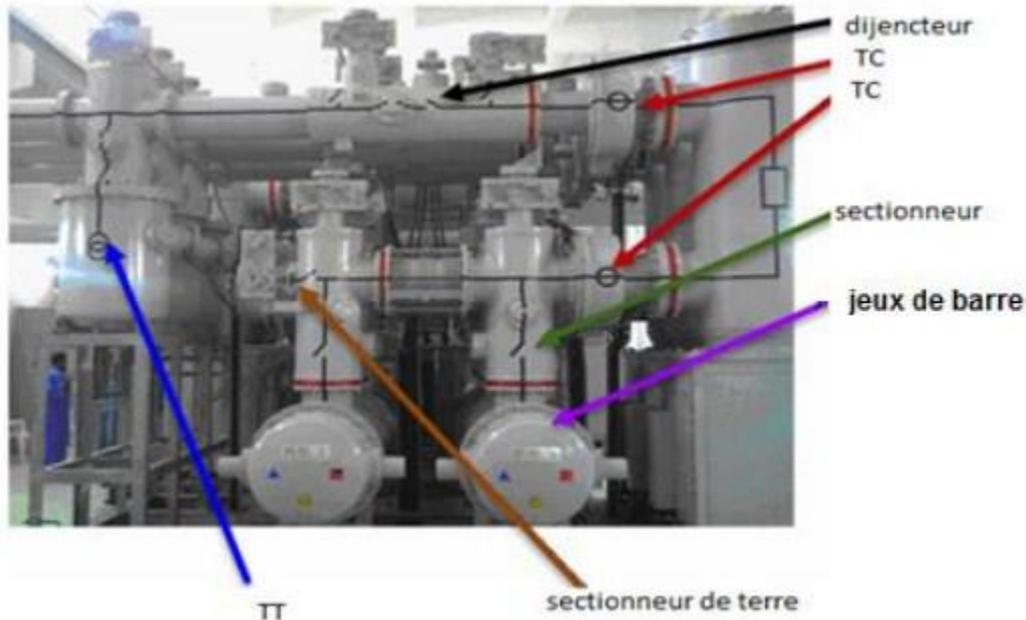


Figure II.3 les éléments de protection des postes blindés [17]

Avantages

- Diminution de la distance à la masse (grâce au SF6) et suppression des distances de travail (grâce à l'enveloppe) d'où très faible surface au sol par rapport au poste ouvert.
- Absence de sensibilité à la pollution.
- Les enveloppes entourant chaque phase sont le siège de courant induit : ce dernier annule pratiquement le champ magnétique à l'extérieur de l'enveloppe et il s'ensuit que les contraintes électrodynamiques en cas de court-circuit sont rendues négligeables grâce au bobinage.

Inconvénients

- Le prix .
- Fiabilité : le risque de fuite du SF6 peut entraîner une mise hors tension d'une partie de l'ouvrage. D'autre part, le démontage de matériel est plus long.
- La fonction coupure visible des sectionneurs est délicate, à cause de la présence des enveloppes : on prévoit soit un hublot (visualisation directe), soit un dispositif asservi à la position de l'appareil (visualisation indirecte).
- Difficulté de raccorder les lignes aériennes, à cause du « goulot d'étranglement » créé par la faible largeur des cellules blindées. [17]

III-3- Les cabines mobiles :

constituées d'une travée ligne, transformateur de puissance et d'un module MT. Cette sous-station est transportable pour les besoins urgents de l'exploitation.



Figure II -4 cabine mobile TOLGA 220/30 kV. [21]

IV-ELEMENTS CONSTITUTIFS D'UN POSTE HT :

Le rôle des postes est donc de connecter entre elles des lignes aériennes ou souterraines d'un même niveau de tension par l'intermédiaire de jeux de barres et également d'assurer les liaisons entre les différents échelons de tension grâce aux transformateurs, ces deux fonctions pouvant coexister dans un même poste. Il comprend essentiellement : [17]

IV-1- Jeux de barres :

Le nombre de jeux de barres est généralement de deux. Le schéma à deux jeux de barres permet en effet la continuité de service dans le cas où l'un des jeux de barres est défaillant, la marche en réseau séparé ou en parallèle au moyen du disjoncteur de couplage, l'utilisation éventuelle du couplage pour dépanner une travée dont le disjoncteur est défaillant.

Chaque jeu de barres est un circuit triphasé auquel sont raccordées les travées. Il existe deux

Mode de disposition sur le réseau GRTE :

1-Phase associées :

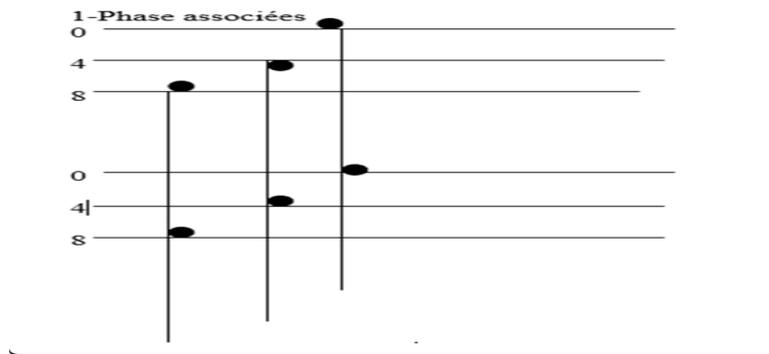


Figure II -5-Phase associées

2- Phase mixte :

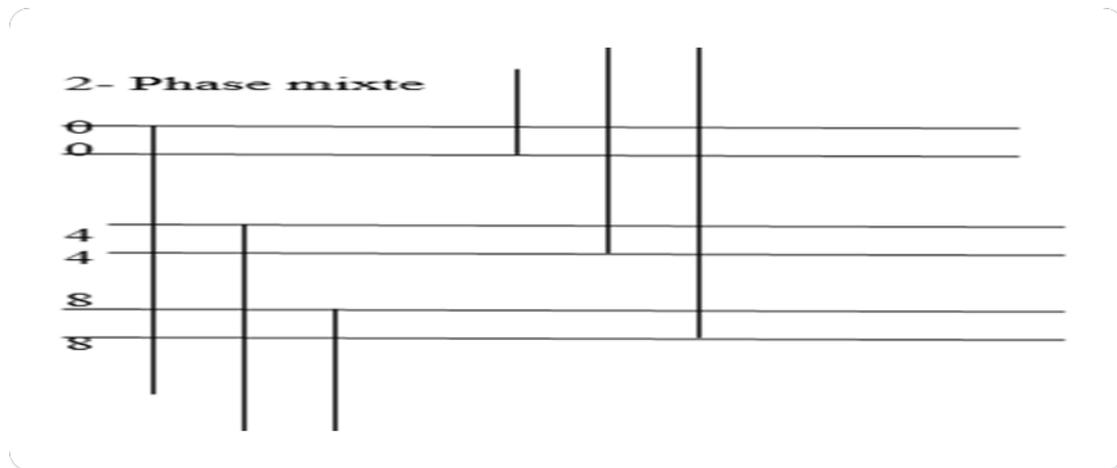


Figure II -6-Phase mixte [17]

IV-2- Travées :

L'ensemble des appareils de coupure ainsi que l'appareillage de mesure et de protection propres à une liaison sont regroupés dans une travée.

Les différents types de travées sont : travées lignes, travées transformateurs, travées couplages, travée arrivée transformateur, travée arrivée groupe. [17]

IV-2-A- Travées lignes : voir (Figure II -7) : elles sont composées de

- Jeux de barres en tube AGS
- Sectionneurs barres ou sectionneurs d'aiguillage (02 pour le cas de deux jeux de barres et un pour le cas des Postes Simplifier).
- Disjoncteur.
- Sectionneur de ligne + sectionneur de terre (malt) .

- Transformateurs de courant (un par phase)
- Transformateur de tension de type capacitif (03 par travée pour le 220 kV et un par travée pour le 90 kV et 60 kV en phase médiane).
- Circuit bouchon.

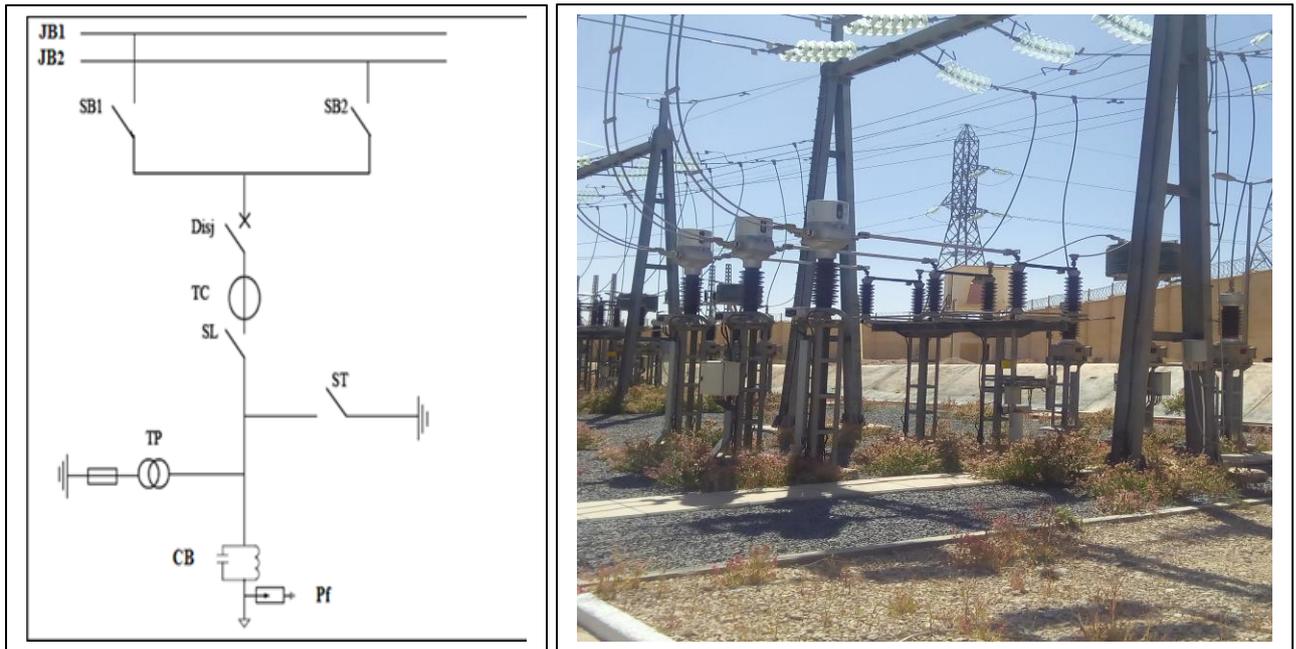


Figure II-7- Travées lignes [21]

IV-2-B Travées transformateurs :

voir(Figure II - 8) : elles sont composées de :

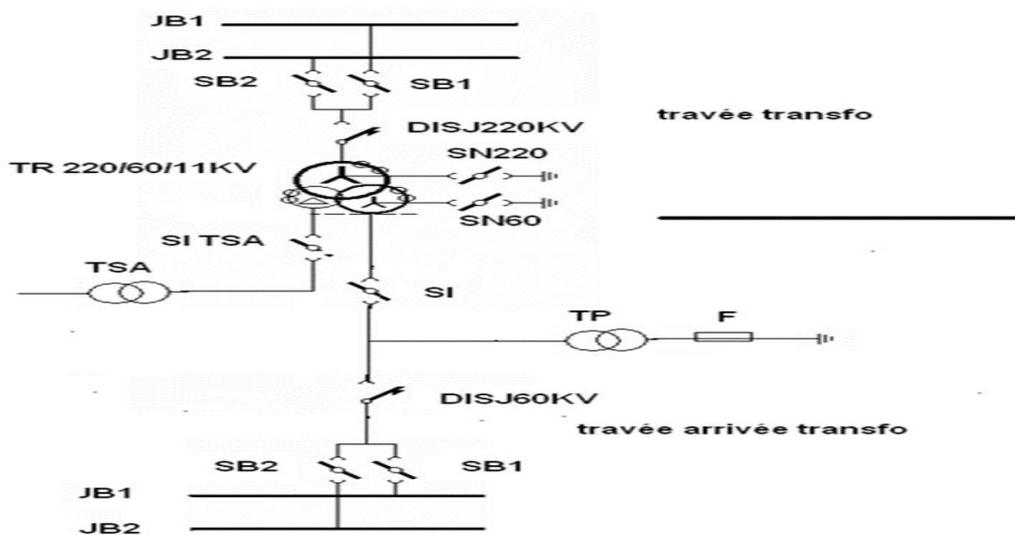


Figure II -8-Travées transformateur +Travées arrivée transfo [17]

- Jeux de barres en tube AGS
- Sectionneurs barres ou sectionneurs d'aiguillage (02 pour le cas de deux jeux de barres et un pour le cas des Postes Simplifier).
- Disjoncteur.
- Le transformateur de puissance lui-même avec l'appareillage annexe (parafoudres, sectionneur de neutre assurant sa mise à la terre rapide, transformateur des services auxiliaires du poste « TSA »

NB : Pour les transformateurs 60/10 kV on ajoute une bobine de point neutre et résistance de terre .

Pour les transformateurs 60/30 kV on ajoute une résistance de terre.

- Sectionneur d'isolement. [17]

IV-2-C- Travées arrivée transformateur : elles sont composées de :

- Jeux de barres en tube AGS
- Sectionneurs barres ou sectionneurs d'aiguillage (02 pour le cas de deux jeux de barres et un pour le cas des Postes Simplifier).
- Disjoncteur.
- Transformateurs de courant (un par phase).
- Transformateurs de tension de type inductif.
- Sectionneur d'isolement. [17]

IV-2-D Travées couplage des barres :

Elles permettent de relier entre eux deux jeux de barres à la même tension du poste. Leur équipement comprend : voir figure II-9

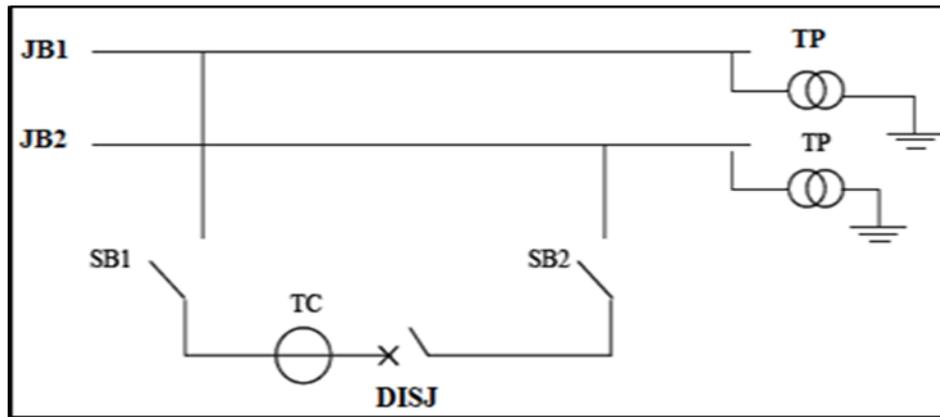


Figure II -9-Travées couplage des barres

01-Disjoncteur de couplage.

02-sectionneurs de Barres (SB1.SB2).

02-Transformateur de courant Tc.

01-Transformateur de tension TP pour chaque Barre. [17]

IV-2-E Tronçonnements et sectionnement de barres :

il est possible d'obtenir plusieurs tronçons séparables à partir d'un même jeu de barres ; il existe deux solutions :

- Le sectionnement par disjoncteur qui comporte un disjoncteur auquel sont associée généralement une protection de débouclage ou une protection de jeux de barres, les sectionneurs d'isolement et les réducteurs de mesure (TC et TT) .
- Le sectionnement par sectionneurs : dépourvu de tout autre équipement annexe, il permet d'éliminer, à vide, un tronçon de jeu de barres en défaut ou lors des travaux d'entretien. [17]

IV-2-F Particularité des postes blindés :

IV-2-F-a Principaux compartiments du blindé :

-Disjoncteur.

-Sectionneur d'aiguillage.

-Sectionneur de ligne.

-Couplage.

-Boîte à câble.

IV-2-F-b Chaque compartiment doit être équipé de :

- Raccord pour charge de gaz.
- Jauge de densité pour la surveillance de l'étanchéité des compartiments.
- Orifice pour l'observation de la position de manœuvre au moyen d'un endoscope.
- un disque de rupture pour la décompression du compartiment.

IV-2-F-c Compensateur parallèle :

Est un élément de liaison entre deux composants du poste. Le compensateur de

Longueur (560...2000mm) est monté horizontalement ou verticalement, et sert à absorber :

- les tolérances de montage
- les défauts de parallélisme pouvant survenir suite à des variations de température.
- l'écart angulaire de maximum 3 degrés.

IV-2-F-d Disque de rupture :

Il a pour fonction d'amorcer une décharge de la pression quand, suite à un défaut d'arc interne, la pression du gaz dans le compartiment excède la valeur limite admissible.

Lorsque la pression de rupture est atteinte, le disque de rupture se rompt aux points pré établis, de sorte que la pression du gaz SF6 est immédiatement réduite.

Remarque :

- ❖ Réseau de terre
- ❖ réseau de terre primaire
- ❖ réseau de terre secondaire.

V- LES PROTECTIONS : [17]

Les différentes branches d'un réseau de transport (transformateurs, lignes, jeux de barres) peuvent être le siège d'un défaut (court-circuit monophasé, court-circuit biphasé, coupure de une ou de deux phases de l'une des deux extrémités de la coupure) et quelles que soient sa nature et son origine, le défaut doit être éliminé immédiatement du réseau sous peine de causer des dégâts importants aux matériels, c'est le rôle des protections.

Un système de protection peut être défini comme étant un ensemble de dispositifs plus ou moins complexes dont le rôle est de détecter le défaut et de commander l'ouverture du disjoncteur protégeant l'organe en cause.

Une protection doit assurer :

- la détection de l'état du réseau, ce qui nécessite un organe de mesures de certaines grandeurs caractéristiques (courant, tension...)
- la comparaison de ces grandeurs caractéristiques mesurées, à des valeurs fixées à l'avance, ce qui nécessite un organe de comparaison.
- l'envoi d'un ordre et l'exécution d'une manœuvre.

Un certain nombre de contrôles peuvent bloquer, accélérer ou temporiser l'envoi de l'ordre.

Les protections doivent donc avoir les qualités suivantes : fiabilité, sensibilité, rapidité, sélectivité (n'éliminer que la plus petite fraction du réseau).

L'élimination du défaut, c'est-à-dire la mise hors tension rapide de l'élément en cause, a pour finalité d'une part, de limiter les dégâts qui pourraient être causés à l'élément protégé, et d'autre part et surtout de préserver le reste du réseau électrique.

V-1-Types de protection : [17]

1. Protection contre les surtensions :

Les surtensions affectant les réseaux peuvent être atténuées par des dispositions constructives, mais non supprimées, donc ces dispositifs sont destinés à réduire les contraintes résultant des surtensions. Les appareils utilisés à cet effet sont essentiellement les éclateurs et les parafoudres.

1.1-Eclateurs :voir Figure II-10

Est constitué de deux électrodes, reliées l'une au conducteur et l'autre à la terre (via la cuve du transformateur), ces deux électrodes sont montées sur une chaîne d'isolateur rigide.

La distance entre les deux électrodes est réglée de manière à obtenir un amorçage pour une certaine valeur de la tension appliquée.



Figure II-10-Eclateurs [17]

1.2-Parafoudres : voir(Figure II-11)

Ce sont les plus utilisés, il comporte en série des résistances et des éclateurs logés dans une enveloppe en porcelaine.

-Les résistances ont des caractéristiques non linéaires, c'est-à-dire qu'elles varient entre certaines limites en raison inverse de la tension appliquée.

-Les éclateurs placés en série sont shuntés par une résistance très élevée (plusieurs méga Ohms), de plus, une petite capacité se trouve branchée entre chaque éclateur et le côté terre du parafoudre.

-L'enveloppe en porcelaine doit être suffisamment étanche pour empêcher l'introduction de l'humidité des poussières. Une surtension importante aux bornes du parafoudre provoque, puisque les résistances sont alors très faibles, l'établissement d'un courant élevé qui donne naissance à une série d'amorçage sur chacun des éclateurs.

Lorsque la surtension est écoulee, la tension baisse aux bornes du parafoudre, la résistance de celui-ci augmente et le courant qui diminue est alors interrompu par le désamorçage des éclateurs. [17]



Figure II-11-Parafoudres [17]

1.3-Le circuit bouchon : (voir Figure II-12)

Joue le rôle d'un filtre bloquant la fréquence de transmission ou de télé conduite, il est monté généralement avec le transformateur de tension.



Figure II-12-circuit bouchon [21]

1.4- la protection contre les surintensités :

La protection contre les surintensités consiste à installer un dispositif de protection, à l'origine du circuit à protéger, destiné à interrompre le courant lorsque celui-ci dépasse une valeur donnée :

-Après un temps déterminé, s'il s'agit d'une surcharge pouvant être supportée pendant un certain temps par les conducteurs de circuit.

-Coupure pratiquement instantanée, s'il s'agit d'un court-circuit.

Les dispositifs assurant la protection contre les surintensités sont essentiellement les relais de protection de distance à maximum de courant. [17]

VI - APPAREILLAGE A HAUTE TENSION :

VI-1- Appareils de coupure :

Les appareils de coupure permettent d'effectuer les manœuvres pour réaliser un schéma d'exploitation déterminé par le dispatching, aussi de mettre hors tension une partie du réseau en vue d'effectuer des travaux d'entretien, réparation et d'éliminer les défauts.

Pour pouvoir manœuvrer l'ensemble des éléments d'un réseau de transport (mettre en ou hors service) on dispose d'appareils de coupure en série avec les ouvrages (les disjoncteurs et les sectionneurs). [17]

VI-1-A - Disjoncteurs :

Un disjoncteur est un appareil prévu essentiellement pour couper en charge et établir le courant en cas de défaut (court-circuit par exemple).

Il permet donc la protection des machines et des réseaux en cas d'anomalie, en assurant l'ouverture du circuit sur ordre automatique émanant des relais de mesures (protections) ; il peut également effectuer des ré enclenchements sur ordre automatique émanant des réenclencheurs.

Un disjoncteur est constitué principalement :

-Des pôles principaux comportant chacun des contacts fixes, des contacts mobiles, un dispositif de coupure de l'arc électrique (chambre de coupure).

-Des pôles auxiliaires de commande, de contrôle...

-Un mécanisme de commande.

-Un châssis

Un disjoncteur est caractérisé par :

-Sa tension nominale U_n qui conditionne les distances d'isolement.

-Son intensité nominale I_n qui conditionne les sections de passage des contacts.

-Son pouvoir de coupure P_c (en KVA, MKA) qui caractérise la possibilité de couper les courants de court-circuit. Le pouvoir de coupure est fonction de la tension de rétablissement U_r immédiatement après la coupure et de l'intensité efficace I_r à l'instant de la séparation des contacts.

$$P_c = U_r \cdot I_r \cdot \sqrt{3} = U_n \cdot I_{cc} \cdot \sqrt{3}$$

-Son pouvoir de fermeture P_f qui est plus élevé que le pouvoir de coupure P_c ,

($P_f > P_c$) car il est plus facile d'établir un courant que de le couper. Le pouvoir de fermeture P_f est caractérisé par l'intensité du courant que le disjoncteur est capable d'établir il est fonction de la vitesse de fermeture (nécessité d'un dispositif de fermeture rapide)

$$P_f = U_n \cdot I_f \cdot \sqrt{3} \quad \text{avec } I_f = 2 \cdot \sqrt{2} \cdot I_{cc}$$

Pour la HT et la THT il existe plusieurs types de disjoncteurs :

Les disjoncteurs sont très différents les uns des autres pour diverses raisons :

- moyen utilisé pour éteindre l'arc (huile, air comprimé, SF6...)
- commande (mécanique ou à ressort, pneumatique, oléopneumatique...)
- caractéristiques (U_n , I_n , P_c). [17]



Figure II-13- Disjoncteurs 60kV [21]

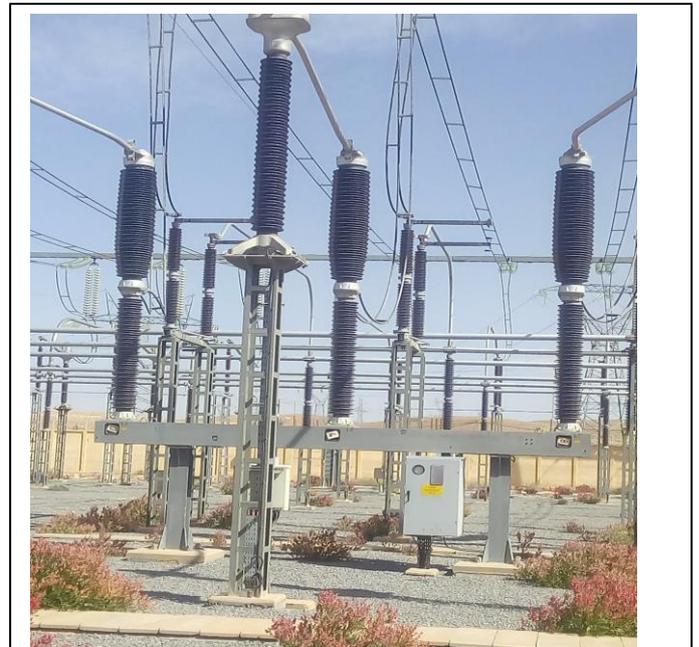


Figure II-13- Disjoncteurs 220kV[21]

VI-1-B- Sectionneurs :

Un sectionneur est un appareil destiné à ouvrir ou à fermer un circuit électrique à vide (courant à couper nul).il ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (pouvoir de coupure nul), c'est pourquoi il ne doit jamais être manœuvré en charge sous peine de volatiliser l'appareil et de blesser ou tuer le personnel .le sectionneur assure à la fois la fonction d'exploitation et de sécurité :

- Aiguillage d'un départ sur l'un ou l'autre des jeux de barres d'un poste.
- Ouverture ou fermeture des sectionneurs d'un départ dont le disjoncteur est ouvert.
- Manœuvre d'isolement de lignes, câbles, transformateurs pour entretien ou réparation.

Le sectionneur doit assurer le passage du courant normal de service sans échauffement exagéré et supporter le courant de court-circuit I_{cc} jusqu'à l'ouverture du disjoncteur.

La commande d'un sectionneur n'est jamais automatique, son ouverture ou sa fermeture est toujours provoquée par un opérateur (commande manuelle, mécanique, électrique...).

Un sectionneur est composé principalement de :

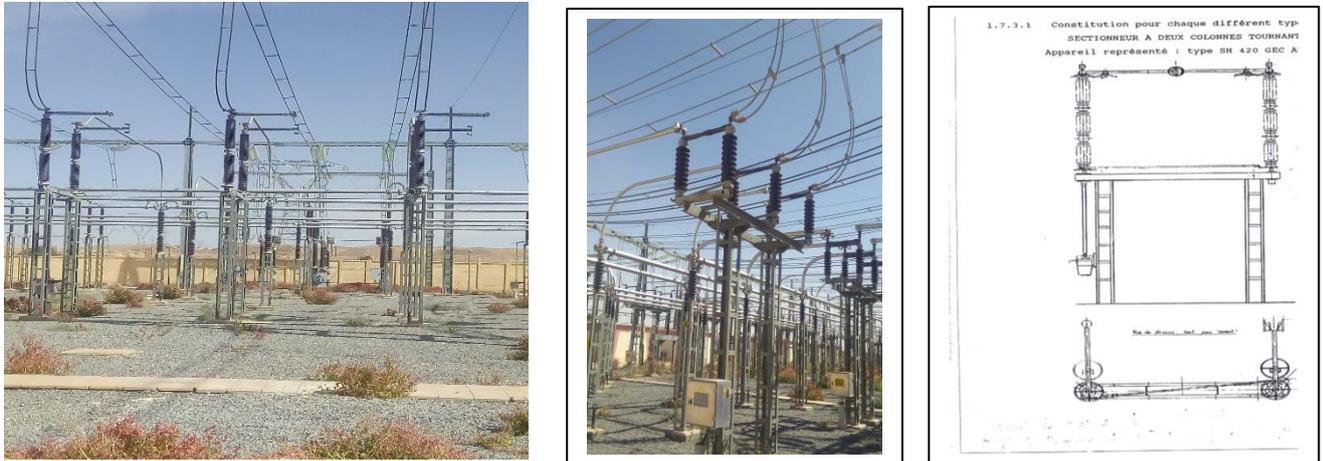
- Un ou plusieurs pôles (unipolaire ou tripolaire)
- Un châssis.
- Un mécanisme de commande (la commande peut être manuelle par perche ou directe, manuelle par tringlerie, électrique...).

Etant donné qu'un sectionneur ne doit jamais s'ouvrir en charge, on adopte généralement pour les contacts, la disposition à couteau et mâchoires assurant un renforcement de serrage en cas de surintensité (efforts électrodynamiques). Enfin l'ouverture spontanée ou accidentelle est interdite par un dispositif de verrouillage (commande irréversible). [17]

VI-1-B-1- Différent type de sectionneurs :

Pour la HT et la THT il existe plusieurs types de sectionneurs :

VI-1-B-1-A- Sectionneur à ouverture horizontale voir (FigureII-14) :



FigureII-14-Sectionneur à ouverture horizontale 220 kV/60 kV [21]

il s'agit d'un sectionneur rotatif, à ouverture horizontale pour l'extérieur. $U_n=130 \text{ kV}$ à 245 kV ; $I_n=630 \text{ A}$ à 1250 A .

-circuit électrique : arrivée fixe 1 ; support tournant 2 ; premier levier tournant 3 ; étrier 4 ; contact male 5 ; deuxième levier tournant 8 ; support tournant 9 ; départ fixe 10.

-commande : les leviers tournants 3 et 8 sont portés par deux colonnes isolantes 14 et 15 montées sur paliers et butées à billes dans le châssis ; 16 commande simultanée des trois pôles. [17]

VI-1-B-1-B- Sectionneur à ouverture verticale voir (FigureII-15) :



FigureII-15- Sectionneur à ouverture verticale [17]

Il s'agit d'un sectionneur rotatif, à ouverture verticale, pour l'extérieur. $U_n= 72 \text{ kV}$ à 245 kV ; $I_n= 500 \text{ A}$ à 1250 A .

-circuit électrique : arrivée 1 ; contact fixe 2 ; constitué par deux disques parallèles à serrage élastique ; couteau mobile 3 porté par le bras mobile 4 ; départ 6. L'ensemble est porté par les colonnes isolantes 8 fixées sur le châssis métallique 9.

-commande : la manivelle 10, fixée sur l'arbre 11, commande le bras mobile 4 par l'intermédiaire de la bielle isolante 7 et de la manivelle 5 fixée sur l'axe d'articulation du bras .la commande de l'arbre 11 peut être mécanique, hydraulique ou électrique. [17]

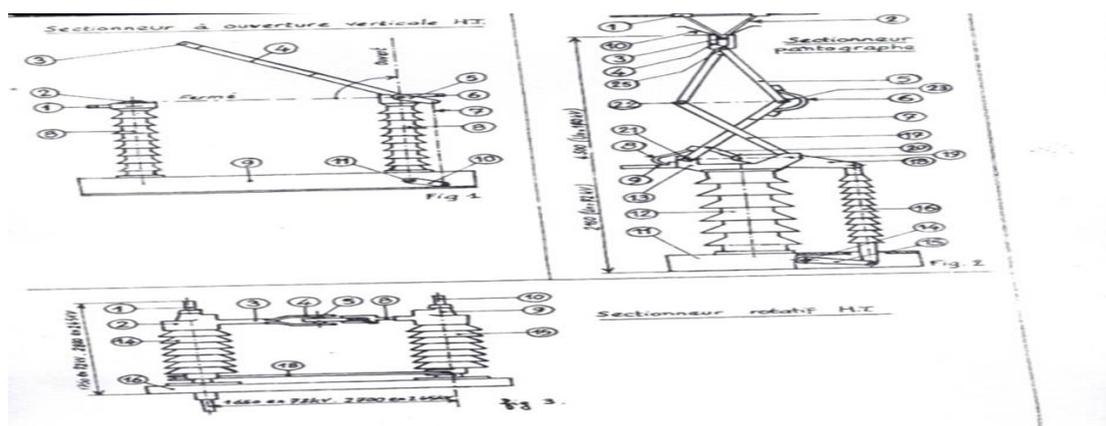
VI-1-B-1-C- Sectionneur pantographe voir (FigureII-16) :



FigureII-16 Sectionneur pantographe [17]

il s'agit d'un sectionneur à fermeture Verticale (vers le haut) et à ouverture verticale (vers le bas), dit pantographe, pour l'extérieur.

$U_n = 72 \text{ kV à } 245 \text{ kV}$; $I_n = 500 \text{ A à } 1250 \text{ A}$.



FigureII-17-3 types Sectionneur [17]

-circuit électrique : arrivée par deux lignes aériennes 1 par phase ; étirer 2 ; contact cylindrique fixe 3 ; contact mobile à mâchoire 4 avec cornes d'accostage 10, levier supérieur 5 ; shunt 6 ; levier inférieur 7 ; shunt 8 ; départ 9.

-commande (appareil en position de fermeture) : l'arbre 14 commun aux trois pôles porte trois manivelles 15, une par pôle ; chacune d'elle actionne une bille isolante 16 ; celle-ci commande la manivelle de renvoi 18 articulée sur un axe fixe 19 et solidaire du levier inférieur 17 ; d'autre part la manivelle 18 commande aussi le levier inférieur 7 par l'intermédiaire de la biellette 20 ; l'axe 21 est fixe ; les axes 22 et 23 sont dans un même plan horizontal. A l'ouverture la bielle isolante 16 se soulève, les axes 22 et 23 s'écartent en s'abaissant, les contacts 4 s'écartent et l'axe 25 s'abaisse ; l'appareil s'aplatit .A la fermeture, la bielle 16 s'abaisse ; les leviers 7 et 17 se relèvent ainsi que les leviers 5 ; en fin de course les mâchoires 4 serrent le contact fixe 3, commande simultanée des trois pôles. [17]

VI-1-B-1-D- Sectionneur de mise à la terre :

On combine souvent les sectionneurs haute tension et BT de forte puissance avec une mise à la terre (ou MALT ou sectionneur de terre). Cette MALT est visible sur la photo ci-dessous (à gauche, perche rayée jaune et noir). Il s'agit d'un organe de sécurité, dont le but est de fixer le potentiel d'une installation préalablement mise hors tension, pour permettre l'intervention humaine en toute sécurité sur une installation. [17]



Figure II-18-Sectionneur de mise à la terre [17]

VI-2- Appareils de transformation :

VI-2 - Transformateurs de puissances : (voir Figure II-19)

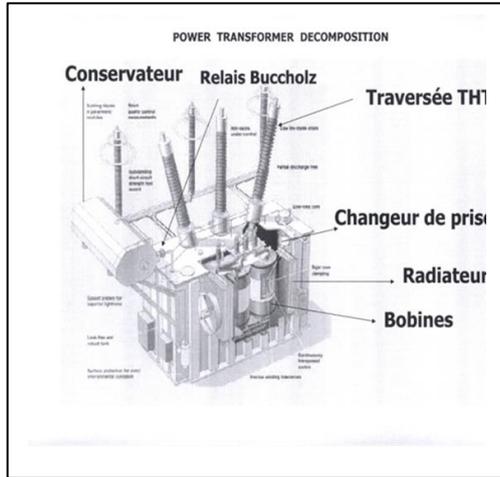


Figure II-19-Transformateur de puissance [17]

Le transformateur est une machine statique qui permet d'augmenter la tension tout en diminuant le courant (transformateur élévateur), ou de diminuer la tension tout en augmentant le courant (transformateur abaisseur) et ce avec un excellent rendement (plus de 99% pour les transformateurs de grande puissance).

Grâce au transformateur de puissance, il a été possible de choisir la meilleure tension pour le transport et la distribution de l'énergie électrique, et de relier entre eux des circuits à des tensions différentes.

Tous les transformateurs de puissance comprennent un ensemble d'éléments qui est :

-un bobinage inducteur ou primaire : qui alimenté par un courant alternatif, crée un champ magnétique alternatif.

-Un circuit magnétique réalisé à partir de tôles magnétiques d'épaisseur 0.35mm (isolement par traitement thermo-chimique de surface ou au vernis sur une face) le circuit magnétique sert à canaliser le flux d'induction magnétique.

-Un bobinage induit ou secondaire qui, traversé par un flux variable sera le siège d'une force électromotrice « FEM » induite (loi de Lenz). L'ensemble « primaire-secondaire-circuit magnétique » constitue la partie active du transformateur.

-La cuve ou enveloppe contenant le diélectrique (huile, pyralène...) et supportant la partie active.

- Les traversées isolantes (ou bornes) qui assurent les liaisons électriques entre les phases d'alimentation et les enroulements primaires et secondaires.
- Les dispositifs de refroidissement (aéroréfrigérants...) pour les transformateurs de faibles puissances le refroidissement naturel par l'air est suffisant sinon par les radiateurs. Par contre, dans les transformateurs de grandes puissances, le refroidissement se fait avec l'air forcé à l'aide des ventilateurs ou avec des serpentins de l'huile. Exemple : (O.N.A.N),(O.F.A.F),/O : ouille/N : normal /A : aire/F : force
- Le régulateur en charge (réglage de la tension en charge)
- Un réservoir d'expansion ou conservateur d'huile avec un dessiccateur (contenant du gel de silice ou silica gel absorbant l'humidité de l'air...)
- Les dispositifs de contrôle et de protection destinés à faciliter l'exploitation du transformateur et à éviter ou limiter les risques de détériorations accidentelles.
- Le diélectrique (huile) destiné à augmenter l'isolement général des parties sous tension (enroulements entre eux et par rapport à la masse) et qui sert aussi d'agent de refroidissement.

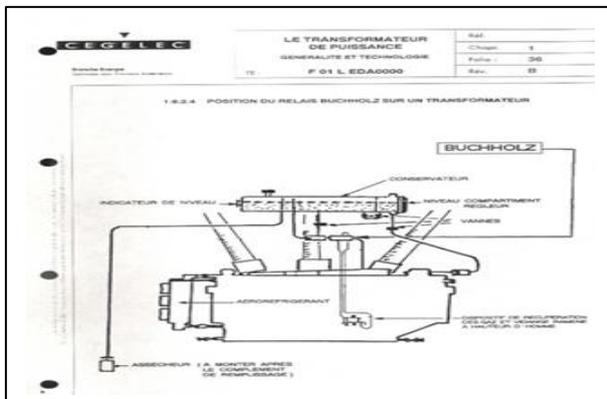


Figure II-20- Le relais BUCHHOLZ sur un Transformateur de puissance[17]

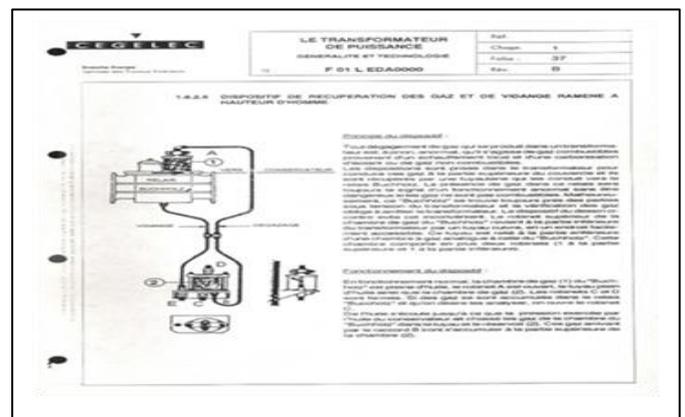


Figure II-20- Dispositif de récupération des gaz dans un transformateur de puissance[17]

Voir (Figure II-20). [17]

VI-3- Appareils de mesure :

Ils sont destinés à alimenter des appareils de mesures (voltmètres, ampèremètres, wattmètres, compteurs) ou de protection (bobines, relais...) dans les installations électriques à haute tension.

On évite ainsi d'appliquer à ces appareils de mesures et de protection des tensions et des courants élevés. [17]

VI-3-A- Transformateur de tension (TT) : (voir Figure II-21)

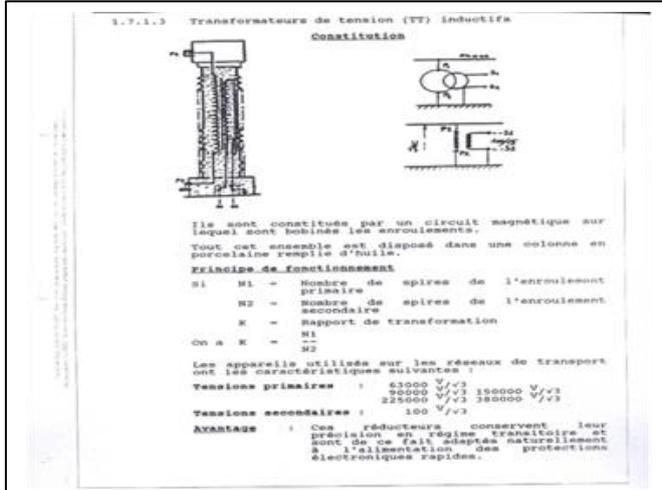


Figure II-21- Transformateur de tension inductif [17]

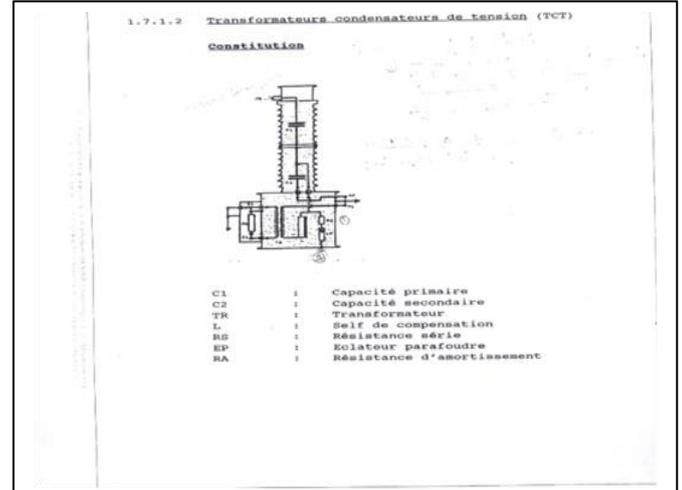


Figure II-21- Transformateur de tension condensateur [17]

il est utilisé chaque fois que la tension dépasse 600 V; il permet l'utilisation de voltmètres calibrés : 100 V ou 150 V.

Il ne faut jamais court-circuiter le secondaire d'un TT, il doit être toujours à vide.

Pour le transformateur de tension TT (dit aussi transformateur de potentiel TP), les tensions normalisées sont:

- ✓ Au primaire en kV : 3.2-5.5-10...30...63...90...225-380.
- ✓ Au secondaire : toujours 100 V ou 150 V [17]

.VI-3-B- Transformateurs de courant (TC) : voir (Figure II-22)

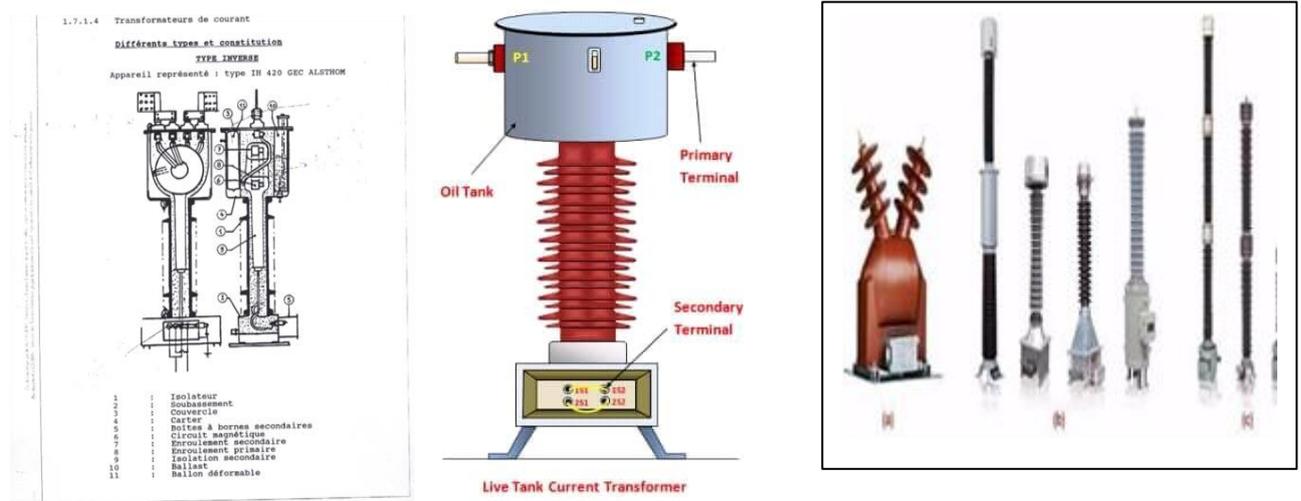


Figure II-22- transformateur de courant [17]

il est utilisé chaque fois que le courant est important (dépassant par exemple 10 A). Il permet l'utilisation d'ampèremètres calibrés 1 A ou 5 A. Il ne faut jamais ouvrir le secondaire d'un TC, il doit être toujours en court-circuit (fermé sur un ampèremètre...) car il y a risque de surtension dangereuse au secondaire.

Les courants normalisés sont :

Au primaire en A : 50, 100, 250, 300,600,...6400

Au secondaire : toujours 1 A ou 5 A . [17]

VII Constitution des services auxiliaires : voir (Figure II-23)

L'ensemble de ces services comprend :

1-Services auxiliaires à courant alternatif.

2-Services auxiliaires à courant continu.

L'énergie nécessaire à leur fonctionnement est assurée à travers :

- ❖ Des sources à courant alternatif réseau, constituées, sauf exception, par deux transformateurs TSA1 et TSA2, auxquels sont associés des disjoncteurs généraux de protection des services auxiliaires ;
- ❖ La source à courant alternatif secouru, composée d'un groupe électrogène GE et de son armoire de contrôle et de transfert.

❖ Des batteries à courant continu.

a) Services auxiliaires à courant alternatif :

L'énergie appelée par ces services est prélevée sur le réseau. Pour cela, les jeux de barres alternatifs (220/380 V /50Hz) sont alimentés par deux transformateurs abaisseurs de tension MT/BT, qui peuvent être placés sur les tertiaires ou les secondaires des transformateurs de puissance. En cas de défaillance de cette source, le jeu de barres alternatif sera alimenté via un groupe diesel. Ces services fournissent aux appareils bas tension d'un poste, d'une façon rationnelle et économique, l'énergie nécessaire à leur fonctionnement normal. Ils peuvent tolérer des interruptions de courtes durées mais leur défaillance prolongée risquerait de provoquer de perturbations graves dans l'exploitation des postes. Ces services assurent :

- L'éclairage des installations extérieures et intérieures.
- Force motrice des disjoncteurs et des sectionneurs.
- L'alimentation des moteurs auxiliaires des transformateurs de puissance.
- Chauffage des locaux et climatisation de la salle de commande, salle de batteries, salle ou bâtiment de reliage, etc.
- L'alimentation des prises de courant.
- L'alimentation des redresseurs 48 V et 127 V. [17]

b) Services auxiliaires à courant continu :

ces services sont alimentés par un ensemble redresseur batterie, dont :

- ❖ Un premier ensemble (redresseur batterie) alimente une barre à courant continu principale 127 Vcc.
- ❖ Un deuxième ensemble (redresseur batterie) alimente la deuxième barre à courant continu principale 127 Vcc, dans les postes THT/HT.
- ❖ Un redresseur de réserve assure le secours de chaque redresseur.
- ❖ La matérielle télécommunication est alimentée en 48 Vcc par un ensemble redresseur batterie et un redresseur de secours.

Les services auxiliaires doivent assurer en permanence et sans rupture, par mesure de sécurité des postes, l'alimentation des équipements de commande, de mesure, de protection, de

signalisation, de comptage et des automatismes. Il peut aussi servir comme secours de certaines fonctions (éclairage) en cas de défaillance du réseau alternatif. [17]



Figure II-23- L'alimentation des redresseurs 48 Vcc et 127 Vcc [21]



Figure II -24- Les batteries à courant continu 127 Vcc [21]

C) Le groupe électrogène de secours : ce groupe est installé dans le bâtiment des auxiliaires, il est constitué de :

Un moteur diesel comportant :

- ✓ Un démarrage automatique temporisé.
- ✓ Une réserve de carburant pour un fonctionnement du moteur
- ✓ Une batterie spéciale de lancement.
- ✓ Un redresseur alimenté par les auxiliaires qui sert à la charge permanente de la batterie.
- ✓ Un alternateur triphasé caractérisé par une fréquence de 50 Hz, une tension en charge 220/380 V et une puissance utile au minimum 60 kVA.
- ✓ Une armoire de commande, contrôle et sécurité. [17]



Figure II -25-Le groupe électrogène de secours [21]

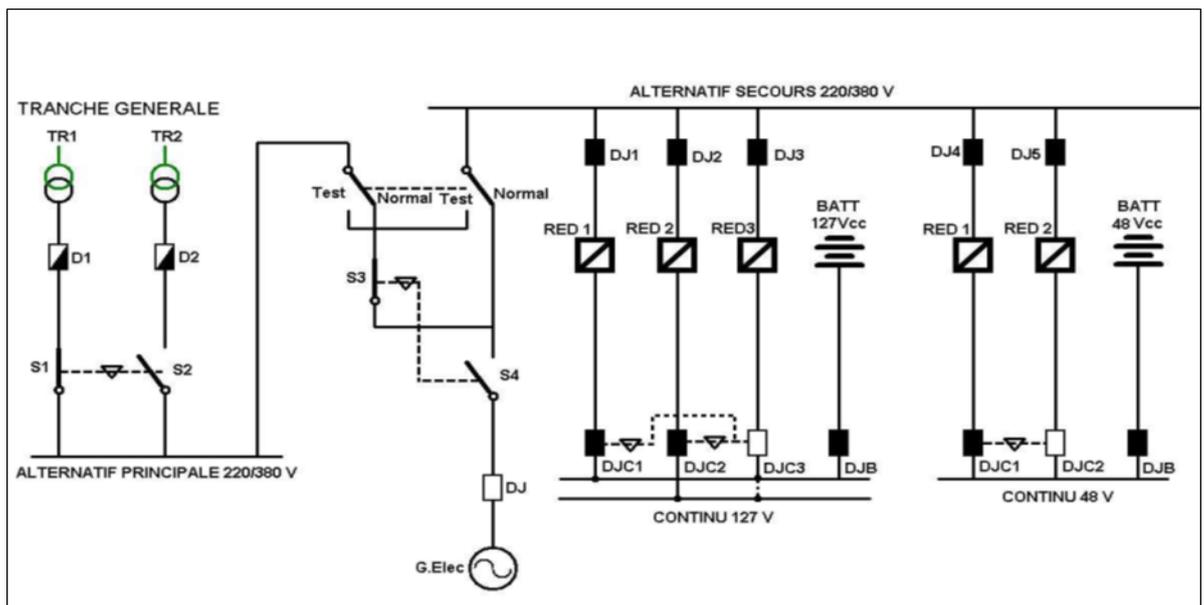


Figure II-26-Constitution des services auxiliaires [17]

VIII – LA MAINTENANCE

VIII-1- La maintenance basée sur la fiabilité (MBF)

La MBF est un outil permettant d'optimiser les actions de maintenance programmées en tenant compte des critères suivants :

- La sécurité
- La disponibilité (tenant compte d'un consensus fiabilité- maintenabilité)

- Qualité (délai, coût)

La MBF a pour objectifs :

- De définir et de justifier en conception les actions de maintenance à mettre an place.
- D'assurer et d'augmenter les performances des équipements en exploitation.
- De déterminer les recommandations relatives aux enjeux technico-économiques (procédures, investissements, rénovation, etc.) [17]

VIII-2- Différents types de maintenance :

- Maintenance préventive : systématique et conditionnelle
- Maintenance : corrective
- Intervention : curative :

VIII-3- Apport de la démarche MBF

- La méthode à permis de connaître à l'avance le plan d'actions en détail avec les moyens qu'il faut en tenant compte des procédures écrites
- De connaître des ratios par action et de suivre leur coûts et délais de réalisation de l'intervention [17]

VIII-4- Comparaison entre la maintenance d'avant et la MBF :

Etapes	Maintenance d'avant	MBF	Evaluation
Constitution d'une base de données : - Equipements (GDO) - Historique de la maintenance des équipements	Incomplète Insuffisante	Création d'un groupe informatique pour développer les deux aspects	+
Classement stratégique des ouvrages et équipements	non	Création d'un groupe informatique pour développer les deux aspects	+
Utilisation des outils d'analyses (AMDEC)	non	Oui	+
Etablissement des plans de maintenance	non	Oui	+
Elaboration des plannings d'entretien trimestriel	Oui	Oui (par ouvrage)	=
Etablissement des procédures	Non	Oui	+
Maintenance préventive systématique	Dominante	Oui	+
Maintenance préventive conditionnelle	Faible	Optimisée	+
Informatisation du suivi des actions (reporting)	Non	Développée	+
Indicateurs de suivi : - Volume de réalisation de l'action - Délai - Coût - Moyens humains	Oui (suivi trimestriel) Aléatoire Non maîtrisé Aléatoire	Oui (en cours d'élaboration)	+
Rationalisation de la PDR	Non	Oui (suivi hebdo) Planifié (proposition d'une formule de calcul) Optimisé	+
Mise à niveau des installations	Non	Oui	+
Planification des actions à long terme par ouvrage et par équipement	Non	Oui	+

IX- Conclusion :

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

**CHAPITRE III : PLANS DE PROTECTIONS
DU RESEAU NATIONAL**

Chapitre III : Plans de protections de réseaux national

I. Introduction :

Un plan de protection c'est l'ensemble des équipements de protection choisis pour :

- Eliminer le défaut le plus rapidement possible, en isolant l'ouvrage du réseau concerné par le défaut (sélectivité).
- Assurer le secours et la complémentarité entre les équipements de protections constituant le plan.

Le plan de protection est conçu de façon à prévoir tous les équipements de protections nécessaires pour assurer une meilleure qualité de service à moindre coût.

Ce système de protection est basé sur les critères fondamentaux suivants :

- **Sûreté de fonctionnement** : fiabilité du matériel
- **Sélectivité** : déclenchement des seuls disjoncteurs délimitant l'ouvrage en défaut
- **Rapidité d'élimination** : L'élimination des défauts doit être suffisamment rapide.

Pour garantir :

- La tenue du matériel du SPTE) Système de protection du transport de l'électricité(.
- La sûreté de fonctionnement du système électrique (perte de synchronisme des groupes de production).
- La qualité de fourniture de l'énergie délivrée aux utilisateurs du SPTE.

Pour établir un plan de protection efficace, il faut prendre en compte les paramètres

suivants sont à prendre en compte :

- La topologie du réseau et ses différents modes d'exploitation.
- Le besoin de continuité de service. [18]

II. Historique :

Plusieurs plans de protection se sont succédé au cours des années depuis 1975, date de l'introduction du niveau de tension 220 kV, en remplaçant le niveau de tension 150 kV, dans le réseau de transport. Le plan de protection nécessite de ce fait une grande attention tout au long

de son existence, vu que la philosophie de réglage constamment en révolution en quête de la perfection et de la performance.

05 plans de protection ont vu le jour :

II-1-PLAN N°1 :

Ce plan concerne les installations antérieures à 1975. Le réseau de transport était exploité en 60, 90 et 150 kV. Il est composé de :

- Une batterie 127 Vcc associée à deux redresseurs.
- Des TC à un seul enroulement de protection.
- Une seule bobine de déclenchement pour les disjoncteurs THT et HTA ou HTB[18]

II-1-1 -Plan de protection des travées lignes THT:

Il comporte :

- Une protection principale électromécanique de distance associée à un réenclencheur de type série (en cas de liaison aérienne) ;
- Pour les liaisons câbles, la protection est de type différentielle longitudinale et le réenclencheur;
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle de terre ;
- Une protection de secours à maximum de courant à temps constant ;
- Un relais de discordance pôles disjoncteur ;
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues [18].

II-1-2-Plan de protection des travées lignes THT:

La figure III- 1 suivante plan de protection des travées lignes

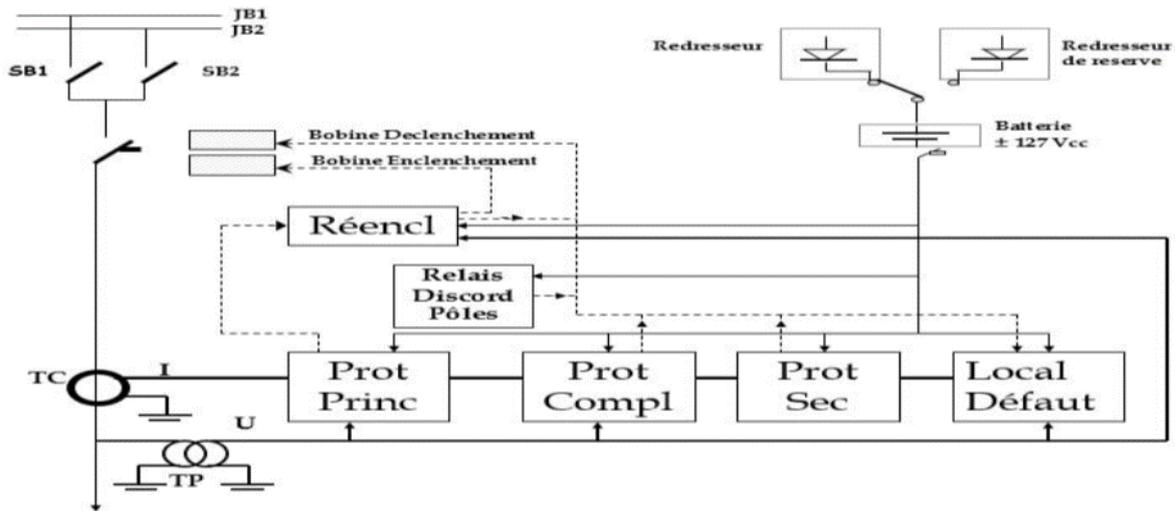


Figure III- 1 : Plan de protection des travées lignes THT [18]

II-1-3-Plan de protection des travées lignes HT (HTA ou B) :

Il comporte :

- Une protection principale électromécanique de distance associée à un réenclencheur de type série (en cas de liaison aérienne).
- Pour les liaisons câbles, la protection est de type différentielle longitudinale et le réenclencheur n'est pas d'application.
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle de terre.
- Une protection de secours à maximum de courant à temps constant.
- Un relais de discordance pôles disjoncteur. [18]

La figure III- 2 suivante Plan de protection des travées lignes HT.

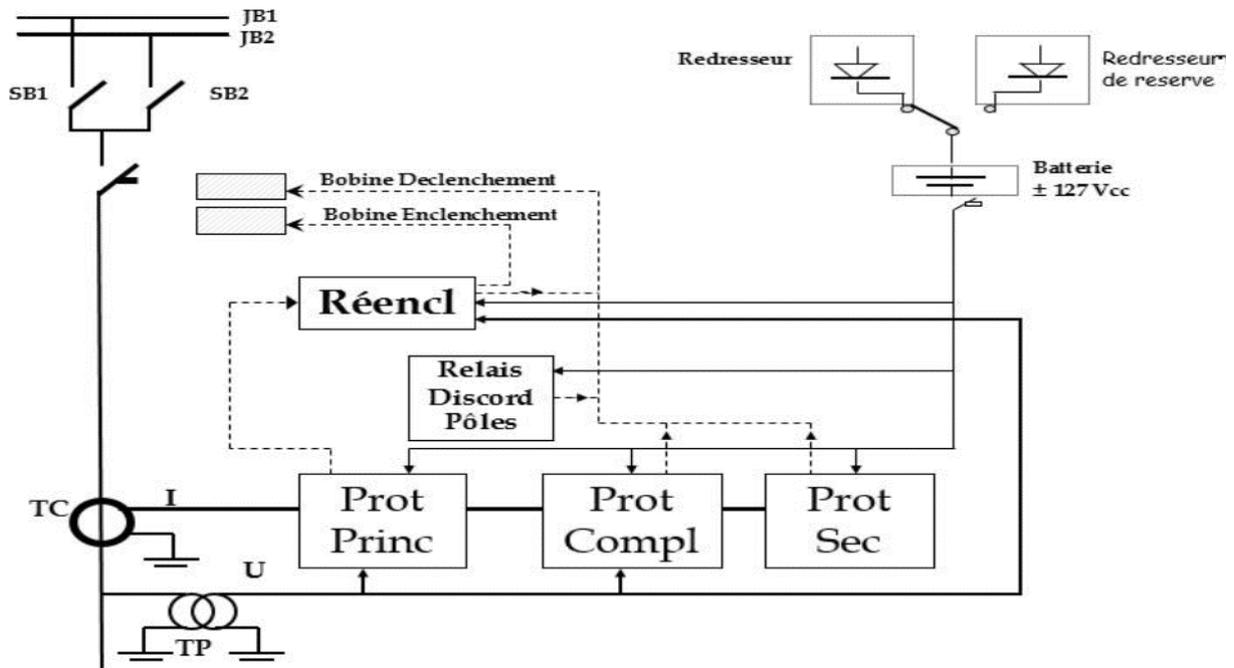


Figure III- 2 : Plan de protection des travées lignes HT. [18]

II-1-4-Plan de protection des travées transformateurs THT/HTA/HTB :

Il comporte :

- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté THT.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTA.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTB.
- Une protection masse cuve.
- Une protection de surcharge thermique. [18]

La figure III- 3 suivante Plan de protection des travées transformateurs

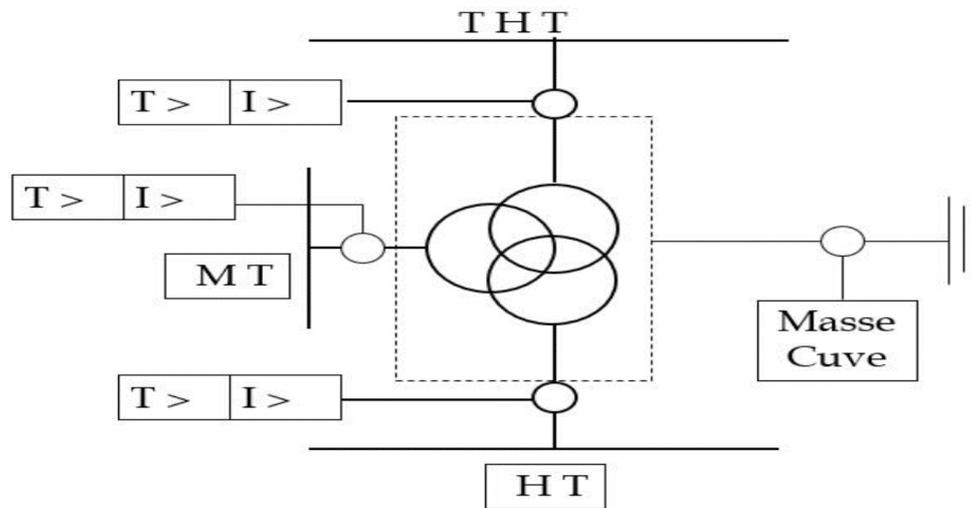


Figure III- 3 : Plan de protection de travées transformateurs THT/HTA/HTB. [18]

II-1-5-Plan de protection des travées transformateurs HTA/HTB :

- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTA.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTB.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection masse cuve.
- Une protection du neutre HTB.
- Une protection de terre résistante. [18]

La figure III- 4 suivante plan de protection des travées transformateur HTA/HTB

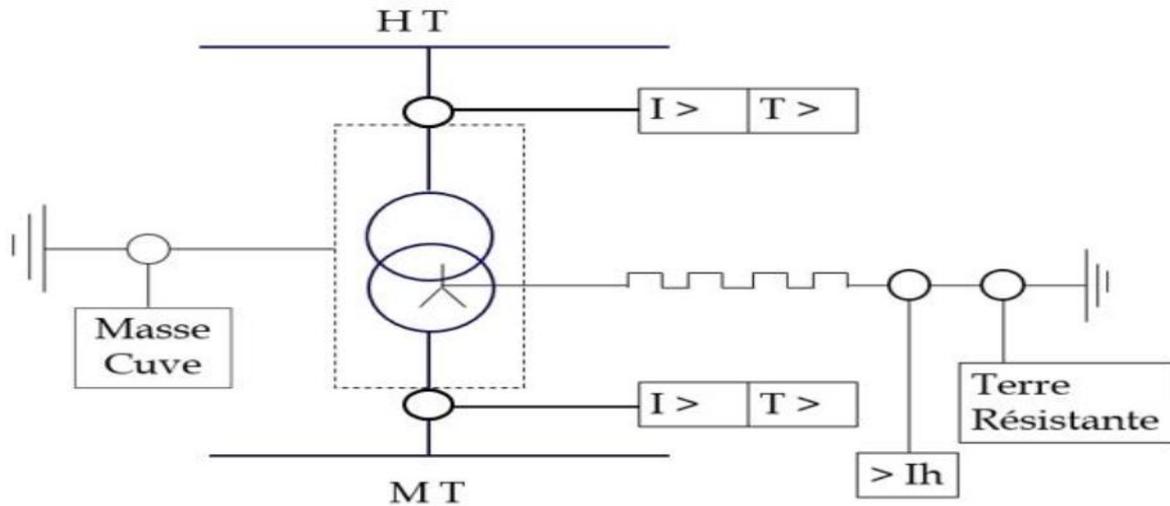


Figure III- 4 : Plan de protection de travées transformateur HTA/HTB [18]

II-2-PLAN N°2 :

Ce plan a été adopté entre 1975 et 1980.

Une batterie 127 Vcc associée à deux redresseurs.

- Des TC à un seul enroulement pour les protections.
- Une seule bobine de déclenchement pour les disjoncteurs THT et HTA. [18]

II-2-1-Plan de protection des travées lignes THT :

On notera l'introduction des premières protections de distance statiques et les protections de défaillance disjoncteur.

- Une protection principale de distance statique associée à un réenclencheur de type série.
- Une protection de réserve de distance semi statique temporisée en cas de défauts monophasés,
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle de terre.
- Une protection de défaillance disjoncteur (Une unité commune de déclenchement).
- Un relais de discordance pôles disjoncteur.

- Un localisateur de défaut pour les lignes longues. [18]

La figure III- 5 suivante Plan de protection des travées lignes THT

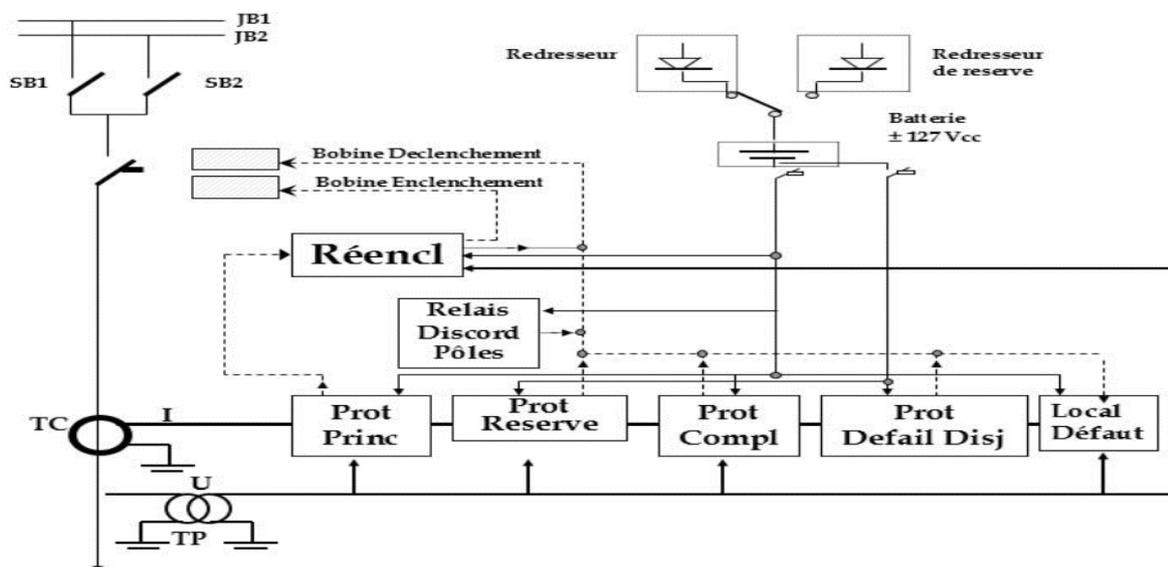


Figure III- 5 : Plan de protection des travées lignes THT [18]

II-2-2-Plan de protection des travées lignes HT :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent.

II-2-3-Plan de protection de travées transformateur THT/HTA/HTB :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent à l'exception de l'adoption d'une protection de défaillance disjoncteur côté THT. [18]

La figure III- 6 suivante Plan de protection des travées transformateurs THT/HTA/HTB

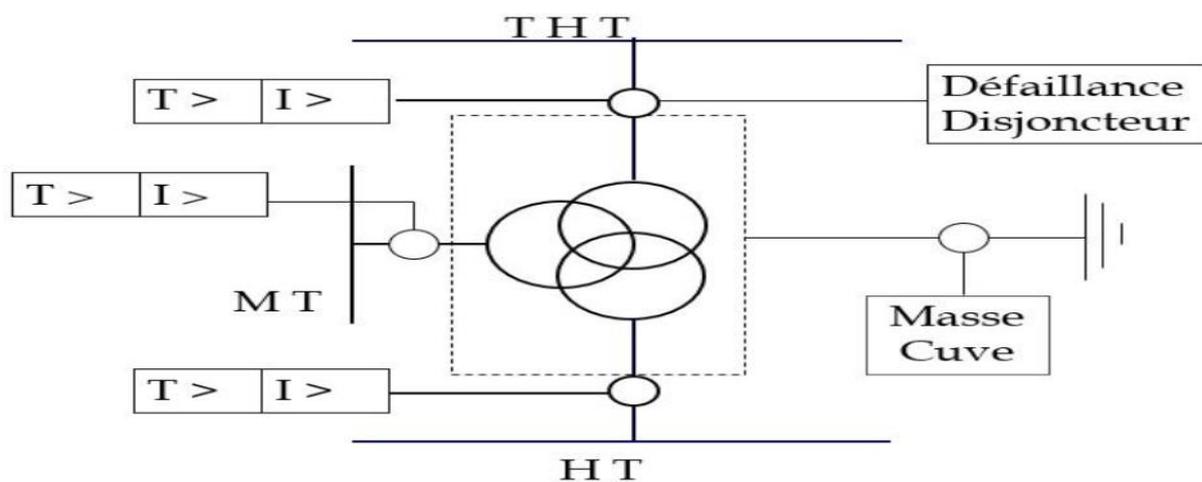


Figure III- 6 : Plan de protection de travées transformateurs THT/HTA/HTB. [18]

II-2-4-Plan de protection des travées transformateurs HTA/HTB :

II-3-PLAN N°3 :

Ce plan a été adopté entre 1980 et 1985.

Des changements importants sont introduits pour améliorer la fiabilité de fonctionnement lors des défauts.

- Deux batteries 127 Vcc associées à trois redresseurs.
- Des TC à deux enroulements pour les protections.
- Deux bobines de déclenchement pour les disjoncteurs THT.
- Une protection différentielle barres THT. [18]

II-3-1-Plan de protection des travées lignes THT :

- Une protection principale statique associée à un réenclencheur de type série.
- Une protection de réserve de distance semi-statique temporisée pour les défauts monophasés.
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle de terre.
- Une protection de défaillance disjoncteur (Une unité commune de déclenchement).
- Un relais de discordance pôles disjoncteur.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues.

Les protections de réserve et de défaillance disjoncteur sont alimentées par la tension de la deuxième batterie et les courants du deuxième enroulement protections des TC. [18]

La figure III- 7 suivante plan de protection des travées lignes THT.

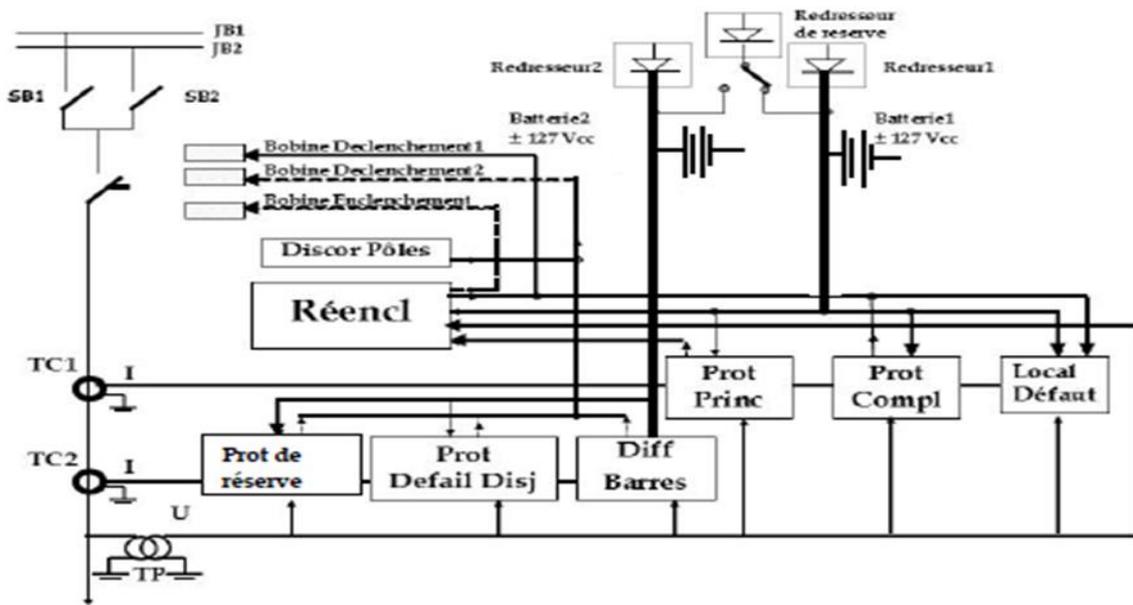


Figure III- 7 : Plan de protection des travées lignes THT. [18]

II-3-2-Plan de protection des travées lignes HTA :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent.

II-3-3-Plan de protection de travées transformateurs THT/HTA/HTB :

- Une protection différentielle contre les défauts internes.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté THT.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTA.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTB.
- Une protection de surcharge thermique.

Notant l'introduction de la protection différentielle et la suppression de la protection masse cuve transformateur. [18]

La figure III- 8 suivante plan de protection de travées transformateurs THT/HTA/HTB

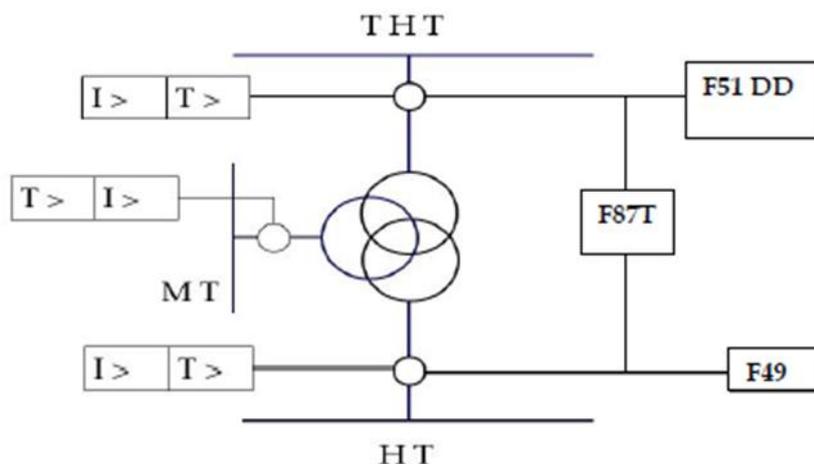


Figure III- 8 : Plan de protection de travées transformateurs THT/HTA/HTB [18]

II-3-4-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent, sauf l'ajout du deuxième seuil (seuil violent) sur le relais de protection à maximum de courant côté primaire pour les transformateurs de puissance 40 MVA ainsi que le relais de surcharge thermique. [18]

La figure III- 9 suivante plan de protection de travées transformatrices THT/HT/MT

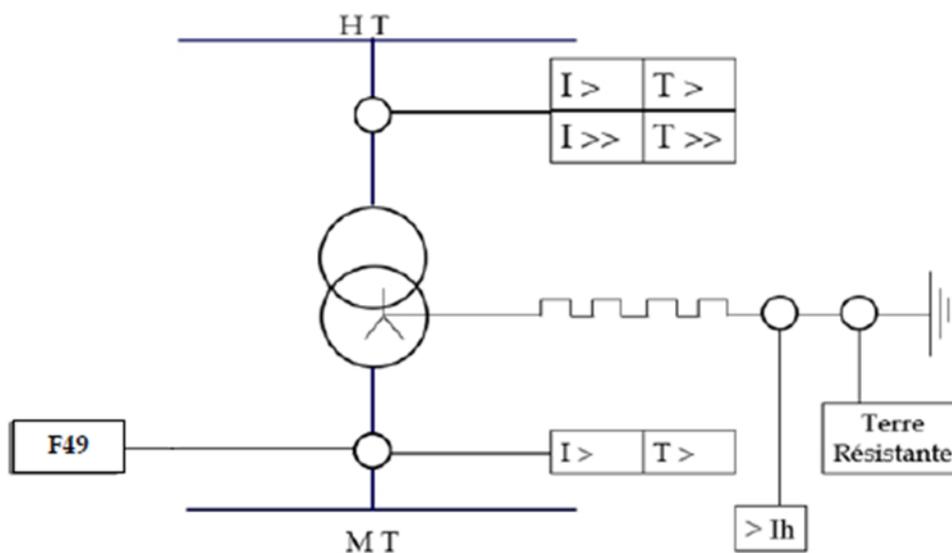


Figure III- 9 : Plan de protection de travées transformatrices THT/HT/MT. [18]

II-4-PLAN N°4 :

Ce plan a été adopté entre 1985 et 1990.

- Deux batteries 127 Vcc associées à trois redresseurs.
- Des TC à deux enroulements pour les protections.
- Deux bobines de déclenchement pour les disjoncteurs THT.
- Une protection différentielle barres. [18]

II-4-1-Plan de protection des travées lignes THT :

- Une protection principale **statique** à plusieurs chaînes de mesure associée à un réenclencheur **statique** de type **parallèle**.
- Une protection de réserve de distance statique temporisée pour les défauts monophasés (les protections principales et de réserve sont de constructeurs et de principes différents).
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle de terre statique.
- Une protection de défaillance disjoncteur.
- Un relais de discordance pôles disjoncteur.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues. [18]

La figure III- 10 suivante plan de protection des travées lignes THT.

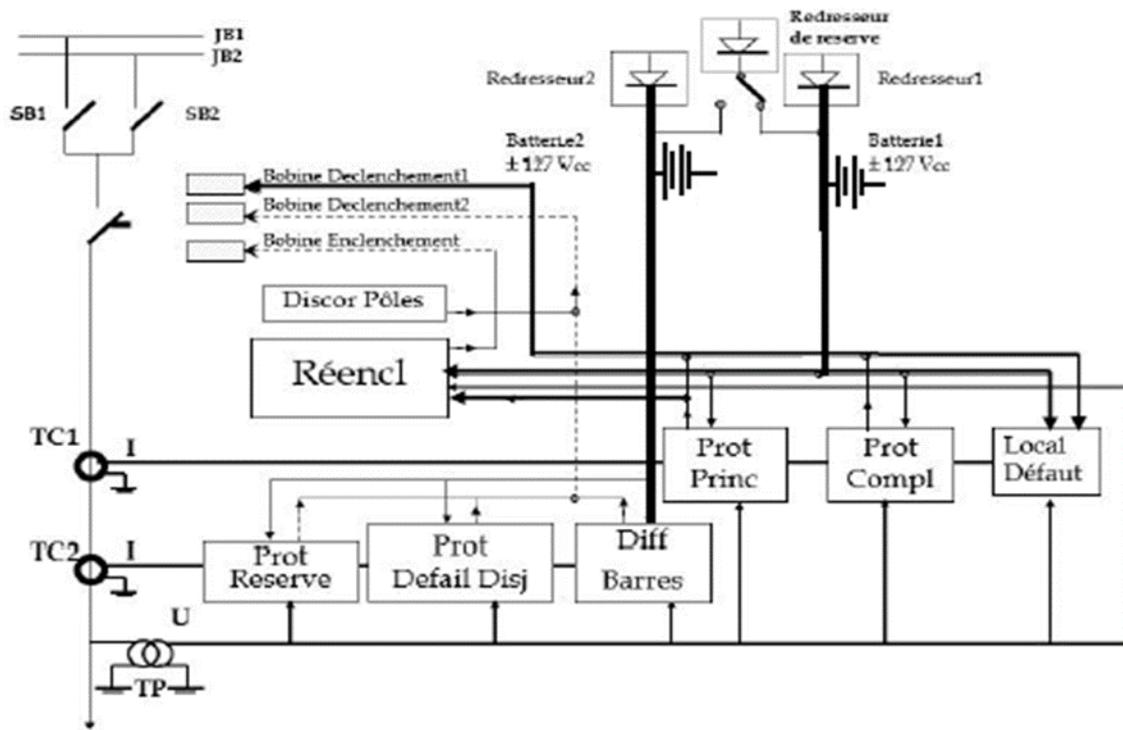


Figure III- 10 : Plan de protection des travées lignes THT. [18]

II-4-2-Plan de protection des travées lignes HT :

- Une protection principale statique associée à un réenclencheur statique de type parallèle.
- Une protection complémentaire de puissance résiduelle statique de terre.
- Une protection de secours à maximum de courant à temps constant.
- Un relais de discordance pôles disjoncteur.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues. [18]

La figure III- 11 suivante plan de protection des travées lignes HT

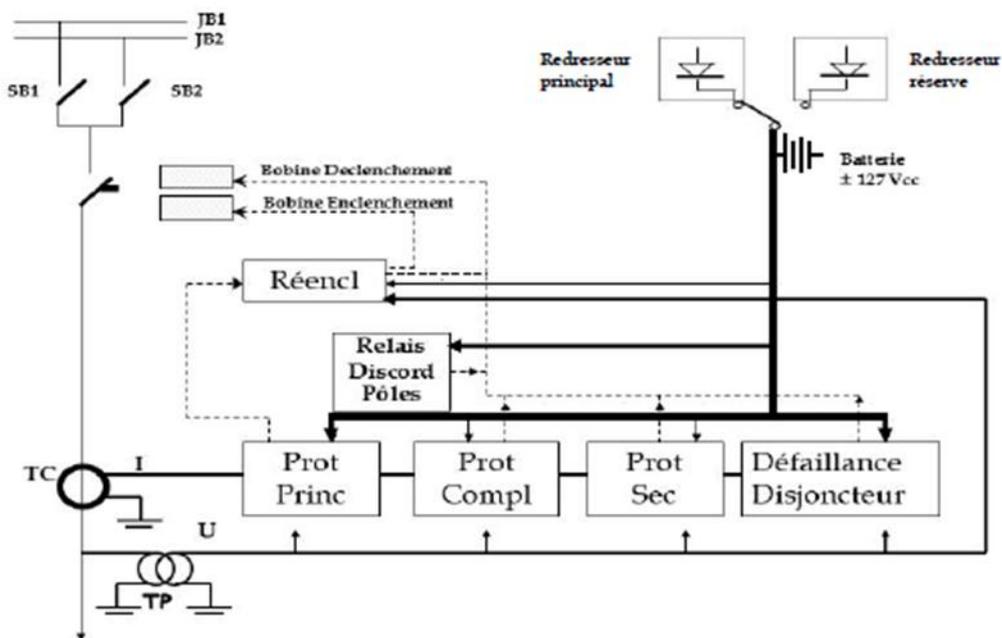


Figure III- 11 : Plan de protection des travées lignes HT. [18]

II-4-3-Plan de protection des travées couplages THT :

- Une protection de défaillance disjoncteur.

II-4-4-Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB :

- Une protection différentielle contre les défauts internes.
- Une protection à maximum de courant à deux seuils à temps constant côté THT.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTA.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTB.
- Une protection de surcharge thermique. [18]

La figure III- 12 suivante plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB.

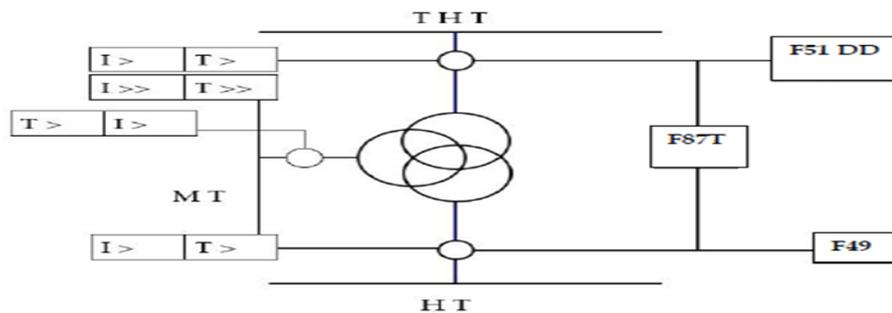


Figure III- 12: Plan de protection des travées transformateur THT/HTA/HTB. [18]

II-4-5-Plan de protection des travées couplages HTA :

- Une protection de défaillance disjoncteur.

II-4-6-Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB :

- Une protection différentielle contre les défauts internes.
- Une protection à maximum de courant à deux seuils à temps constants côté HTA.
- Une protection à maximum de courant à un seuil à temps constant côté HTB.
- Une protection de surcharge thermique.
- Une protection de neutre HTB.
- Une protection de terre résistante. [18]

La figure III- 13 suivante plan de protection des travées transformateur HTA/HTB.

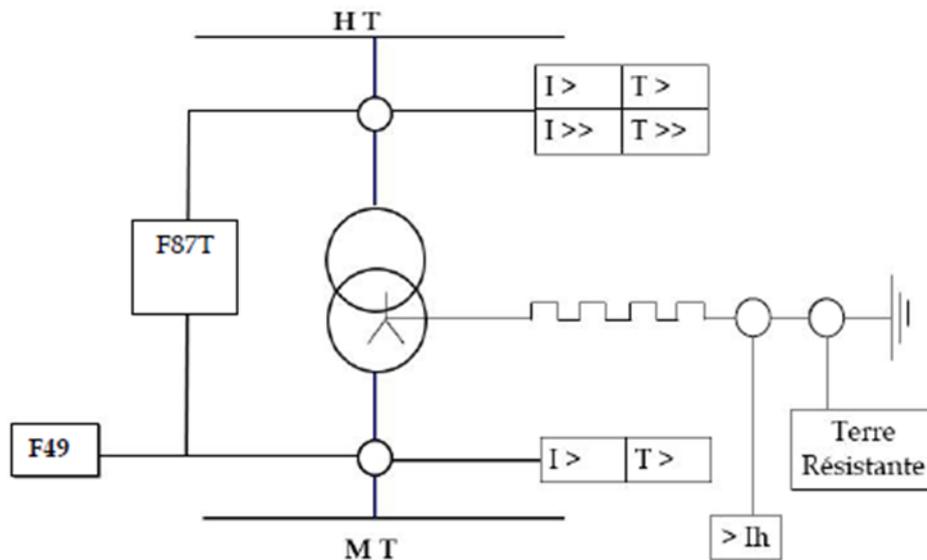


Figure III- 13 : Plan de protection des travées transformateur HTA/HTB. [18]

II-5-PLAN N°5 :

Ce plan a été adopté entre 1990 et 2000.

II-5-1-Pour tout le poste :

- Deux batteries 127 Vcc associée à trois redresseurs.
- Des TC à deux enroulements pour les protections.
- Deux bobines de déclenchement pour les disjoncteurs THT.
- Une protection différentielle barres THT. [18]

II-5-2-Plan de protection des travées lignes THT :

- Une protection principale 1 **statique** à plusieurs chaînes de mesure associée à un réenclencheur **statique** de type **parallèle**.
- Une protection principale 2 de distance statique ayant les mêmes chances de fonctionnement que la protection principale 1. Elle est associée au même réenclencheur que la protection principale 1.
- Une protection complémentaire à maximum de courant de terre directionnelle de terre.

- Une protection de défaillance disjoncteur.
- Un relais de discordance pôles disjoncteur.
- Un localisateur de défaut pour les lignes longues. [18]

La figure III- 14 suivante plan de protection des travées lignes THT.

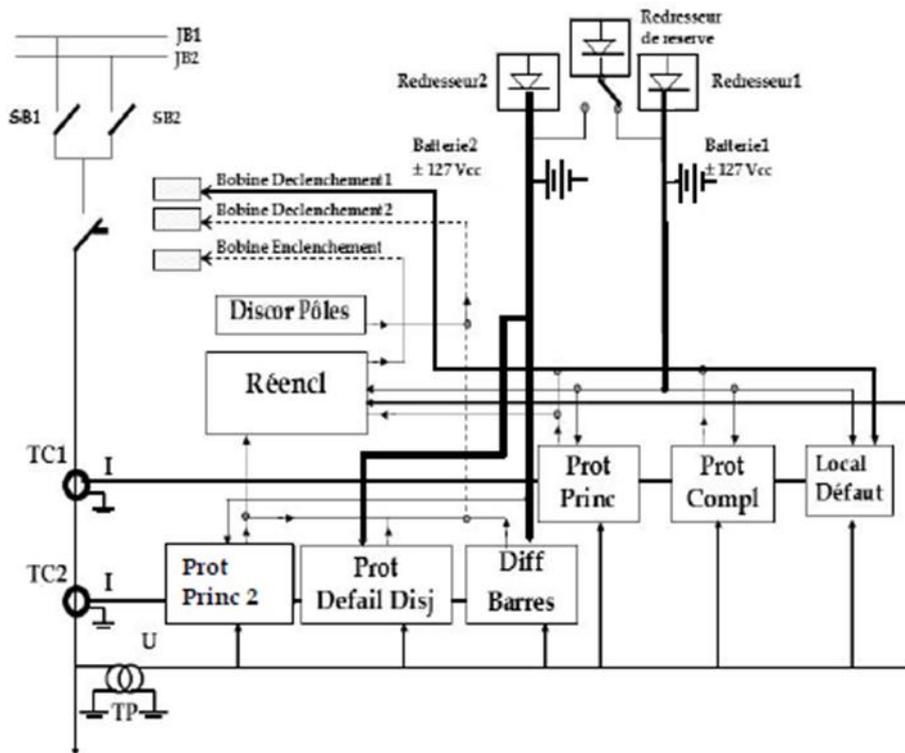


Figure III- 14 : Plan de protection des travées lignes THT. [18]

II-5-3-Plan de protection des travées couplages THT :

- Une protection de défaillance disjoncteur.

II-5-4-Plan de protection des travées transformateurs THT/HT/MT :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent.

II-5-5-Plan de protection des travées couplages HT :

- Une protection de défaillance disjoncteur.

II-5-6-Plan de protection des travées lignes HT :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent à l'exception de l'introduction d'une protection de défaillance disjoncteur.

II-5-7-Plan de protection des travées transformateur HT/MT :

Aucun changement n'est signalé par rapport au plan précédent à l'exception de l'introduction d'une protection de défaillance disjoncteur. [18]

III. Plan de protection du réseau de transport de l'électricité N°6

III.1 . Plan de protection des lignes de transport de l'électricité

III.1.1.Plan de protection des lignes aériennes longues 400 kV

➤ Relais de protection principal n°1 (PP1)

Protections activées au niveau de PP1 : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- **F50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri.
- Téléaction (accélération de stade)
- **F59** : Protection MAX(U) à deux seuils.
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.
- **F21FL** : Localisateur de défaut

➤ Relais de protection principal n°2 (PP2)

Protections activées au niveau de PP2 : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion Fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)

- **F50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri
- Téléaction (accélération de stade)
- **F59** : Protection MAX(U) à deux seuils.
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne.
- **F21FL** : Localisateur de défaut.
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée).
- Synchroswitch.

III.1.2-Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV

La figure III- 15 suivantes plan de protection des lignes aériennes longues 400 kV

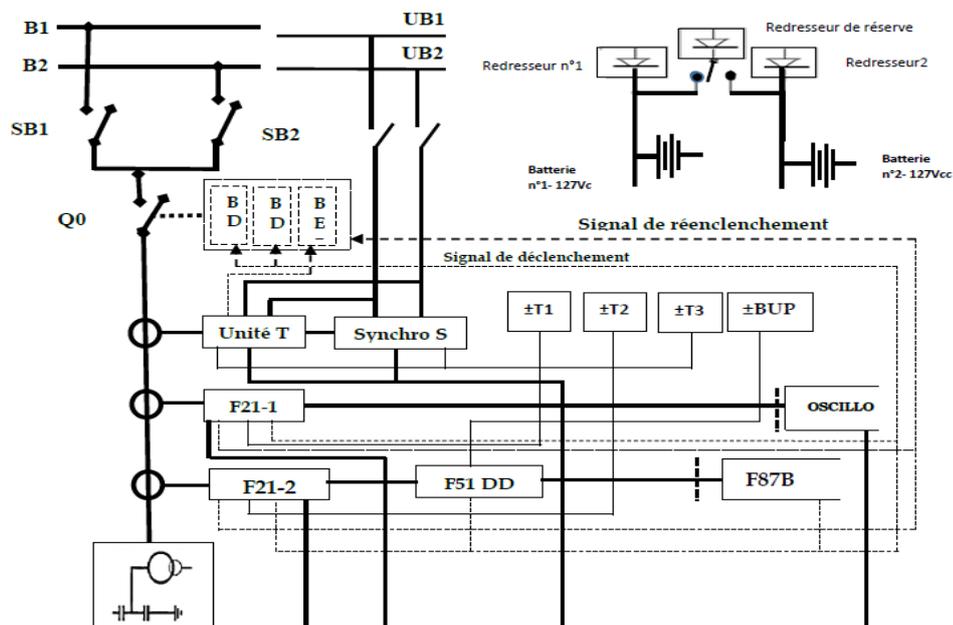


Figure III- 15 : Plan de protection des lignes aériennes longues 400 kV [18]

NB : $\pm T3$: c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.3. Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV

➤ Relais de protection principal n°1 (PP1)

Protections activées au niveau de PP1 : [18]

- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **F21** : Protection de distance (réserve, conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri
- Téléaction (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **F59** : Protection MAX(U) à deux seuils
- **21FL** : Localisateur de défaut

➤ Relais de protection principal n°2 (PP2)

Protections activées au niveau de PP2 : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)) Switch on to fault
- **F68** : Détection pompage

- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri Téléaction (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **F59** : Protection MAX(U) à deux seuils
- **21FL** : Localisateur de défaut
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)
- Synchronswitch

III.1.4-Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV :

La figure III- 16 suivantes plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV.

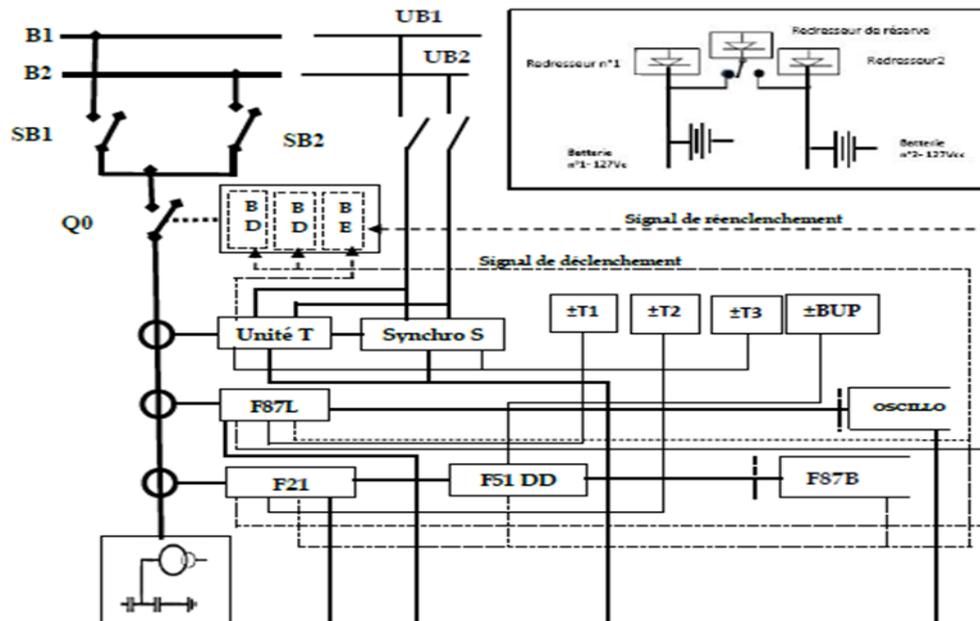


Figure III- 16 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 400 kV. [18]

NB : ±T3 : c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.5.Plan de protection des câbles souterrains 400 kV :

- Relais de protection principal n°1 (PP1)

Protections activées au niveau de PP1 : [18]

- **F87L** : Protection différentielle câble.
- **F21** : Protection de distance (réserve, conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- Téléaction (accélération de stade)
- **F49** : Protection surcharge thermique
- **21FL** : Localisateur de défaut

➤ **Relais de protection principal n°2 (PP2) :**

Protections activées au niveau de PP2 :

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage Téléaction (accélération de stade)
- **F49** : Protection surcharge thermique
- **21FL** : Localisateur de défaut
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)
- Synchroswitch

III.1.6-Plan de protection des câbles souterrains 400 kV

La figure III- 17 suivante : Plan de protection des câbles souterrains 400 kV

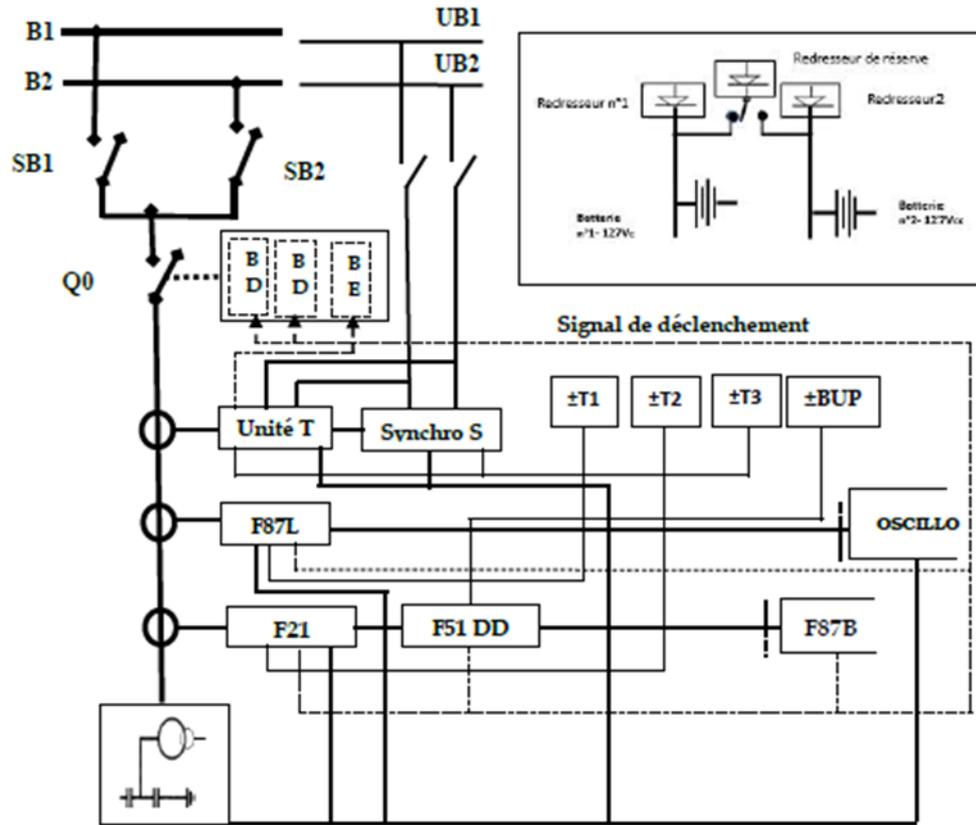


Figure III- 17 : Plan de protection des câbles souterrains 400 kV [18]

NB : $\pm T3$: c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.7.Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV

- Relais de protection principal n°1 (PP1)
- Relais de protection principal n°2 (PP2)

Protections activées au niveau de PP1 et PP2 : [18]

- F21 : Protection de distance
- F51 : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- F51 : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- 50HS : Enclenchement sur défaut (SOTF)

- **68** : Détection Pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri.
- Téléaction (accélération de stade)
- **F59** : Protection MAX(U) à deux seuils (pour les lignes équipées des selfs)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **21FL** : Localisateur de défaut
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)

III.1.8-Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV

La figure III- 18 suivantes : Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV

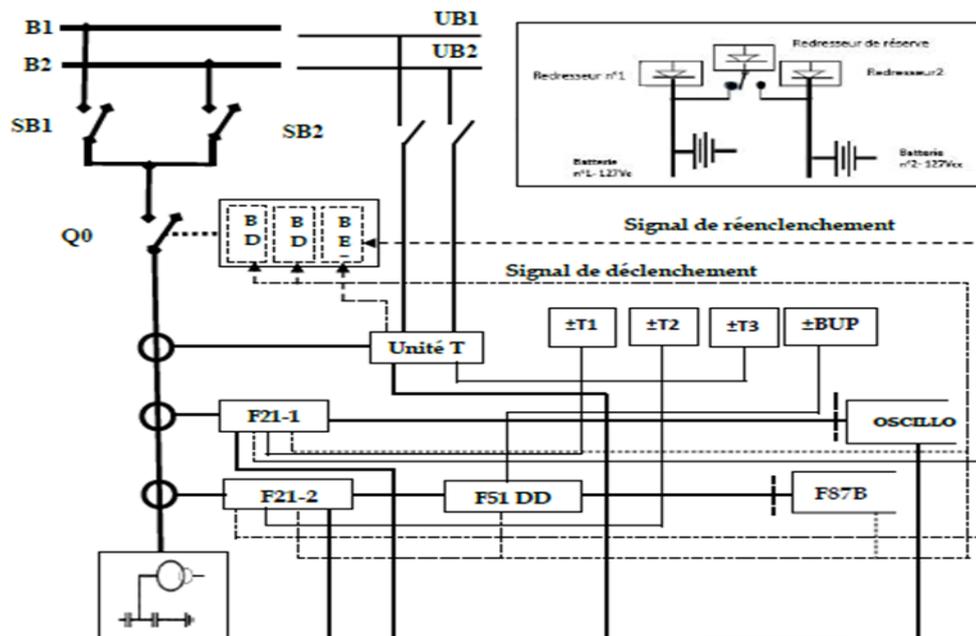


Figure III- 18 : Plan de protection des lignes aériennes longues 220 kV [18]

NB : ±T3 : c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.9. Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV

➤ Relais de protection principal n°1 (PP1)

✓ Protections activées au niveau de PP1 : [18]

- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **F21** : Protection de distance (réserve conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Protection maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F79** : Réenclencheur mono/tri
- Téléaction (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **21FL** : Localisateur de défaut

➤ Relais de protection principal n°2 (PP2)

✓ Protections activées au niveau de PP2 : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (alarme surcharge)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection Pompage
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).

- **F79** : Réenclencheur mono/tri
- Télé action (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **21FL** : Localisateur de défaut
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)

III.1.10-Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV [18]

La figure III- 19 suivantes : Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV

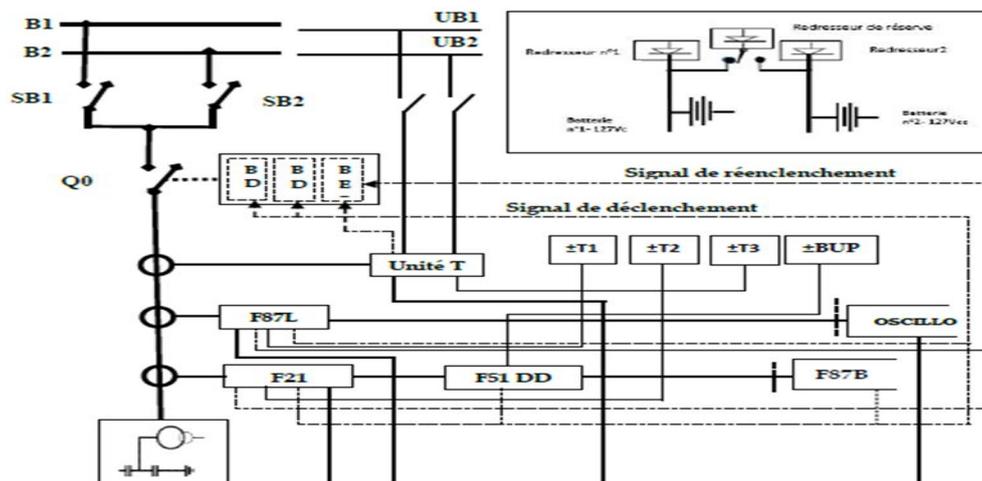


Figure III- 19 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 220 kV [18]
NB : ±T3 : c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.11-Plan de protection des câbles souterrains 220 kV

➤ Relais de protection principal n°1 (PP1)

Protections activées au niveau de PP1 : [18]

- **F87L** : Protection différentielle câble
- **F21** : Protection de distance (secours, conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)

- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- Téléaction (accélération de stade)
- **F49** : Protection surcharge thermique

➤ **Relais de protection principal n°2 (PP2)**

Protections activées au niveau de PP2 : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant en cas de fusion fusible
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection Pompage
- Téléaction (accélération de stade)
- **F49** : Protection surcharge thermique
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)

III.1.12-Plan de protection des câbles souterrains 220 kV

La figure III- 20 suivantes : Plan de protection des câbles souterrains 220 kV

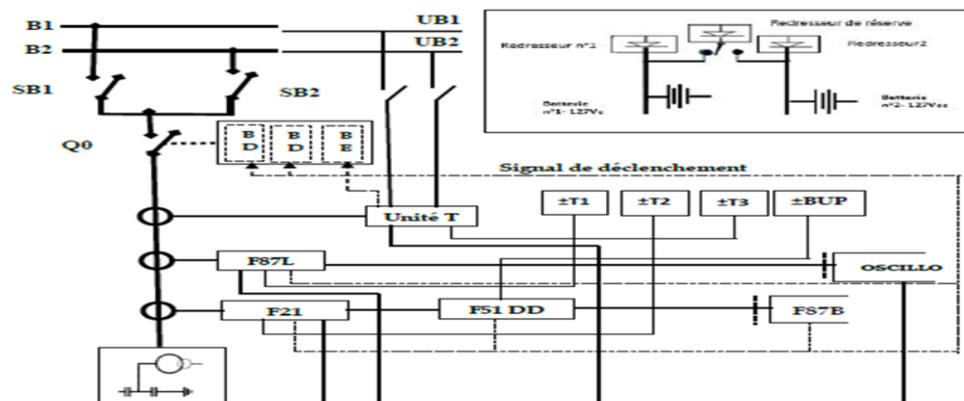


Figure III- 20 : Plan de protection des câbles souterrains 220 kV [18]

NB : ±T3 : c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.1.13- Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV

➤ Relais de protection principal (PP)

Protections activées au niveau de PP : [18]

- **F21** : Protection de distance
- **F51** : Protection à maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible).
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F68** : Détection pompage
- **F79** : Réenclencheur mono/tri.
- Téléaction (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **21FL** : Localisateur de défaut

➤ Relais de protection MAXI secours

Protections activées au niveau du relais de protection MAX (I) secours :

- **F51** : Protection à maximum de courant (secours)
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)

III.1.14-Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV [18]

La figure III- 21 suivantes : Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV

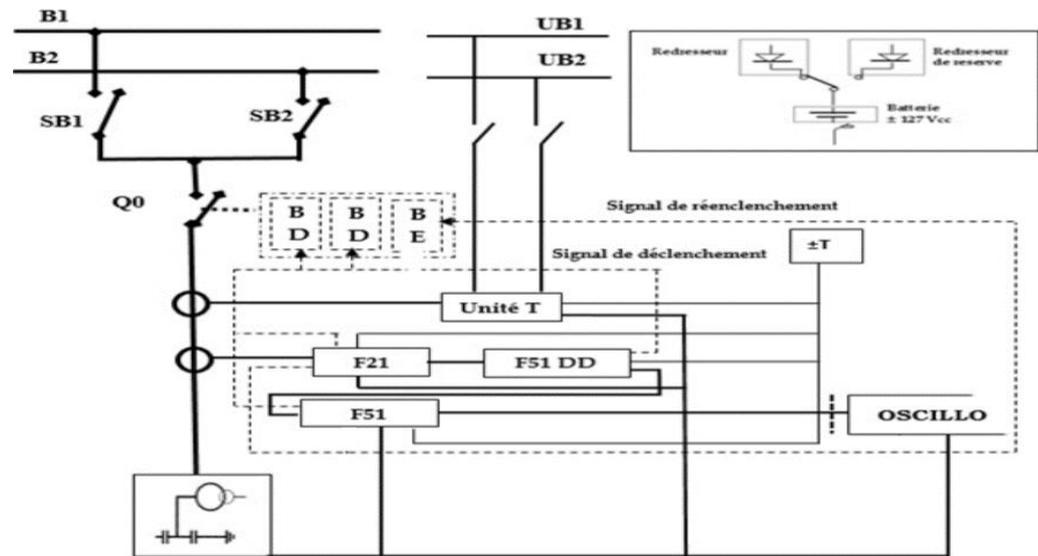


Figure III- 21 : Plan de protection des lignes aériennes longues 60 kV [18]

III.1.15 -Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV

➤ Relais de Protection Principale (PP)

Protections activées au niveau de PP : [18]

- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **F21** : Protection de distance (non conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection pompage
- **F79** : Réenclencheur mono/tri.

- Téléaction (accélération de stade)
- **F46** : Rupture conducteur pour les lignes en antenne
- **21FL** : Localisateur de défaut
- (F51) : **Relais de protection à maximum de courant (secours)**

Protections activées au niveau du relais de protection MAX (I) secours :

- **F51** : Protection à maximum de courant (secours)
- **67N** : Protection à maximum de courant de terre directionnelle à temps inverse (protection complémentaire).
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée) [18]

III.1.16-Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV

La figure III- 21 suivantes plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV

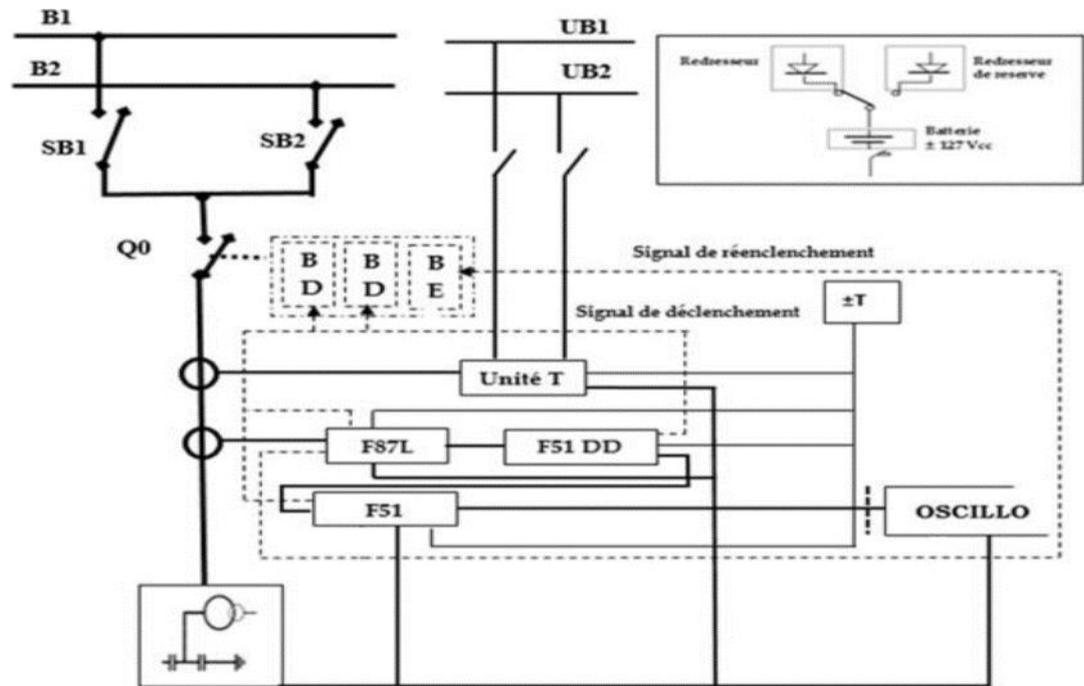


Figure III- 22 : Plan de protection des lignes aériennes courtes 60 kV [18]

III.1.17- Plan de protection des câbles souterrains 60 kV [18]

➤ Relais de protection principale(PP)

Protections activées au niveau de PP :

- **F87L** : Protection différentielle ligne
- **F21** : Protection de distance (non conditionnée par la perte de la fibre optique)
- **F51** : Maximum de courant à temps constant (en cas de fusion fusible)
- **50HS** : Enclenchement sur défaut (SOTF)
- **F68** : Détection Pompage

- Téléaction (accélération de stade)
- **F49** : Protection surcharge thermique
- **F51** : Relais de protection à maximum de courant (secours)
- **F50DD** : Relais de protection de défaillance disjoncteur.
- **F25** : Synchro check (intégré au niveau de l'unité de travée)

III.1.18-Plan de protection des câbles souterrains 60 kV [18]

La figure III- 23 suivantes plan de protection des câbles souterrains 60 kV

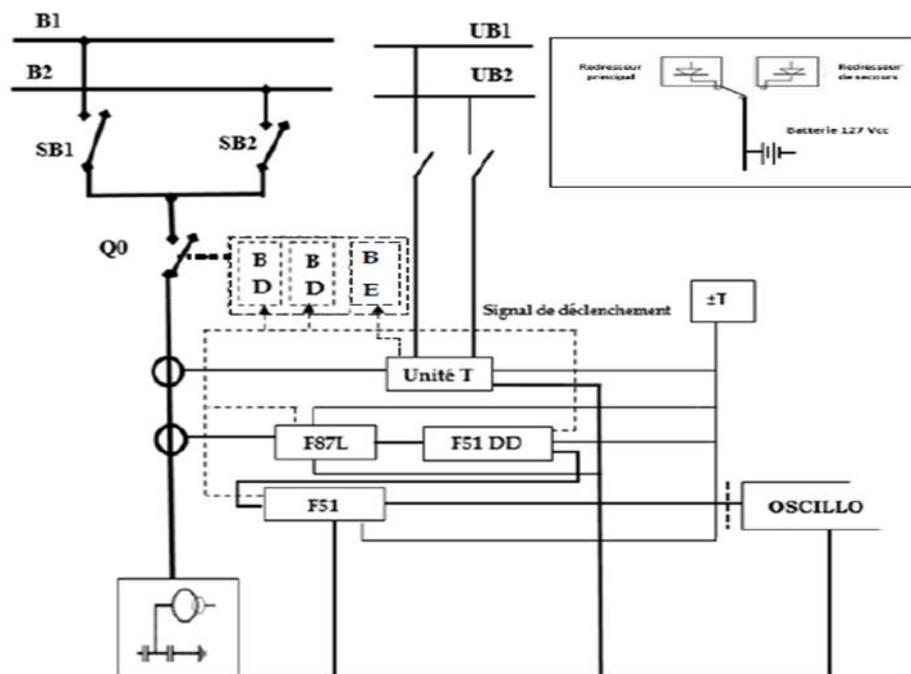


Figure III- 23 : Plan de protection des câbles souterrains 60 kV [18]

NB :

- ✓ Les relais de protections de distance PP1 et PP2 sont de constructeurs différents
- ✓ L'enregistrement de la perturbographie ainsi que la consignation d'état doivent être activés aux niveaux de tous les relais de protections

- ✓ Les postes blindés 60 kV sont équipés d'une protection barre et des TC à deux enroulements protection et un enroulement mesure sur les travées départs

III.2 Plan de protection des transformateurs de puissance

➤ III.2.1 Protections externes [18]

III.2.1.1 –Plan de protection Autotransformateur 400/220/30 kV

- Protection différentielle transformateur: F87T (PP1)
- Protection différentielle transformateur : F87T (PP2)
- Protection à maximum de courant côté primaire (F50-F51)
- Protection à maximum de courant côté secondaire (F51)
- Protection à maximum de courant côté tertiaire (F51)
- Protection à maximum de courant neutre côté primaire (F51)
- Protection masse cuve TSA (F50)
- Protection surcharge thermique (F49)
- Protection défaillance disjoncteur (côté 400 kV et 220 kV) (F51DD)

III.2.1.2 –Plan de protection transformateur 220/60/10 kV

- Protection différentielle transformateur : F87T
- Protection à maximum de courant côté primaire (F50-F51)
- Protection à maximum de courant côté secondaire (F51)
- Protection à maximum de courant côté tertiaire (F51)
- Protection masse cuve TSA (F50)
- Protection surcharge thermique (F49)
- Protection défaillance disjoncteur (côté 220 kV et 60 kV) (F51DD)

III.2.1.3 –Plan de protection transformateur HTB/HTA

- Protection différentielle transformateur (F87T)
- Protection à maximum de courant côté primaire (F50-F51)
- Protection à maximum de courant côté secondaire (F51)
- Protection à maximum de courant Neutre 30 kV ou Neutre BPN 10 kV (F51)
- Protection masse cuve TSA (F50)
- Protection masse cuve BPN pour les transformateurs 10 kV (F50)
- Protection terre résistante (F51)
- Protection surcharge thermique (intégrée au niveau de MAX(I) MT) (F49)
- Protection défaillance disjoncteur (côté 60 kV) (F51DD)

III.2.1.4 –Plan de protection SELF 400 kV [18]

- Protection différentielle terre transformateur (F87N)
- Protection à maximum de courant côté primaire (F50-F51)
- Protection neutre (F51)
- Protection surcharge thermique (intégrée au niveau de la MAX I) (F49)
- Protection masse cuve réactance (F50N)
- Protection défaillance disjoncteur (F51DD)
- Protection MAX U (F59)

NB : Si l'enroulement tertiaire des transformateurs THT/HT/MT couplé en triangle n'est pas utilisé, une phase doit être mise à la terre

III.2.1.4/1 Plan de protection des autotransformateur 400/220/30 kV [18]

La figure III- 24 suivantes plan de protection des autotransformateurs 400/220/30 kV

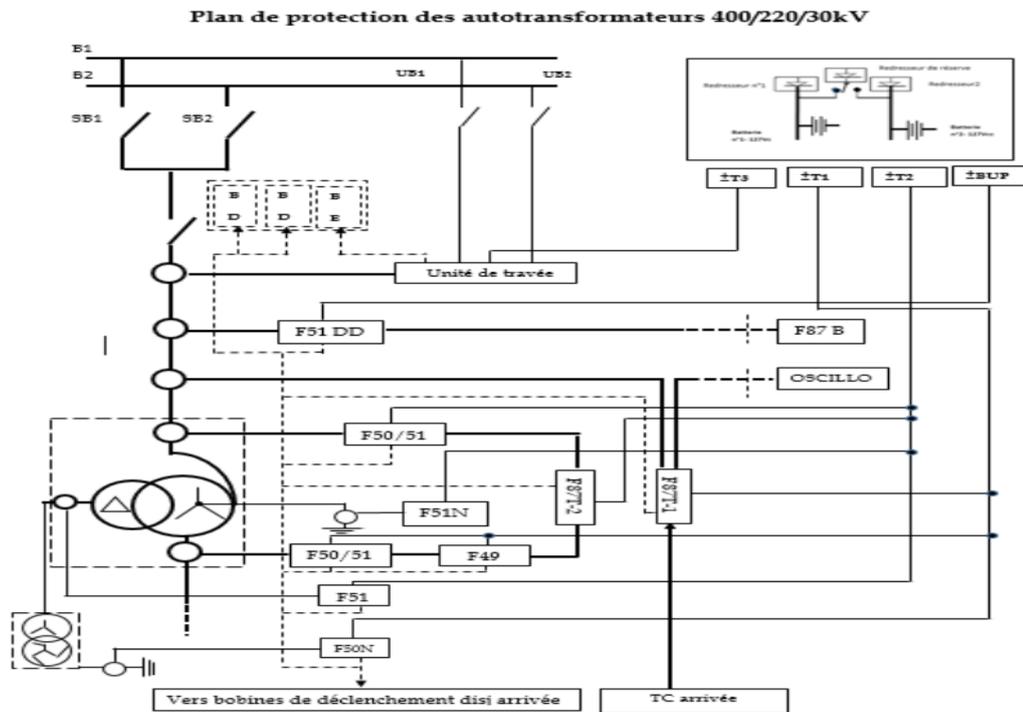


Figure III- 24 : Plan de protection des autotransformateurs 400/220/30 kV [18]

NB : $\pm T3$: c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.2.1.4/2 Plan de protection des autotransformateurs 220/60/10 kV [18]

La figure III- 25 suivantes plan de protection des autotransformateurs 220/60/10 kV

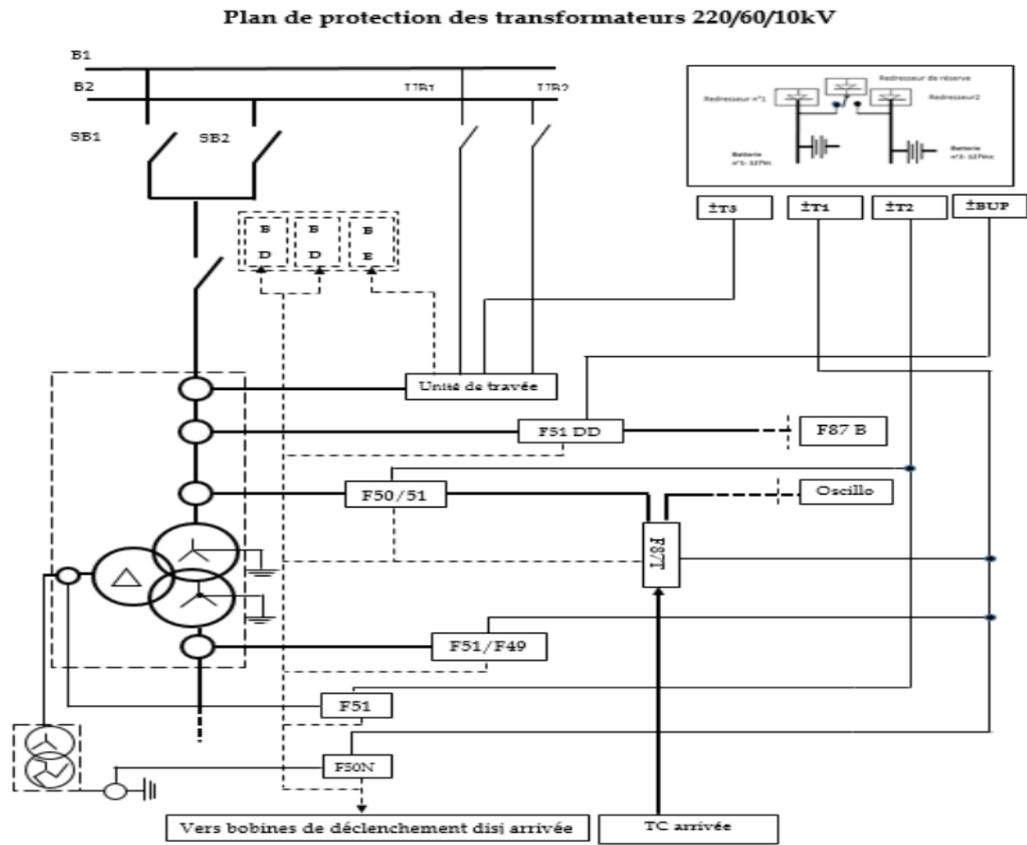


Figure III- 25 : Plan de protection des transformateur 220/60/10 kV [18]

NB : ±T3 : c'est T1, bascule vers T2 en cas d'absence de T1

III.2.1.4/3 Plan de protection des transformateur 90-60/30 kV [18]

La figure III- 27 suivantes plan de protection des transformateurs 90-60/30 kV

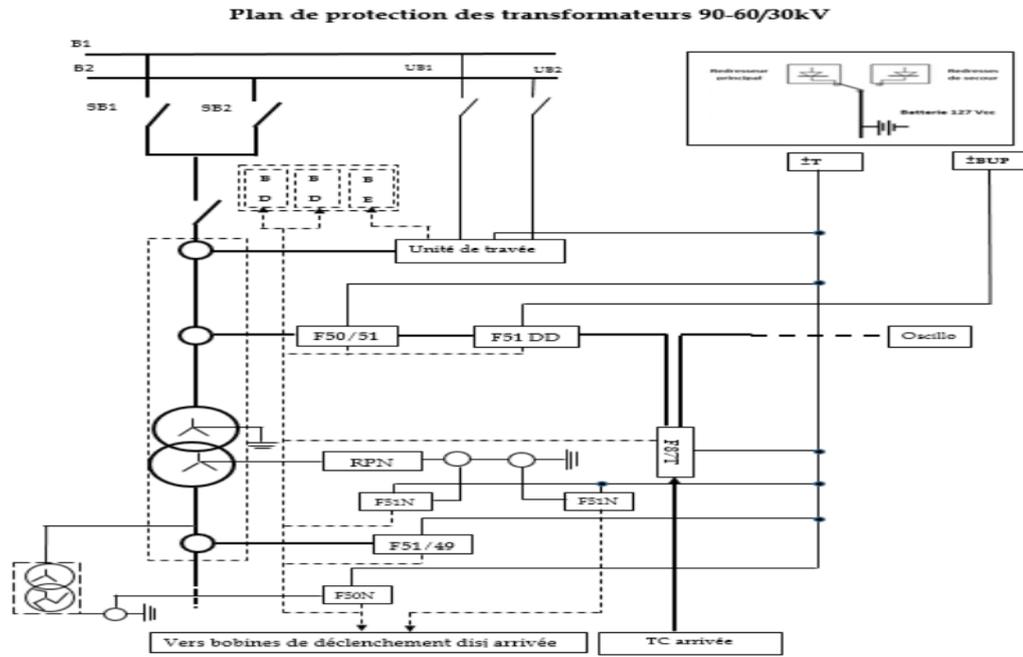


Figure III- 26 : Plan de protection des transformateur 90-60/30 kV [18]

III.2.1.4/4 Plan de protection des transformateurs 60/10 kV [18]

La figure III- 27 suivantes plan de protection des transformateurs 60/10 kV

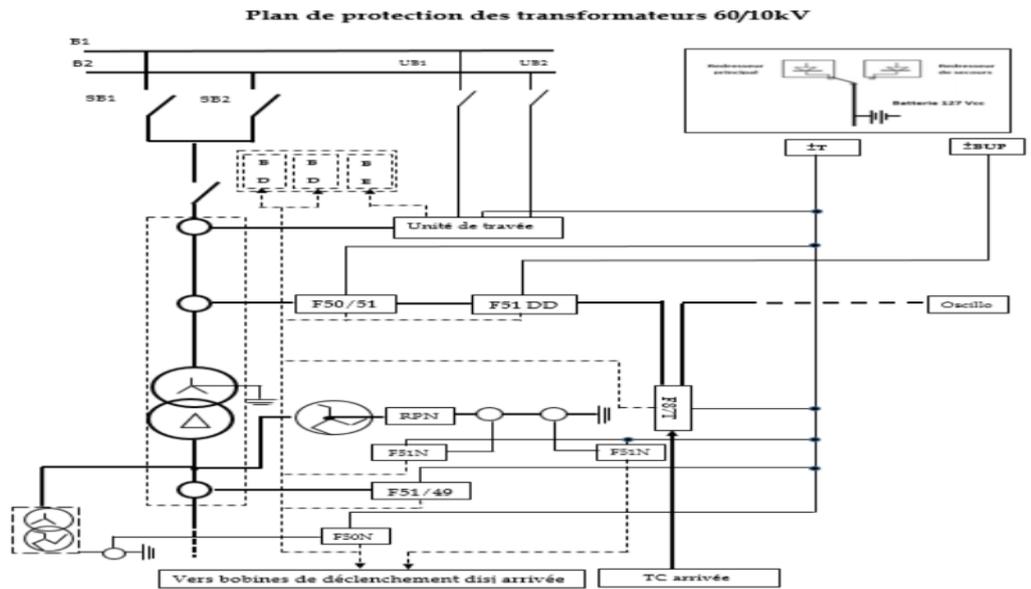


Figure III- 27 : Plan de protection des transformateurs 60/10 kV [18]

III.2.1.4/5 Plan de protection dès la self 400 kV [18]

La figure III- 28 suivantes plan de protection dès la self 400 kV

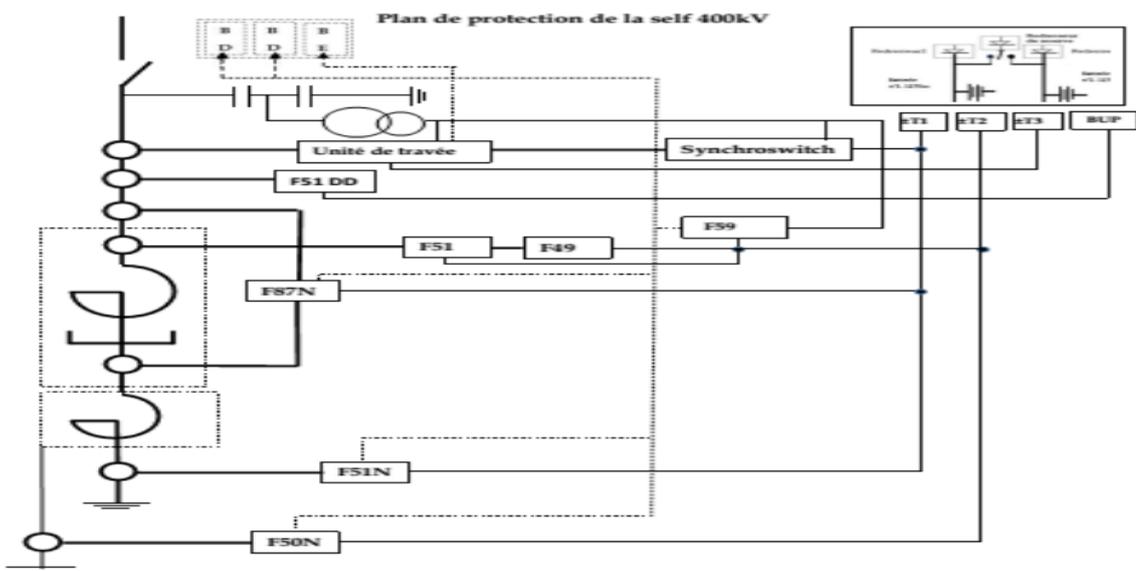


Figure III- 28 : Plan de protection des selfs 400 kV [18]

✚ III.2.2 Protections internes [18]

➤ III.2.2.1 Relais buchholz (transformateur, régleur) (F63)

Ce dispositif, intégré au transformateur, est destiné à détecter les défauts internes au transformateur, sans mesure électrique. Pour le transformateur, il comprend un niveau alarme et un niveau déclenchement. Pour le régleur en charge, il comprend uniquement un niveau de déclenchement.

➤ III.2.2.2 Température Huile (F26)

La protection de température huile constituée de sondes calibrées introduites en différents endroits de la cuve, surveille la température huile du transformateur. Elle comporte deux seuils de fonctionnement ; alarme et déclenchement.

III.2.2.3 Soupape de surpression

Elle représente l'ultime sécurité quand les conditions de pressions anormales à l'intérieur du transformateur apparaissent.

C'est une membrane qui cède à une pression limite de l'huile du transformateur, afin de faire baisser la pression et met hors service le transformateur par le déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

➤ III.2.2.4 Image thermique (température enroulement)

L'image thermique est un indicateur indirect de la température des enroulements du transformateur.

Le principe consiste à déduire la température de l'enroulement en utilisant une sonde qui mesure la température huile associée à un transformateur de courant qui mesure la charge du transformateur.

Elle comporte deux seuils de fonctionnement ; alarme et déclenchement

➤ III.2.2.5 Clapet antiretour :

Un clapet anti-retour est un dispositif installé au niveau de la tuyauterie reliant le conservateur à la cuve du transformateur. En marche normale, l'huile diélectrique remplit toutes les canalisations, maintient le flotteur en équilibre et le clapet ouvert. En cas d'écoulement rapide de l'huile du conservateur vers la cuve, la canalisation se vide ; le clapet n'étant plus soutenu par le flotteur retombe sur son siège, ferme la tuyauterie empêchant ainsi la vidange du conservateur et met hors service le transformateur par le déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

➤ **III.2.2.6 Arrêt entre plot (entre prises)**

La protection arrêt entre plot (entre prises), constituée d'un relais temporisé qui surveille l'écoulement du temps réservé au passage d'une prise à une autre, confirmé par des fins de courses.

Elle déclenche les disjoncteurs de l'encadrement du transformateur lorsque ce temps est dépassé.

III.3 PROTECTION DE SAUVEGARDE DU RESEAU : [18]

La sauvegarde du réseau vis-à-vis des incidents entraînant une instabilité de la fréquence et de la tension est réalisée automatiquement par les relais :

➤ **III.3.1 Relais à minimum de fréquence :**

Installés au niveau des postes HT/MT et sur certaines liaisons d'interconnexion régionales et internationales.

➤ **III.3.2 Relais d'asservissement de puissance :**

Les lignes d'interconnexion régionales ou internationales et certaines lignes de transport importantes sont équipées par des relais d'asservissement de puissance active.

➤ **III.3.3 Relais de rupture de synchronisme :**

Cette protection équipe les liaisons d'interconnexion importantes et fonctionne lors des pertes de stabilité du réseau.

➤ **III.3.4 Relais de délestage par minimum et maximum de tension :**

Les relais de délestage à minimum et maximum de tension sont utilisés pour consolider le plan de sauvegarde en cas de fonctionnement du réseau avec des plans de tension dégradée.

IV-Conclusion

Dans ce chapitre un exposé détaillé des différents plans de protection dans le réseau national depuis 1975 jusqu'à ce jour qui nous sera utile dans notre étude.

Chapitre IV : Philosophie de réglage des
protections du réseau électrique

Chapitre IV : Philosophie de réglage des protections des réseaux

I-Introduction : [19]

Afin de fiabiliser les relais de protections pour éliminer les défauts survenant sur le réseau de transport d'électricité, on donne une élaboration d'une philosophie de réglage. Elle précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter, pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections, dans le but d'éliminer rapidement le défaut tout en assurant une bonne sélectivité et une continuité de service.

Le calcul des réglages dépend de plusieurs paramètres à savoir :

1- Le type de réseau :

- Réseau d'interconnexion.
- Réseau de transport.
- Réseau de répartition.
- Réseau de distribution.

2- La topologie du réseau :

- Ligne ordinaire dans un réseau maillé de transport ou de répartition.
- Ligne longue reliant des postes disposant de lignes courtes.
- Ligne en antenne.
- Ligne en piquage.
- Transformateur d'interconnexion HTB/HTB.
- Transformateur HTB/HTA.

3- Le type de protection :

- Protection de distance.
- Protection différentielle.

- Protection à maximum de courant.
- Protection de surcharge thermique.
- Protection à maximum ou à minimum de tension etc...

II-Philosophie de réglage des protections des lignes de transport de l'électricité : [19]

II.1-Protection principale

a/Protection différentielle ligne (F87L)

Utilisation

Fonction principale pour les lignes aériennes courtes et câbles souterrains

Principe de fonctionnement

Une protection différentielle ligne consiste à comparer les courants entrants avec les courants sortants de la ligne AB, d'où la nécessité d'avoir un support de transmission des données entre les deux postes.

La protection déclenche les deux extrémités de la ligne lors de la détection d'une différence de courant. (la Figure IV-1 suivantes principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne).

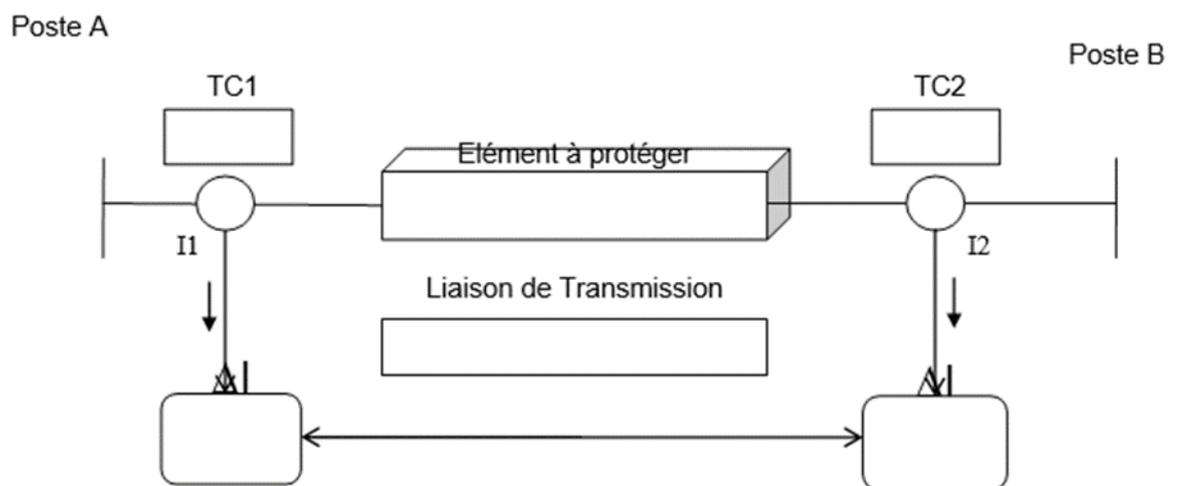


Figure IV- 1 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle ligne [19]

Réglage

Deux paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel mesuré par le relais en régime de fonctionnement en charge d'une liaison ligne ou câble :

- Précision de la protection
- Les erreurs des réducteurs de courant.

C'est la raison pour laquelle, on adopte le réglage d'un seuil de courant différentiel réglé à 20 % du courant nominal de la ligne.

b/ Protection de distance (F21)

Ce type de protection est utilisé pour assurer les lignes contîntes serves.

Utilisation

Protection principale pour les lignes aériennes.

- Protection principale pour les lignes aériennes.
- Protection de réserve de la protection différentielle, $T1=0,2$ s , pour les lignes 60 kV, 220 kV et 400 kV aériennes et souterraines très courtes, présentant des réactances ramenées côté basse tension très faible, afin d'assurer une bonne sélectivité avec les protections de distances des lignes adjacentes.
- Protection qui fonctionne en parallèle avec la protection différentielle des lignes 60 kV aériennes et souterraines courtes, afin d'assurer le secours des défauts barre du poste vis-à-vis en zone 2.

Principe de fonctionnement

La protection de distance est une protection à minimum d'impédance, dont les réglages sont calculés sur la base des caractéristiques de la ligne et des rapports de transformation des réducteurs de mesure (courant et tension) et comporte plusieurs zones de mesure.

Réglage

Réglage des zones de mesures

La protection de distance n'est pas sélective à 100 %, à cause des erreurs dues à :

- La méconnaissance exacte des caractéristiques de la ligne
- Réducteurs de mesures (TP et TC)

- Précision de la protection

Ces erreurs ne nous permettent pas de régler la totalité (100 %) de la ligne en première zone, d'où l'existence de plusieurs zones de réglage (4 à 5 zones) en réactance et en résistance.

Réglage des zones de mesures en réactance :

La réactance, mesurée par la protection de distance lors d'un défaut, est proportionnelle à la portée du défaut. Le réglage en réactance des différentes zones est un pourcentage de la réac

Zone 1 (Aval)

Pour être sûr de ne pas fonctionner pour des défauts en dehors de l'ouvrage, compte tenu des erreurs cumulées, on règle cette zone comme suit :

$$X1 = 80 \% XL \text{ (réactance de la ligne) équation} \dots\dots\dots(1)$$

avec une temporisation de $T1 = 0 \text{ s}$ tance de la ligne.

NB : $T1=0,2 \text{ s}$ pour les lignes aériennes et souterraines très courtes présentant des réactances ramenées côté basse tension très faible

Zone 2 (Aval)

Pour les mêmes raisons et afin d'assurer la protection des 20% de la ligne restant, on règle la zone 2 à 120 % de la réactance de la ligne avec une temporisation de

$T2=0,3 \text{ s}$ pour les lignes 400 kV, 220 kV et 150 kV, $T2 = 0,5 \text{ s}$ pour les lignes 60 kV et 90 kV, dans le but d'assurer la sélectivité avec la ligne adjacente.

$$X2 = 120\%XL \text{ équation} \dots\dots\dots(2)$$

Pour une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à adopter est :

$$X2 = 100\% XL + 50\% XL(\text{ligne la plus courte}). \text{ Equation} \dots\dots\dots(3)$$

Zone 3 (Aval)

C'est une zone de secours, réglée à $140\%XL$, pour une ligne longue suivie d'une ligne courte, le réglage à adopter est :

$$X3 = 100\% XL + 70\%XL(\text{ligne la plus courte}), \text{ équation} \dots\dots\dots(4)$$

avec une temporisation de $T3=1,5 \text{ s}$

Zone 4 (amont)

C'est une zone de secours pour des défauts amont, réglée à **40%XL**, avec une temporisation de **T4=2.5 s**

Zone 5 (non directionnelle)

Dans le cas où le relais de protection permet le réglage de la 5ème zone, elle sera réglée comme zone de démarrage, non directionnelle :

$$X5 = 100\%XL + 100\%XL \text{ équation} \dots \dots \dots (5)$$

(ligne la plus longue), avec une temporisation de **T5= 4 s**

La figure IV- 2 suivante zones de fonctionnement de la protection de distance

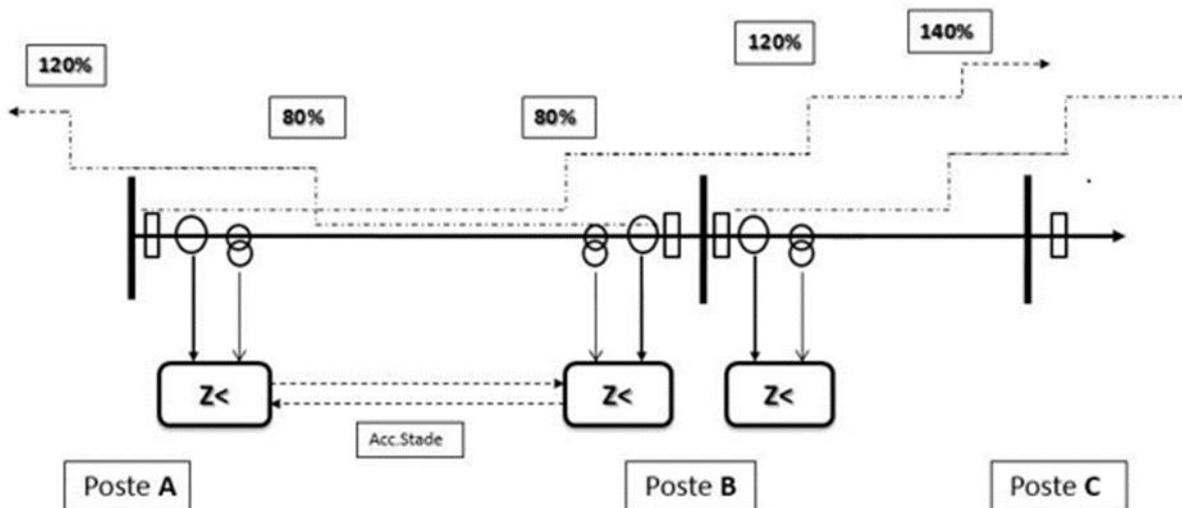


Figure IV- 2 : Zones de fonctionnement de la protection de distance [19]

Cas particuliers :

Réglage des réactances pour une ligne en antenne

Zone 1 : $X1 = 100\% XL$ (réactance de la ligne) + $20\% ZT$ (impédance transformateur)

Zone 2 : $X2 = 100\% XL$ (réactance de la ligne) + $50\% ZT$ (impédance transformateur)

Zone 3 : $X3 = 100\% XL$ (réactance de la ligne) + $80\% ZT$ (impédance transformateur)

- **Réglage des réactances pour une ligne à trois extrémités**

Le réglage zones en réactance des protections de distance des lignes à trois extrémités, nécessite des simulations afin de déterminer la participation de chaque source à l'alimentation du défaut.

Réglage des zones de mesures en résistance :

Dans le cas d'un défaut, la protection de distance mesure, en plus de la réactance, la résistance de défaut et la résistance de la ligne, qui est proportionnelle à la distance de défaut.

Le réglage adopté en résistance des différentes zones est identique, afin de sensibiliser la protection pour les défauts résistants.

▪ Réglage de la résistance monophasé : R(Ph-T)

Le réglage choisi de la résistance de défaut est de 100 Ω, Cette valeur est estimée largement suffisante pour la détection des défauts résistants des régions rocailleuses, montagneuses ou sablonneuses.

Le réglage en HT des zones de mesures en résistance monophasé est comme suit :

$$R_{(Ph-T)1} = R_{(Ph-T)2} = R_{(Ph-T)3} = R_{(Ph-T)4} = R_{\text{ligne}} + \frac{R_{\text{défaut}}}{2}$$

Avec : $R_{\text{défaut}} = 100\Omega$ équation.....(6)

▪ Réglage de la résistance entre phases : R(ph-ph)

Le réglage en résistance doit être comparé à l'impédance de service minimale, qui correspond au régime de surcharge maximal de la ligne, pour éviter les déclenchements intempestifs en régime de surcharge.

Le réglage en HT des zones de mesures en résistance phase- phase est comme suit :

$$R_{(Ph-Ph)1} = R_{(Ph-Ph)2} = R_{(Ph-Ph)3} = R_{(Ph-Ph)4} = R_{\text{dém}}$$
$$2 * (R_{\text{dém}}) \leq Z_{\text{smin}}, \text{ Avec : } Z_{\text{smin}} = \frac{0.8 * U}{\sqrt{3} * I_{\text{max}}}$$

équation.....(7)

I_{max} : Courant de transit maximal admissible de la ligne.

R_{dém} : Résistance de démarrage.

La Figure IV- 3 suivante réglage en résistance par rapport à la charge

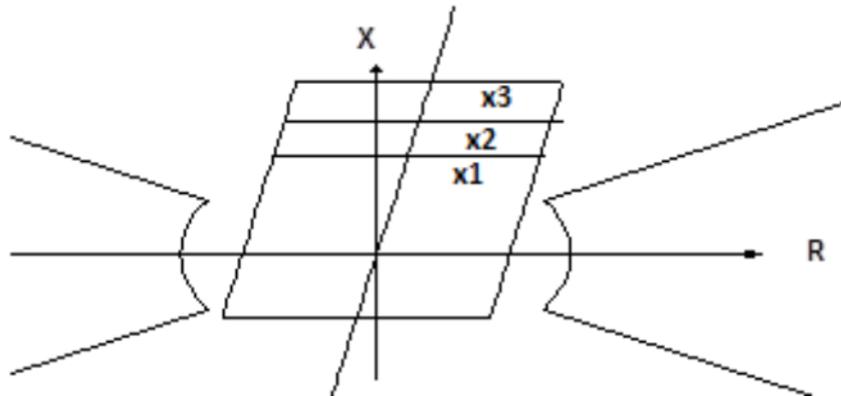


Figure IV- 3 Réglage en résistance par rapport à la charge [19]

- **Le coefficient de terre K0 :**

Le coefficient de terre est un paramètre de la ligne, qui intervient lors des défauts à la terre, pour tenir compte du retour du courant de défaut à travers la terre dont

l'impédance n'est pas identique à l'impédance de la ligne aérienne ou câble souterrain (Ω / km).

Pour un défaut monophasé :

$$Z_{\text{défaut}} = \frac{V_a}{I_a + K_0 * 3I_0} \quad \text{Avec} \quad K_0 = \frac{Z_0 - Z_d}{3Z_d}$$

équation.....(8)

Avec :

Z0 : Impédance homopolaire de la ligne.

Zd : Impédance directe de la ligne.

Ia : Courant de phase.

3I0 : Courant homopolaire.

Va : la tension de phase.

A défaut d'indisponibilité des caractéristiques de la ligne aérienne, ce paramètre est réglé comme suit

- ❖ Ligne avec câble de garde $K0= 0.4$
- ❖ Ligne sans câble de garde $K0= 0.7$

Pour le calcul de $K0$ des câbles souterrain, il est indispensable d'avoir les caractéristiques du câble (impédance directe et homopolaire)

▪ Cas des lignes parallèles :

Dans le cas des lignes parallèles, l'effet mutuel entre les deux lignes peut causer l'aveuglement de la protection de distance, pour les défauts monophasés.

▪ Lignes parallèles de bout en bout :

La figure IV- 4 suivante lignes parallèles de bout en bout

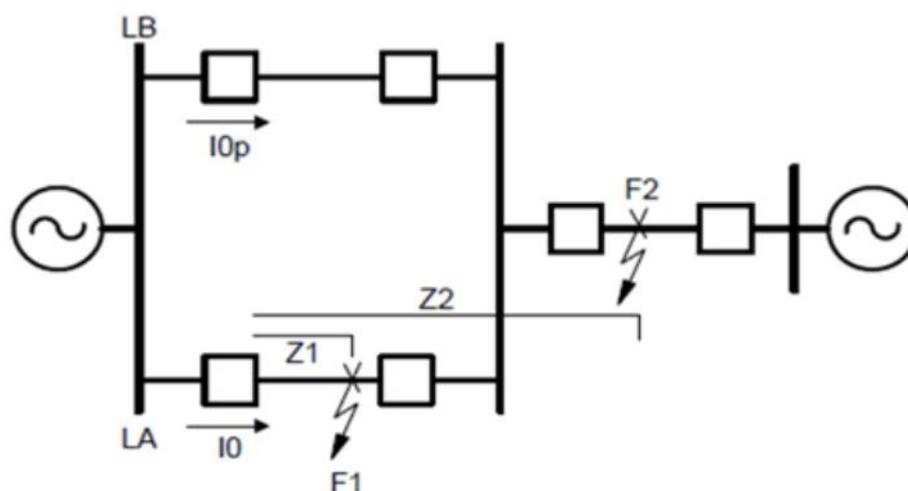


Figure IV- 4 Lignes parallèles de bout en bout [19]

L'impédance de défaut à la terre est donnée par l'équation suivante :

- ❖ $I0$: courant homopolaire de la ligne
- ❖ $I0p$: courant homopolaire de la ligne parallèle
- ❖ $Z0m$: Impédance mutuelle homopolaire voir la Figure IV- 5

L'équation (3) montre que le câblage du courant homopolaire de la ligne parallèle et le réglage de l'impédance mutuelle homopolaire $Z0m$, au niveau de la protection de distance, sont nécessaires pour la compensation de l'effet mutuel.

La Figure IV- 5 suivante câblage du courant homopolaire de la ligne parallèle

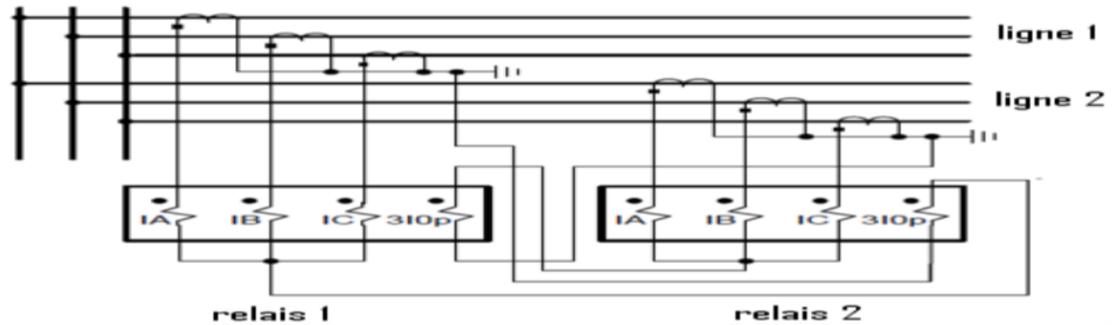


Figure IV- 5 câblage du courant homopolaire de la ligne parallèle [19]

A défaut de câblage du courant homopolaire de la ligne parallèle, la compensation de l'effet mutuel peut se faire par l'allongement de la portée de la zone 2, en augmentant le coefficient d'impédance homopolaire K_{02} de la zone 2 comme suit :

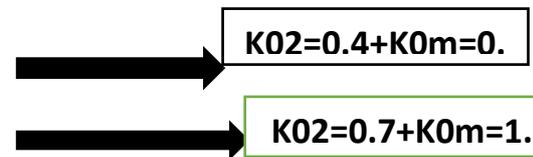
- ❖ Pour les défauts situés en zone 2 : $3I_0 = 3I_{0p}$

$$K_{0'} = \frac{Z_0 - Z_d}{3 * Z_d} + \frac{Z_{0m}}{3 * Z_d} = K_0 + K_{0m} \quad \text{équation.....(9)}$$

Pour la portée de la zone 2 La valeur usuelle de l'impédance mutuelle homopolaire des lignes de transport en parallèles est de $0.4\Omega/\text{Km}$, d'où l'adoption

du réglage de K_{02} pour la zone 2 est comme suit :

- Pour les lignes avec câble de garde
- Pour les lignes sans câble de garde



▪ **Lignes partiellement parallèles :**

La figure IV-6 suivante lignes partiellement parallèles

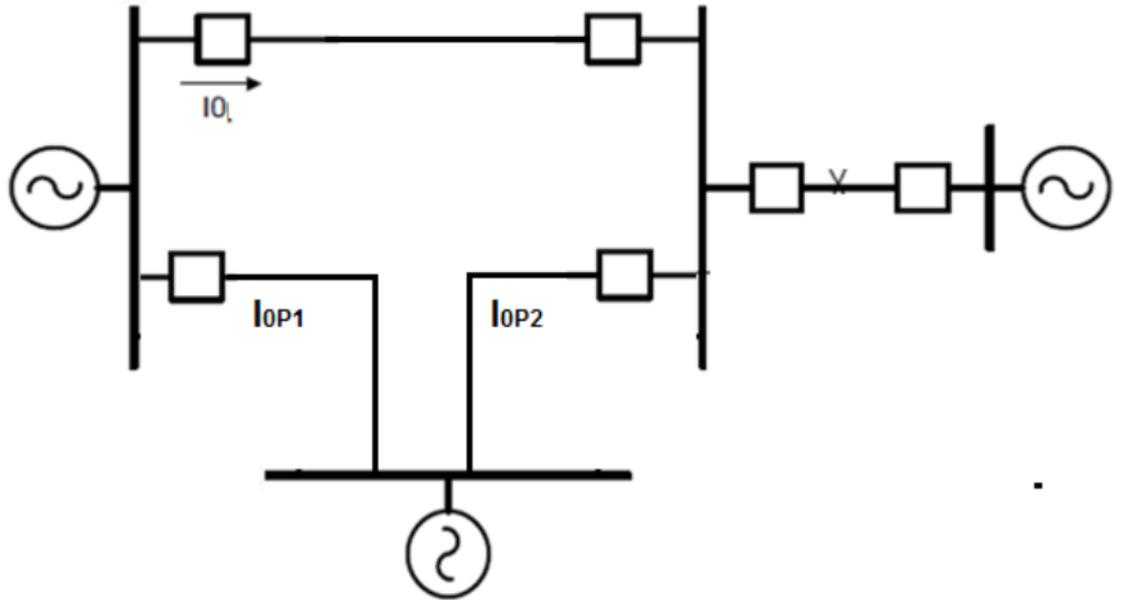


Figure IV- 6 : Lignes partiellement parallèles : [19]

L'impédance de défaut à la terre est donnée par l'équation suivante :

$$Z_{réel} = \frac{V_a}{I_a + \frac{Z_0 - Z_d}{3 \cdot Z_d} \cdot 3I_0 + \frac{Z_{0m}}{3 \cdot Z_d} \cdot 3I_{0p1} + \frac{Z_{0m}}{3 \cdot Z_d} \cdot 3I_{0p2} + \frac{Z_{0m}}{3 \cdot Z_d} \cdot 3I_{0p2} \dots \dots \dots}$$

équation.....(10)

L'équation montre que la détermination de la compensation de l'effet mutuel nécessite une simulation

A défaut de simulation, le coefficient de terre K02 est réglé comme suit :

- Pour les lignes avec câble de garde ➔ K0=0.8
- Pour les lignes sans câble de garde ➔ K0=1.1

c/ Téléaction : [19]

c-1-Accélération de stade :

Afin d'assurer le déclenchement en instantané pour les défauts localisés sur la ligne, un système de téléaction est utilisé pour accélérer la zone 2 ($T_2=0$) du poste A, dans le cas de fonctionnement de la protection du poste B en zone 1.

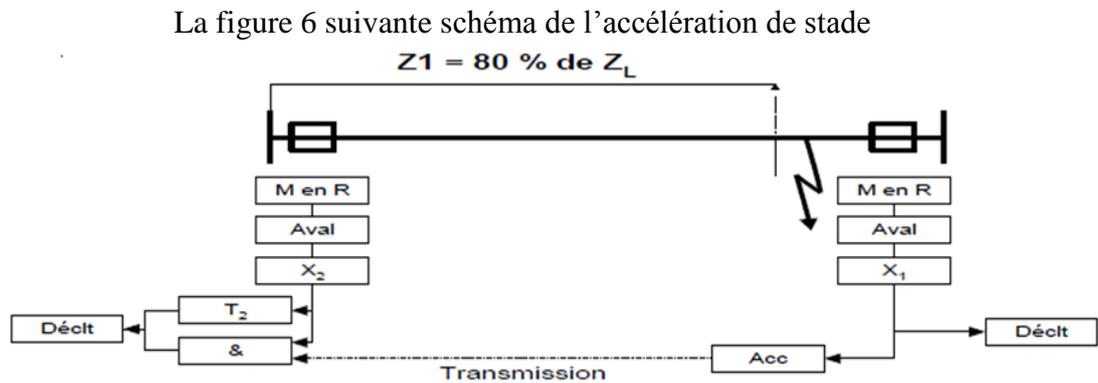


Figure IV- 7 : Schéma de l'accélération de stade [19]

c-2-Télédéclenchement : [19]

Pour les lignes 400 kV, la PDD de la travée dont le disjoncteur a fait l'objet de refus de déclenchement, envoie un télé déclenchement vers le disjoncteur du poste vis-à-vis.

Pour les lignes 400 kV longues équipées de self, un télé déclenchement est envoyé vers le disjoncteur du poste vis-à-vis lors du déclenchement triphasé de la travée par protections ou par ouverture volontaire.

d/ Protection à maximum de courant en cas de fusion fusible (F51) : [19]

La protection de distance se verrouille en cas de fusion fusible, pour cela une protection à maximum de courant est activée pour la secourir.

Réglage

$$I_r = 2 I_n$$

$$T = 0.2 \text{ s pour lignes } 60 \text{ kV, } 90 \text{ kV}$$

$$T = 0.5 \text{ s pour lignes } 150 \text{ kV, } 220 \text{ kV et } 400 \text{ kV}$$

Avec I_n : le courant nominal de la ligne

e/Réenclencheur automatique : [19]

Les défauts sur les lignes aériennes sont généralement fugitifs et s'éliminent après déclenchement (ouverture) du pôle du disjoncteur de la phase en défaut aux deux extrémités de la ligne, cela veut dire que la ligne peut être réenclenchée et remise en service. Le réenclenchement est effectué par un automate appelé réenclencheur automatique.

Utilisation

- **Lignes aériennes**

Réaliser un cycle de réenclenchement monophasé de la phase en défaut situé en Zone 1 et Zone 2

- **Lignes aériennes en antenne**

Réaliser un cycle de réenclenchement triphasé pour tout type de défaut situé en Zone1

NB : Pour les postes clients en antenne, le réenclenchement est conditionné par l'accord du client

Réglage :

- ❖ Un (01) cycle de réenclenchement.
- ❖ Temps de pause, identique aux deux extrémités, **1,2 s** pour un disjoncteur de type SF6 et **1,5 s** pour un disjoncteur à faible volume d'huile.
- ❖ Pour les lignes en antenne le temps de pause est de **5 s**.

Cas d'une cabine mobile piquée sur une ligne

- ❖ Déclenchement triphasé de la cabine mobile après confirmation d'absence de tension monophasée.
- ❖ Enclenchement après **5 s** sur confirmation présence tension sur les trois phases.

Le réenclencheur automatique se verrouille dans les cas suivants :

- Exploitation de la ligne en régime RSE.

- Disjoncteur non prêt : défaut commande ou baisse SF6.
- Après enclenchement manuel ou enclenchement automatique, le réenclencheur se verrouille pendant **60 s**.
- Lors du transfert des protections de la travée vers le disjoncteur de couplage

f/Protection alarme de surcharge (F51) : [19]

Utilisation

- Surveiller les surcharges des lignes 400 kV et 220 kV.

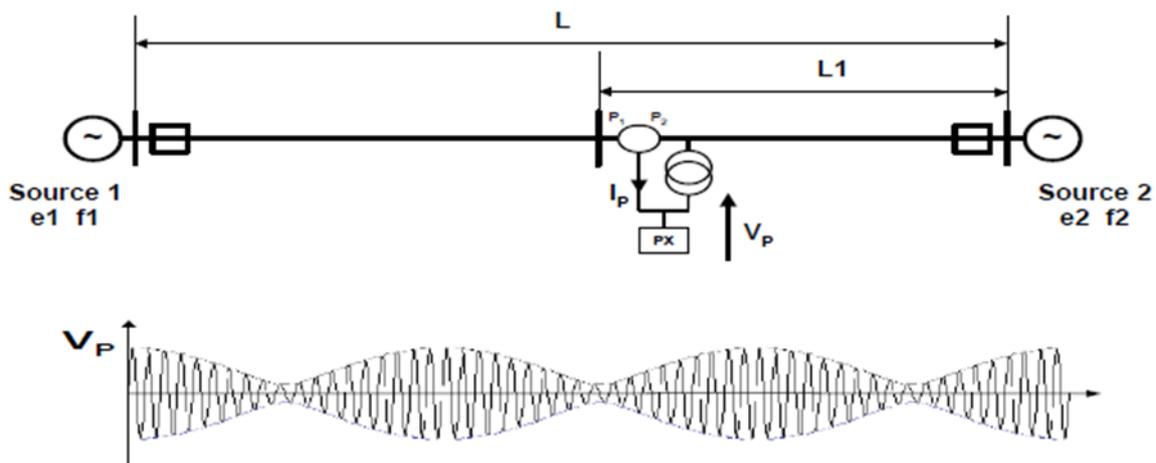
Réglage :

- $I = 1.2 * I_n$
- $T = 3 \text{ s}$ en signalisation (I_n : la valeur la plus petite entre le TC et la capacité de la ligne)

g/Fonction anti-pompage : [19]

Lorsque deux générateurs couplés, tournant à des fréquences différentes, il se produit un phénomène appelé **POMPAGE**.

La Figure IV- 8 suivante Pompage



la Figure IV- 8 : Pompage [19]

Un échange de puissance s'effectue entre les deux générateurs, ce qui provoque une variation lente de l'impédance vue par les protections.

Cette variation d'impédance peut faire fonctionner la protection de distance par la pénétration de l'impédance mesurée dans la caractéristique de mise en route :

- Lors d'un défaut, l'impédance apparente passe très rapidement du point de transit au point de défaut
- Lors d'un pompage, l'impédance apparente varie lentement.

Afin d'éviter les déclenchements intempestifs, les protections sont dotées d'un dispositif « anti-pompage », qui verrouille la protection de distance lors de détection d'un pompage.

h/ Protection enclenchement sur défaut (SOTF) : [19]

La protection reçoit l'information d'enclenchement manuel du disjoncteur. Si une mise en route apparaît après l'enclenchement du disjoncteur, la protection déclenche instantanément.

i/Protection rupture conducteur (pour les lignes en antenne) : [19]

Utilisation

Protection pour lignes aériennes alimentant un poste en antenne.

Principe de fonctionnement

Elle consiste à détecter un courant inverse dans le cas d'une rupture conducteur

Réglage

Voir en annexe le réglage relatif aux types de protections.

j/Protection complémentaire (F67N) : [19]

Utilisation

La protection complémentaire est activée uniquement pour les lignes aériennes

Principe de fonctionnement

La protection complémentaire a pour rôle l'élimination des défauts très résistants pour lesquels les protections de distance sont insensibles. Elle fonctionne sous l'allure d'une courbe de courant résiduel directionnel, à temps inverse, choisie parmi un faisceau de courbes plus ou moins rapides (normalement inverse).

Pour éviter de devancer les protections principales en raison de son action triphasée sur le disjoncteur, cette protection est temporisée au minimum à 1s et donc agit après la temporisation du deuxième stade des protections de distance.

Réglage

- ❖ **Type** : Protection maximum de courant homopolaire
- ❖ **Caractéristique** : IEC Normalement inverse
- ❖ **Temps de déclenchement** : le temps de déclenchement de la protection est donnée par l'équation suivante :

$$t(s) = \frac{0.14}{\left(\frac{I_{\text{défaut}}}{I_{\text{excitation}}}\right)^{0.02} - 1} * Td$$

équation.....(11)

Avec :

- ❖ **I(défaut)** : courant homopolaire vue par la protection
- ❖ **I(excitation)** : courant homopolaire de démarrage de la protection
- ✓ Ligne 60 kV et 90 kV : réglé à 120 A en HT
- ✓ Ligne 150 kV et 220 kV : réglé à 240 A en HT
- ✓ Ligne 400 kV réglé à 400 A en HT
- ✓ Td : index de temps, réglé à **0.5 s**

La protection complémentaire est verrouillée dans les cas suivants :

- Fusion Fusible
- Le cycle de réenclenchement en cours

La Figure IV- 9 suivante : Caractéristique IEC Normalement inverse

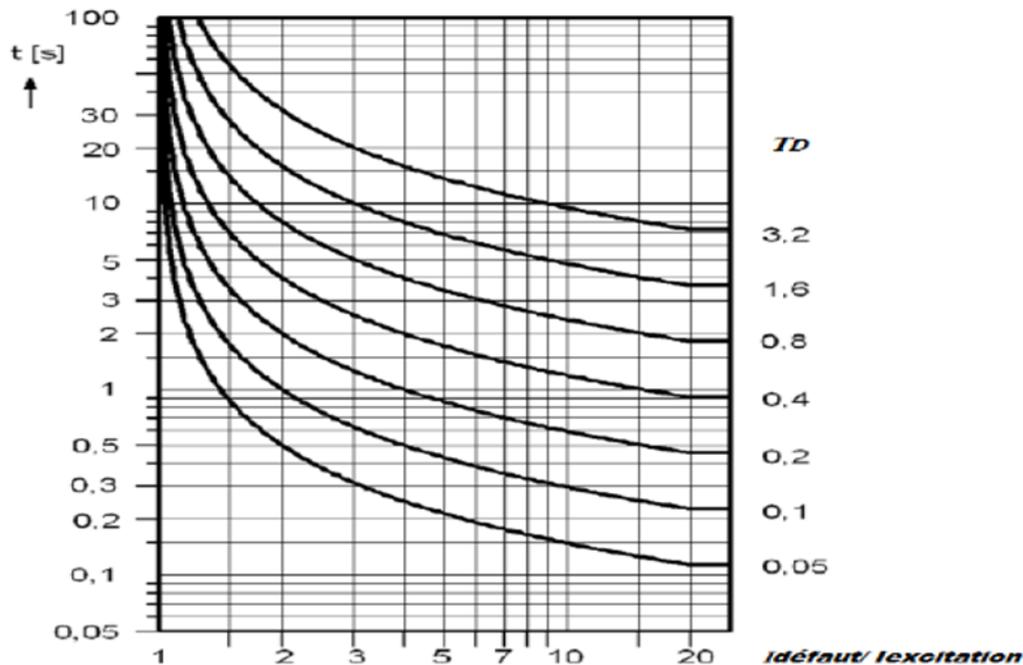


Figure IV- 9 : Caractéristique IEC Normalement inverse [19]

II.2. Protection de secours (F51) : [19]

Utilisation

Contre les surcharges des lignes 60 kV, et constitue un secours pour la protection principale.

Réglage :

- ❖ $I = 1.2 * I_n$ (I_n : la valeur la plus petite entre le TC et la capacité de la ligne)
- ❖ $T = 1.8$ à 2.5 s pour créer une sélectivité entre les différentes protections secours

(Maximum d'intensité) des boucles 60 kV.

II.3. Protection défaillance du disjoncteur (F50DD) : [19]

Utilisation

Contre les refus d'ouverture du disjoncteur des travées

Principe de fonctionnement

Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée ligne. Son initialisation est effectuée par l'ordre de déclenchement des protections de la travée.

A l'échéance d'une temporisation T1 de 0.15 s, un ordre de déclenchement est envoyé au disjoncteur de la travée ligne en défaut (confirmation), si la position fermée du disjoncteur est confirmée par un critère de courant et l'interlock du disjoncteur. A l'échéance d'une temporisation T2 de 0.3 s, la protection déclenche le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut.

Mode de fonctionnement de la PDD : [19]

-Mode normal : Elle émet et reçoit l'ordre de déclenchement

-Mode test : Elle reçoit les ordres de déclenchements des autres PDD, elle n'émet pas vers les autres PDD

-Mode HS : Elle n'émet pas et ne reçoit pas les ordres de déclenchement (HS : hors-service)

Réglages :

$$\diamond T1 = 0.15 \text{ s} \quad IR = 0.3 \times IN$$

$$\diamond T2 = 0.3 \text{ s} \quad IR = 0.3 \times IN$$

III. Philosophie de réglage des protections des transformateurs de puissance

III.1. Protection différentielle transformateur (F87T)

Utilisation

La protection différentielle présente l'avantage de protéger le transformateur tant vis à vis des défauts internes que vis à vis des défauts à ses connexions (liaison câble arrivée de l'enroulement secondaire - transformateur, BPN, TSA).

Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement de la protection est basé sur la comparaison entre les courants entrants et les courants sortants de la zone de surveillance.

la Figure IV- 10 suivante principe de fonctionnement de la protection différentielle transformateur.

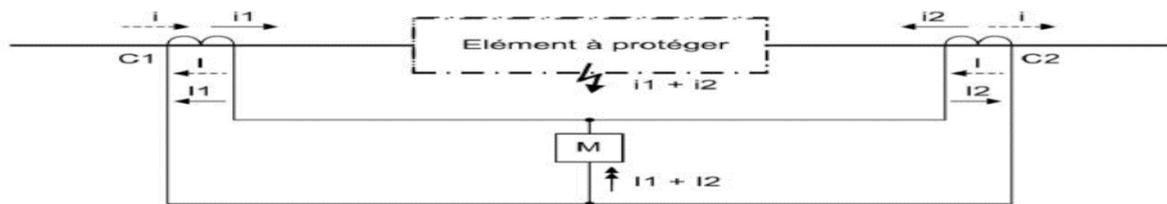


Figure IV- 10 : Principe de fonctionnement de la protection différentielle transformateur [19]

Réglage

Plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel mesuré par le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur :

- ❖ Les rapports de transformation
- ❖ Le couplage des enroulements.
- ❖ Le courant à vide.
- ❖ Les erreurs des réducteurs de courant.
- ❖ La plage de variation du régulateur en charge

Avec ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul ; et c'est la raison pour laquelle on adopte le réglage d'un seuil de courant différentiel réglé à 30 % du courant nominal du transformateur.

Dans le cas d'un raccordement en biberon d'une batterie condensateur au niveau du secondaire du transformateur HTB/HTA, le courant différentiel de fonctionnement est réglé à 50% du courant nominal du transformateur.

NB : Malgré le réglage du courant différentiel à 50%, il y a risque de déclencher intempestivement à cause du raccordement en biberon d'une batterie condensateur au niveau du secondaire du transformateur HTB/HTA

La solution est de normaliser l'installation en raccordant la batterie condensateur au niveau de l'étage HTA.

La protection différentielle est dotée de deux filtres :

- ❖ Un filtre de courant de 2ème et 5ème harmonique qui la rend insensible à cet effet rush, alors qu'elle demeure sensible aux courants de défauts.

Le réglage à afficher sur le filtre de la protection

- ❖ **H2=15% T=400 ms (20périodes)**
- ❖ **H5=30% T=400 ms (20périodes)**
- ❖ Un filtre de courant homopolaire

III.2. Protection à maximum de courant : [19]

a/Protection à Maximum de courant de l'autotransformateur 400/220/30 kV

a.1 / Protection à Maximum de courant côté 400 kV (F51/F50)

C'est une protection à deux seuils, le premier seuil protège le transformateur contre les surcharges et constitue une protection de secours vis-à-vis des défauts extérieurs au transformateur, le deuxième seuil protège le transformateur contre les défauts interne.

Réglage

1er Seuil : Surcharge

- ❖ **$I \geq 1.3 I_{NATR1}$**

$$I_{NATR1} = \frac{S_n}{U_{n1} * \sqrt{3}} \quad \text{équation.....(12)}$$

- ❖ **$T = 3,4 \text{ s}$**

I_{NATR1} : Courant nominal de l'autotransformateur côté 400 kV

2ème Seuil : Violent

- ❖ **$I \geq 1.3 I_{ccmax}$**

- ❖ **$T = 0 \text{ s}$**

AVEC

$$I_{ccmax} = \frac{U_{n1}}{\sqrt{3} * (Z_R + Z_T)}, \quad Z_T = \frac{U_{n1}^2 * U_{cc\%}}{100 * S_n}, \quad Z_R = \frac{U_{n1}^2}{S_{ccmax}} \quad \text{équation.....(13)}$$

- ❖ **I_{ccmax}** : courant de court-circuit maximal aux bornes 220 kV, relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau
- ❖ **Z_R** : Impédance du réseau amont

- ❖ **ZT** : Impédance de l'autotransformateur
- ❖ **Sn** : Puissance nominale de l'autotransformateur, en VA
- ❖ **Scc max** : Puissance de court-circuit maximale du réseau amont
- ❖ **Ucc%** : Tension de court-circuit de l'autotransformateur, en %
- ❖ **Un1** : Tension nominal de l'autotransformateur côté primaire, en V

a.2/ Protection à maximum de courant côté 220 kV (F51)

Ce relais de protection est équipé de deux fonctions de protection l'une à temps constant à 1 seuil qui surveille la surcharge du transformateur, l'autre à temps inverse, destinée à secourir la protection barre de l'étage 220 kV. : [19]

Réglage

Protection maximum de courant à temps constant (surcharge)

- ❖ **I > = 1.3 * INATR2** avec **T = 3,2 s**

$$I_{nATR2} = \frac{S_n}{U_{n2} * \sqrt{3}}$$

équation.....(14)

Protection maximum de courant à temps inverse :

Cette protection assure l'élimination rapide des défauts barre 220 kV, tout en étant sélective aux défauts.

Le réglage de cette protection sera déterminé après réalisation d'une étude à base de simulation:

a.3/ Protection à maximum de courant côté 30 kV (F51)

C'est une protection à un seuil contre les défauts survenant entre les bornes tertiaires de l'autotransformateur et le primaire du TSA.

Réglage :

- ❖ **I > = 1 IN** (IN courant nominal du TC bushing tertiaire)
- ❖ **T = 0.5 s** (Afin d'éviter le chevauchement avec les défauts monophasés externes sur les réseaux 400 kV et 220 kV en 1er et 2ème stade)

NB : Cette protection assure le secours de la protection différentielle, vu que les autotransformateurs sont dotés de protection différentielle à deux enroulements.

a.4/ Protection homopolaire (F51N)

Cette protection est un secours des défauts à la terre, non éliminés par les protections du réseau.

Réglage :

❖ $I >= 0.2 * I_{NATR1}$

❖ $T = 5 \text{ s}$

a.5 / Protection surcharge thermique (F49)

La Protection de surcharge thermique est destinée à mettre hors service le transformateur suite à une surcharge prolongée, qui peut entraîner l'échauffement du transformateur.

Elle comporte deux seuils de fonctionnement

❖ Un seuil d'alarme

❖ Un seuil de déclenchement

Son réglage dépend du type de protection en utilisant les caractéristiques du transformateur, (voir annexe). : [19]

a.6/ Protection masse cuve TSA (F50N)

C'est une protection à maximum de courant à un seul seuil qui protège le transformateur des services auxiliaires contre les défauts entre les enroulements et la cuve.

Réglage :

❖ $I = 5\% I_{cc \text{ mono}}$

❖ $T = 0 \text{ s}$

Avec

$$I_{cc \text{ mono}} = \frac{Un1}{\sqrt{3} * (Z_R + Z_T)}, \quad Z_T = \frac{Un1^2 * U_{cc\%}}{100 * S_n}, \quad Z_R = \frac{Un1^2}{S_{cc \text{ mono max}}}$$

équation.....(15)

❖ **I_{ccmono}** : courant de court-circuit monophasé maximal aux bornes 30 kV, relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau

- ❖ **Z_R** : Impédance du réseau amont
- ❖ **Z_T** : Impédance de l'autotransformateur primaire-tertiaire
- ❖ **S_n** : Puissance nominale de l'autotransformateur primaire-tertiaire, en VA
- ❖ **S_{cc mono max}** : Puissance de court-circuit monophasée maximale du réseau amont
- ❖ **U_{cc}%** : Tension de court-circuit de l'autotransformateur primaire-tertiaire, en %
- ❖ **Un1** : Tension nominal de l'autotransformateur côté primaire, en V : [19]

b/ Protection à maximum de courant du transformateur 220/60/10 kV

b.1/ Protection à Maximum de courant du transformateur côté 220 kV (F51/F50) :

C'est une protection à deux seuils, le premier seuil protège le transformateur contre les surcharges et constitue une protection de secours vis-à-vis des défauts extérieurs au transformateur, le deuxième seuil protège le transformateur contre les défauts interne.

Réglage :

1er Seuil : Surcharge

- ❖ $I >= 1.3 I_{NTR1}$ avec
- ❖ $T = 3 \text{ s}$

$$I_{NTR1} = \frac{S_n}{U_{n1} \sqrt{3}} \quad \text{équation (16)}$$

I_{NTR1} : Courant nominal du transformateur côté 220 kV

2ème Seuil : Violent

- ❖ $I >>= 1.3 I_{ccmax}$
- ❖ $T = 0 \text{ s}$

Avec

$$I_{ccMax} = \frac{U_{n1}}{\sqrt{3} \cdot (Z_R + Z_T)}, \quad Z_T = \frac{U_{n1}^2 \cdot U_{cc}\%}{100 \cdot S_n}, \quad Z_R = \frac{U_{n1}^2}{S_{ccmax}} \quad \text{équation.....(17)}$$

- ❖ **I_{ccmax}** : courant de court-circuit maximal aux bornes de l'enroulement secondaire du transformateur, relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau: [19]

b.2/ Protection à maximum de courant du transformateur côté 60 kV (F51) :

Ce relais de protection est équipé de deux fonctions de protection, l'une à temps constant à 1 seuil qui surveille la surcharge du transformateur, l'autre à temps inverse, destinée à secourir la protection barre de l'étage 60 kV. Réglage

1er Seuil : Surcharge

$$\text{❖ } I \geq 1.3 I_{NTR1}$$

$$\text{❖ } T = 2.7 \text{ s}$$

2ème Seuil : Protection maximum de courant à temps inverse

Cette protection assure l'élimination rapide des défauts barre 60 kV, tout en étant sélective aux défauts.

La courbe de réglages a été déduite en estimant des courants de défaut au niveau de la barre 60 kV, pour les puissances de court-circuit MAX et MIN des étages 220 kV, afin de fonctionner :

- ❖ A 0,4 s pour une puissance minimale, sélective par rapport à la temporisation du 2ème stade des protections de distance des postes vis-à-vis (réglée à 0,5)
- ❖ A 0,15 s pour une puissance maximale, pour éviter de fonctionner pour des défauts proche sur les lignes (sélective par rapport au 1er stade des protections de distance).

Le réglage est comme suit :

- ❖ seuil de mise en route : au-dessus de la charge maximum $1.3 \cdot I_{NTR}$ afin d'éviter le fonctionnement de ce seuil pour une surcharge.
- ❖ Choix de la Caractéristique : Extrêmement inverse CEI
- ❖ Echelon de temps : 50 ms

La protection à maximum de courant à temps inverse, déclenche le disjoncteur de couplage avec une temporisation allant de 0.15 s à 0.4 s (en fonction de la source), si le défaut persiste, La protection à maximum de courant à temps inverse déclenche les transformateurs, alimentant le défaut barre.

La Figure IV- 11 suivante Principe de fonctionnement de la protection MAX I à temps inverse

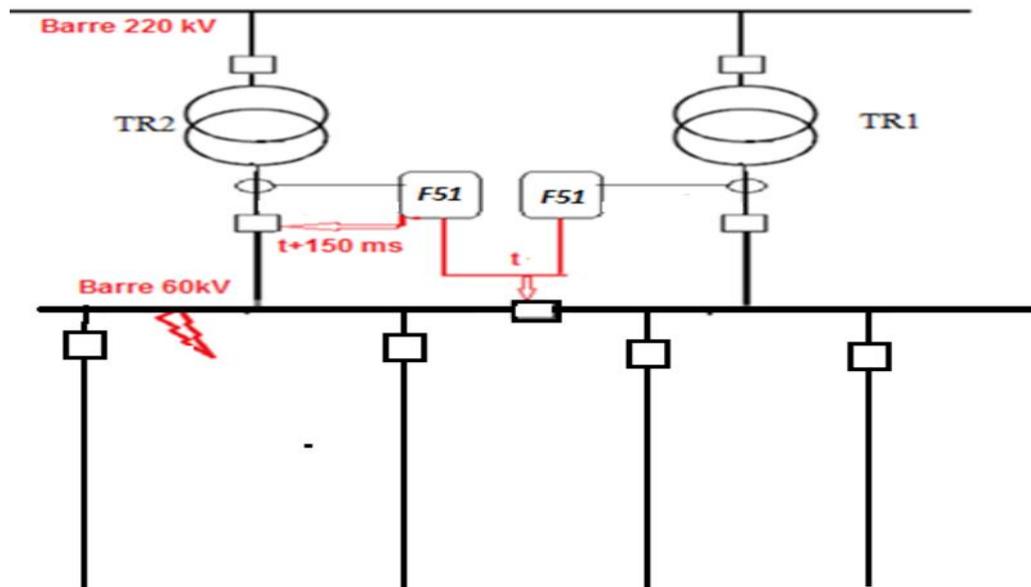


Figure IV- 11 : Principe de fonctionnement de la protection MAX I à temps inverse [19]

NB :

Fonctionnement pour des défauts lignes franc localisés à moins de 10km en secours de la protection de distance du départ.

b.3/ Protection à maximum de courant côté 10 kV (F51) : [19]

C'est une protection à un seuil contre les défauts survenant entre les bornes tertiaires du transformateur et le primaire du TSA.

Réglage :

- ❖ $I \geq 1 \text{ IN}$ (IN courant nominal du TC bushing tertiaire)
- ❖ $T = 0.5 \text{ s}$ (Afin d'éviter le chevauchement avec les défauts monophasés externes sur les réseaux 220 kV et 60 kV en 1er et 2ème stade)

NB : Cette protection assure le secours de la protection différentielle, vu que les transformateurs THT/HT sont dotés de protection différentielle à deux enroulements.

b. 4 / Protection surcharge thermique (F49) :

La Protection de surcharge thermique est destinée à mettre hors service le transformateur suite à une surcharge prolongée, qui peut entraîner l'échauffement du transformateur.

Elle comporte deux seuils de fonctionnement

- ❖ Un seuil d'alarme
- ❖ Un seuil de déclenchement

Son réglage dépend du type de protection en utilisant les caractéristiques du transformateur

b.5/ Protection masse cuve TSA (F50) :

C'est une protection à maximum de courant à un seul seuil qui protège le transformateur des services auxiliaires contre les défauts entre les enroulements et la cuve.

Réglage :

- ❖ **I = 5% I_{cc mono}**
- ❖ **T = 0 s**

Avec

$$I_{cc\ mono} = \frac{Un1}{\sqrt{3} * (Z_R + Z_T)}, \quad Z_T = \frac{Un1^2 * U_{cc}\%}{100 * S_n}, \quad Z_R = \frac{Un1^2}{S_{cc\ mono\ max}}$$

équation.....(18)

- ❖ **I_{ccmono}** : courant de court-circuit monophasé maximal aux bornes 10 kV, relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau
- ❖ **Z_R** : Impédance du réseau amont
- ❖ **Z_T** : Impédance du transformateur primaire-tertiaire
- ❖ **S_n** : Puissance nominale du transformateur primaire-tertiaire, en VA
- ❖ **S_{cc mono max}** : Puissance de court-circuit monophasée maximale du réseau amont
- ❖ **U_{cc}%** : Tension de court-circuit du transformateur primaire-tertiaire, en %
- ❖ **Un1** : Tension nominal de l'autotransformateur côté primaire, en V

c / Protections à maximum de courant du transformateur HTB /HTA : [19]

c.1/ Protection à maximum de courant côté HTB (F50/F51) :

C'est une protection à deux seuils, le premier seuil est un secours vis-à-vis des défauts entre phases sur réseau HTA, non éliminés par les protections installées sur les départs HTA, le deuxième seuil protège le transformateur contre les défauts interne.

Réglage

1^{er} Seuil :

- ❖ $I \geq 2 \text{ INTR1}$
- ❖ $T = 1,5 \text{ s}$

INTR1 : Courant nominal du transformateur côté **HTB**,

$$\text{INTR1} = \frac{S_n}{U_n \cdot \sqrt{3}} \text{ équation.....(19)}$$

2^{ème} Seuil : Violent

- ❖ $I \geq 1.3 \text{ Iccmax}$
- ❖ $T = 0 \text{ s}$

Avec:

$$\text{IccMax} = \frac{U_n1}{\sqrt{3} \cdot (Z_R + Z_T)}, Z_T = \frac{U_n1^2 \cdot U_{cc}\%}{100 \cdot S_n}, Z_R = \frac{U_n1^2}{S_{cc}} \text{ équation.....(20)}$$

c.2 / Protection maximum de courant côté HTA (F51) : [19]

C'est une protection à un seuil, contre les surcharges du transformateur et un secours vis-à-vis des défauts entre phases sur réseau HTA qui déclenche les disjoncteurs d'encadrement du transformateur :

Réglage :

- ❖ $I \geq 1.3 \text{ INTR2}$
- ❖ $T = 2 \text{ s}$
- ❖ **INTR2** : Courant nominal du transformateur côté **HTA**,
 $\text{INTR2} = S_n / (U_n \cdot \sqrt{3})$
- ❖ **Un2** : Tension nominal du transformateur côté **HTA**

NB :

Pour les transformateurs à trois enroulements 60/30/10 kV, cette protection déclenche le disjoncteur de l'arrivée HTA concerné, à l'échéance d'une temporisation de 2 s. En cas de refus d'ouverture de ce dernier, elle déclenche les disjoncteurs d'encadrement à l'échéance d'une temporisation de 2.2 s.

Cette protection est réglée :

- ❖ **1er seuil T1 = 2 s** déclenchement du disjoncteur de l'arrivée **HTA**.
- ❖ **2ème seuil T2 = 2.2 s** déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

c.3/ Protection surcharge thermique (F49) : [19]

La Protection de surcharge thermique est destinée à mettre hors service le transformateur suite à une surcharge prolongée, qui peut entraîner l'échauffement du transformateur.

Elle comporte deux seuils de fonctionnement

- ❖ Un seuil d'alarme
- ❖ Seuil de déclenchement

Son réglage dépend du type de protection en utilisant les caractéristiques du transformateur.

c.4/ Protection à maximum de courant neutre HTA (F51N) : [19]

C'est une protection à maximum de courant à un seuil qui surveille le courant qui traverse le neutre HTA, prévue pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur aux barres HTA contre les défauts à la terre, en secours à la protection différentielle transformateur. Elle réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections de départ HTA.

Réglé sans toutefois dépasser la valeur limite admissible (60 A). Le réglage du seuil de courant homopolaire est en fonction du courant de départ HTA le plus haut

Réglage :

$$IR = 0.95 \times IRh$$

Cette protection est à deux seuils de temporisation :

- ❖ **1er seuil T1 = 1.5 s** déclenchement du disjoncteur arrivée **HTA**

- ❖ 2ème seuil $T2 = 1.8$ s déclenchement des disjoncteurs d'encadrement.

Avec :

- ❖ IRh : le courant du départ le plus haut réglé.

c.5/ Protection terre résistante (F51N) : [19]

C'est une protection à maximum de courant à 1 seuil qui surveille le courant de défaut monophasé résistant au niveau du réseau HTA.

1er cas : En signalisation pour les postes télécommandés et/ou gardiennés

Réglage :

- ❖ $I = 5$ A
- ❖ $T = 5$ s

2ème cas : En déclenchement, pour les postes non télécommandés et non gardiennés

Réglage :

- ❖ $I = 5$ A
- ❖ $T = 60$ s (3x la temporisation du départ)

c.6/ Protection masse cuve TSA (F50) : [19]

C'est une protection à maximum de courant à un seul seuil qui protège le transformateur des services auxiliaires contre les défauts entre les enroulements et la cuve.

Réglage :

- ❖ $I = 5\% I_{cc \text{ mono}}$
- ❖ $T = 0$ s

$$I_{cc \text{ mono}} = \frac{Un1}{\sqrt{3} \cdot (Z_R + Z_T)}, \quad Z_T = \frac{Un1^2 \cdot U_{cc\%}}{100 \cdot S_n}, \quad Z_R = \frac{Un1^2}{S_{cc \text{ mono max}}} \quad \text{équation.....(21)}$$

Avec :

Iccmono : courant de court-circuit monophasé maximal aux bornes secondaire, relatif au régime maximal de fonctionnement du réseau

- ❖ **ZR** : Impédance du réseau amont
- ❖ **ZT** : Impédance du transformateur
- ❖ **Sn** : Puissance nominale du transformateur, en VA
- ❖ **Scc mono max** : Puissance de court-circuit monophasée maximale du réseau amont
- ❖ **Ucc%** : Tension de court-circuit du transformateur, en %
- ❖ **Un1** : Tension nominal de l'autotransformateur côté primaire, en V [19]

III. 3. Protection défaillance du disjoncteur (F50DD) :

Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée transformateur. Son initialisation est effectuée par l'ordre de déclenchement des protections de la travée. A l'échéance d'une temporisation T1 de 0.15 s, un ordre de déclenchement est envoyé au disjoncteur de la travée du transformateur en défaut (confirmation), si la position fermée du disjoncteur est confirmée par un critère de courant ou l'interlock du disjoncteur. A l'échéance d'une temporisation T2 de 0.3 s, la protection déclenche le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs de toutes les travées aiguillées sur la même barre que la travée en défaut, si le défaut est toujours maintenu. [19]

Réglages :

- ❖ **T = 0.15 s** **IR = 0.3x IN**
- ❖ **T = 0.3 s** **IR = 0.3 x IN**

NB :

La PDD du disjoncteur de la self, fait déclencher les disjoncteurs des deux extrémités de la ligne

IV. Protections des jeux de barres

L'élimination des défauts barre se fait par la protection différentielle barre ou l'association de différents systèmes de protections, qui sont :

- ❖ Les protections de distance des postes en vis-à-vis
- ❖ Les protections à maximum de courant à temps inverse des transformateurs HTB/HTB
- ❖ Le débouclage des barres (pour les postes stratégiques HTB) [19]

IV.1 Protection différentielle barre

Utilisation

Protection installée au niveau de tous les poste blindés ainsi que les postes classiques 400 kV et 220 kV.

Principe de fonctionnement

Protection basée sur la loi de KIRCHHOFF, elle compare en permanence la somme des courants entrants à la somme des courants sortants des barres. Son action est rapide et sélective pour les défauts intérieurs à la zone protégée qui est délimitée par les transformateurs de courants de toutes les travées de l'étage. Elle déclenche le disjoncteur de couplage et les disjoncteurs de toutes les travées aiguillées sur la barre en défaut.

Cette protection présente l'avantage d'éliminer un défaut dans un délai très rapide comparable au temps d'élimination d'un défaut ligne et ce en étant entièrement sélective (insensibilité aux défauts externes : ligne, transfo, ...). [19]

IV.2 Système de protections contre les défauts barre

Les défauts barre peuvent être éliminés par l'association des systèmes de protection comme suit :

- ❖ Les protections de distance des postes en vis-à-vis associés aux protections à maximum de courant HTB à temps inverse des transformateurs HTB/HTB.
- ❖ Les protections de distance des postes en vis-à-vis associés à la protection de débouclage des barres. [19]

a/ Les protections de distance des postes en vis-à-vis :

Les sources, alimentant le défaut barre via les lignes, déclenchent par le fonctionnement des protections de distance des postes vis-à-vis en deuxième stade.

b/ Les protections à maximum de courant HTB à temps inverse des transformateurs HTB/HTB :

La protection à maximum de courant HTB à temps inverse, déclenche le disjoncteur de couplage (débouclage) avec une temporisation allant de **0.15 s** à **0.4 s** (en fonction de la source), si le défaut persiste, La protection à maximum de courant à temps inverse déclenche les transformateurs, alimentant le défaut barre.

c/ Protection de débouclage de barres :

C'est une protection à maximum de courant à temps constant, installée sur le couplage, qui sépare les deux barres avant le fonctionnement des protections de distance en 2^{ème} stade des postes vis-à-vis, lors d'une survenance d'un défaut sur l'une des deux barres, afin de réduire les courants de court-circuit et de maintenir en service la barre saine.

Le défaut sera éliminé par le fonctionnement des protections de distance des postes vis-à-vis de la barre en défaut.

Réglage :

$T1 = 0.15$ s, sélectivité avec 1^{er} stade des lignes

Le réglage en seuil de cette protection sera déterminé, après réalisation d'une étude à base de simulation, comme suit :

- ❖ $I_r > I_{cc}$ max traversant le couplage pour un défaut 2^{ème} stade de la ligne la plus courte
- ❖ $I_r < I_{cc}$ min de l'une des deux barres[19]

La Figure IV- 12 suivante Principe de fonctionnement de la protection de débouclage

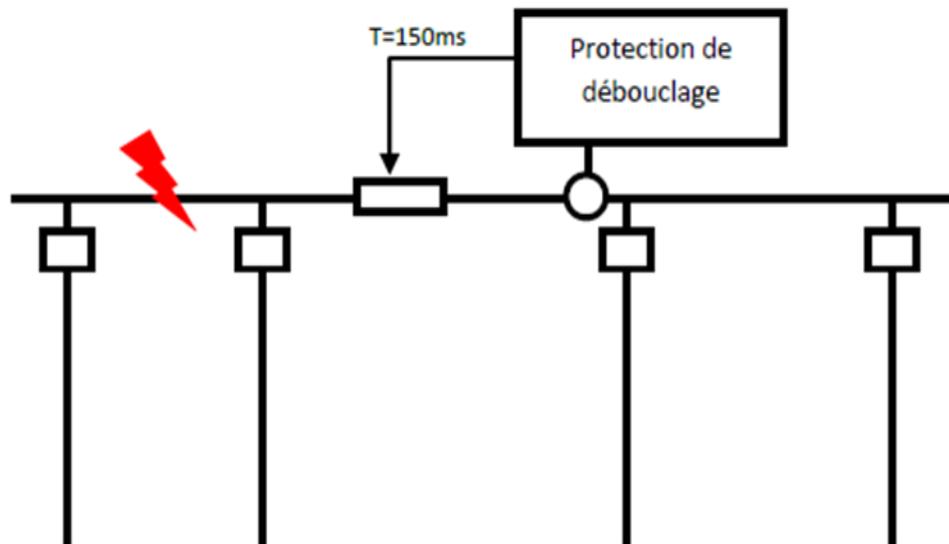


Figure IV- 12 Principe de fonctionnement de la protection de débouclage [19]

V. ANNEXE

I-Code ANSI

Code	Signification
F21	Protection de distance
F25	Contrôle de synchronisme
F27	Protection Minimum de tension
F87L	Relais de protection différentielle ligne
F87T	Relais de protection différentielle transformateur
F50	MAXI Phase instantanée
F50N	MAXI terre instantanée
F51	MAXI Phase temporisée
F51N	MAXI terre temporisée
F49	Image thermique
F50 DD	Protection Défaillance disjoncteur
F67N	Protection directionnelle de terre
F79	Réenclencheur

II-Réglage de la protection surcharge thermique

Exemple n°1 : relais de protection 7SJ 80 - marque SIEMENS

Transformateur 220/60 kV

- ❖ $S_n = 120 \text{ MVA}$
- ❖ $RTC = 1200/1 \text{ A}$
- ❖ $\tau = 20 \text{ min}$ (relatif au type du transformateur)

Paramètres à introduire dans la protection de surcharge thermique :

- ❖ Facteur **K** : indique le rapport entre le courant de phase maximum admissible et le courant nominal de l'objet à protéger (Transformateur) $K=1.1$ soit 110% du courant nominal
- ❖ Seuil d'alarme thermique : réglé à 80%, l'échauffement atteint le seuil de température d'alarme
- ❖ Seuil de courant d'alarme 2 A : signale plus rapidement un courant de surcharge, même si l'échauffement n'a pas encore atteint le seuil de température d'alarme ou de déclenchement

$$I_{N \text{ objet}} = \frac{P_{TR}}{U_{TR \text{ secondaire}} * \sqrt{3}}$$

$$I_{N \text{ objet}} = \frac{120 \text{ MVA}}{60 \text{ kV} * \sqrt{3}} = 1154 \text{ A}$$

- ❖ Le seuil de mise en route doit être réglé supérieure à la charge maximale, soit $1.5 * I_{NTR}$
- ❖ $1154 * 1.5 = 1731 \text{ A}$ en **HT**
- ❖ $1731/1200 = 1.44 \text{ A}$ en **BT**

Paramétrage de la protection

Rapport TC

- ❖ $I_{N \text{ objet}}$ du transformateur
- ❖ $I_{N \text{ objet}} * 1.5$
- ❖ $1154 * 1.5 = 1731 \text{ A}$ en **HT**
- ❖ $1731/1200 = 1.44 \text{ A}$ en **BT**

Remarque : Le temps entre le 1er seuil (alarme) et le 2ème seuil (déclenchement) est 13 min

Observations

Le temps entre l'alarme et le déclenchement de la protection dépend de la constante du temps et de l'intensité du courant de surcharge, plus le courant de surcharge est élevé plus le temps diminue, et plus la constante du temps est basse plus le temps diminue.

Exemple n°2 : relais de protection SPAM 150C – marque ABB

Fonction Surcharge thermique (F49) intégrée au niveau du relais SPAM 150C de type ABB : [19]

- Protection de surcharge surveillant les trois phases, les courants sur les trois phases et sur le neutre sont mesurés en permanence, à partir de ces valeurs on calcule l'état thermique du moteur
- Les trois phases sont connectées aux bornes : 1-2, 4- 5 et 7-8, lorsque $I_n = 5 \text{ A}$, en cas de $I_n = 1 \text{ A}$ on utilise les bornes 1-3, 4-6 et 7-9.

Paramètres de la formule du temps de déclenchement de l'unité thermique

$$t = 32 * t_{6x} * I_n \left[\frac{\left[\frac{I}{I_{\theta}} \right]^2 - \left[\frac{P}{100} \left[\frac{I_p}{I_{\theta}} \right]^2 \right]}{\left[\frac{I}{I_{\theta}} \right]^2 - 1,1025} \right]$$

T : Temps de déclenchement

I_{θ}/I_n : Courant de pleine charge

T_{6x} : C'est le temps admissible relatif au rotor bloqué

32 : Cste

P : Facteur de pondération des courbes thermiques

C : Coefficient de baisse de refroidissement

$I_{\theta a}$: Niveau d'alarme

Θ_i : Niveau thermique d'inhibition de redémarrage

Exemple de calcul du temps de déclenchement ($\Delta T = T_{alarm} - T_{déc}$)

Transformateur : 60/10 kV $S_n = 40$ MVA $I_n = S_n / (\sqrt{3} * U_{ns})$ TC : 3000/1

$I_n = 2309.4$ A

$I\Theta = (K * I_{nr} * I_{tc} \text{ sec}) / (I_{tc} \text{ prim} * I_{relais})$

K : Variable dépend de la température ambiante

$\Theta_{amb} \geq 40^\circ \text{ C}$  **K=1**

$\Theta_{amb} \leq 40^\circ \text{ C}$  **K=1.05**

- **I_{nM}** : Courant nominal du transformateur (moteur)
- **$I_{tc} \text{ prim}$** : Courant primaire TC du transformateur (moteur)
- **$I_{tc} \text{ sec}$** : Courant secondaire TC du transformateur (moteur)
- **I_{relais}** : Courant d'entrée analogique (1 A ou 5 A)
- **$I\Theta = 1.05 * I_n = 2424.87$ A**
- **$I\Theta / I_{ntc} = 0.81$**

Condition de fonctionnement de la surcharge thermique :

$I \text{ injecté} > 1.05 * (I\Theta / I_n)$

NB : Dans tous les tests les paramètres de l'unité thermique sont fixés comme suit :

$-(I\Theta / I_n) = 0.81$ A **$\Theta_a = 80\%$**

$-T_{6x} = 70$ s **$\Theta_i = 80\%$**

$-P = 50\%$ **$K_c = 4$**

Le seuil d'alarme et le temps de déclenchement doivent être paramétrés pour l'ensemble des transformateurs comme suit :

$-T_{6x} = 70$ s

$-P = 50\%$

III-Paramétrage de la protection rupture conducteur aux niveaux des relais de protections de différents constructeurs [19]

1-Relais de protections de type AREVA (Série MICOM)

-Relais de protection de distance MICOM P444

La fonction dans le relais est appelée : **Rupture Conducteur**

Les réglages sont : **$I_i / I_d = 0.2$ T = 60 s**

2-Relais de protection de type GE

2-a- Relais F650 :

La fonction dans le relais est appelée : **Conducteur Brisé**

(Le seuil ou le rapport I_2/I_1) : 20 % T = 60 s

NB : La fonction rupture conducteur ne fonctionne pas suite à un enclenchement sur un conducteur coupé, donc la condition de fonctionnement est l'existence des trois courants de phases avant la rupture

2-b- Relais de protection de distance D60 :

La fonction est appelée : **composante indirecte surintensité instantané.**

Composante indirecte IOC1

Amorçage : 0.075 pu

Délai : 60 s

3- Relais de protection de type SIEMENS :

3a- Relais de protection de distance : 7SA (511,513 et 612) :

La fonction dans le relais est appelée : **Surveillance de Mesures (symétrie de Courant)**

Fact. Symetr. I: 0.50

Seuil Symetr. I: 0,10 A

Temporisation : 60 s

3b- Relais de protection à maximum de courant 7SJ622

La fonction est appelée : **Déséquilibre I2**

Seuil de démarrage par déséquilibre : **$I2 > 0.1 \text{ A}$**

Temporisation **$T I2 > 60.00 \text{ s}$**

4-Relais de protection REL 670 de type ABB : [19]

La fonction de vérification de la rupture de conducteur (BRC TOC-BROKEN CONDUCTOR TIME OVER CURENT), basée sur la vérification continue de l'asymétrie des courants sur l'aligne à protéger, active une alarme ou un déclenchement lorsqu'elle détecte une rupture de conducteur réelle

Principe de fonctionnement :

La fonction (BRCPTOC) détecte une rupture de conducteur en détectant l'asymétrie entre les courants des trois phases.

Le signal de sortie START d'asymétrie des courants est activé si :

La différence des courants entre la phase dont le courant est le plus faible et la Phase dont le courant est le plus élevé est supérieure à un pourcentage défini

$I_{ub} > \text{du courant de phase le plus élevé}$

- Le courant de phase le plus élevé est supérieur à la valeur de réglage minimum $I_{P} >$.
- Le courant de phase le plus faible est inférieur à 50% de la valeur de réglage minimum $I_{P} >$

Le signal de sortie de déclenchement TRIP est un déclenchement triphasé

Réglage proposé

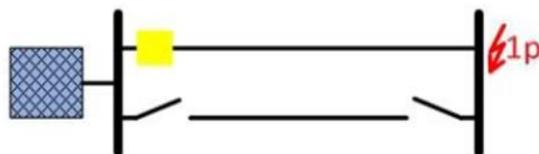
BRC TOC : 1		
Setting Group1		
Opération	on	
Ibase	TC	A
Iub>	50	%
IP>	5	%Ib
TOper	60	s

Modèle de calcul du coefficient K0 en cas des lignes parallèles

Ce modèle calcule les quatre facteurs k possibles pour la prise en considération des effets du couplage mutuel, en supposant les conditions suivantes :

- 1) Alimentation simple via l'extrémité locale ou l'extrémité distante uniquement.

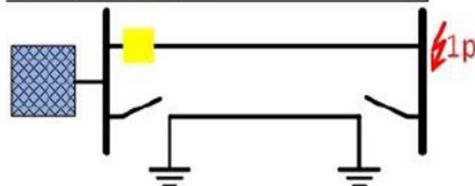
Cas 1 : aucun couplage



$$\underline{Z}_{L1E,Case1}(\alpha) = \underline{Z}_{L1E} * \alpha$$

- 2) Valeur I_0 du système II non mesurée. Lorsque ce courant est mesuré, la part de la tension causée par le couplage mutuel peut être déterminée à l'aide de la valeur Z_0M. Le facteur k correspondant au cas sans couplage (circuit parallèle inactif et non mis à la terre) peut donc être utilisé ici.

Cas 2 : système II à la terre



$$\underline{Z}_{L1E,Case2}(\alpha) = \underline{Z}_{L1E} * \alpha - \frac{\alpha^2 * \underline{Z}_{0M}^2}{3 * \underline{Z}_0}$$

- 3) Prise en considération des véritables lignes doubles uniquement. Cela signifie que les deux circuits interconnectent les mêmes barres omnibus/postes.



$$\underline{Z}_{L1E,Case3}(\alpha) = \underline{Z}_{L1E} * \alpha - \frac{\alpha^2 * \underline{Z}_{0M}}{3 * (2 - \alpha)}$$

- 4) Pour les configurations de ligne plus complexes, une combinaison des quatre cas doit être envisagée afin d'obtenir le paramétrage approprié.



$$\underline{Z}_{L1E,Case4}(\alpha) = \underline{Z}_{L1E} * \alpha - \underline{Z}_{0M} * \frac{\alpha}{3}$$

Réglage de système de protection des installations de production vis-à-vis du réseau de transport de l'électricité

-Protection de distance

Le fonctionnement de la protection de distance est réglé, vis-à-vis des défauts du réseau de transport de l'électricité selon différents gradins de mesures comme suit :

- Défaut en 1er gradin (Aval) : 80_90% de la liaison T0=0 s
- Défaut en 2ème gradin (Aval) : 110_120% de la liaison T=0.1 Sec à 0.5 s
- Défaut en 3ème gradin (Aval) : 140% de la liaison T=0.5 s à 2.0 s
- Défaut en 4ème gradin (Aval) : (démarrage aval) T=0.5 s à 5.0 s
- Défaut en 5ème gradin (Amont) : (démarrage amont) 40% de la liaison T=0.5 s à 5.0 s
- Temps de réenclenchement sur défauts monophasés réglé à T=0.5 s et 2.5 s [19]

-Protection différentielle longitudinale

La protection différentielle de ligne calcule l'écart entre les valeurs de courant mesurées aux deux extrémités de la ligne et le compare à un seuil compris entre 25% et 30%.

-Réenclenchement automatique

Le temps de pause du réenclencheur dans le cas de défauts monophasés est réglé entre 0.8 et 1 s.

-Protection à maximum d'intensité (Protection de secours)

Son réglage tient compte du courant de surcharge maximal et du courant de défaut minimal en bout de la ligne pour un défaut biphasé avec une temporisation comprise entre 1.5 et 3 secondes :

I surcharge < I Réglage < ICC minimal

-Protection de puissance résiduelle (Protection complémentaire)

Son démarrage est réalisé par un relais de courant homopolaire réglé à :

Réglage = 0,8 x I Résiduel Temps de base = 1 s

-Protection de défaillance disjoncteur

Son réglage est donné comme suit :

I Réglage = 1,5 x I Nominal du transformateur de courant de la travée T=0.3 s [19]

IV Conclusion :

Dans ce quatrième chapitre nous avons exposé la philosophie de réglage des protections, qui précise les paramètres de réglage et les fonctions à adopter pour définir harmonieusement les différentes priorités d'action entre les protections pour assurer une bonne sélectivité et garantir la continuité d'alimentation

V-Bibliographie :

- [1] P. Bornard & M. Pavard, « Réseaux d'interconnexion et de transport: réglage et fonctionnement », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie Electrique D 4090, 1993.
- [2] Haitam Alilouch, «Conception et analyse des performances d'un contrôleur flou pour un système de réglage de tension automatique», mémoire université du Québec en Abitibi temiscamingue, mars 2020.
- [3] BEN DERRADJI Selsabil, « calcul des protections d'un départ HTA (30 kV) », Mémoire master académique, université kasdi merbah – Ouargla, 2014.
- [4] MESLEM LOUCIF, «Impact du raccordement de la production décentralisée au réseau électrique sur les courants de court-circuit», Mémoire de Master, Université A.MIRA-BEJAIA,2019.
- [5] Mediazza Med Lamin & Saïdani Nabil, « La maintenance des réseaux électriques MT », Mémoire d'ingénieur d'état en Electrotechnique option Maintenance, Université de Batna, 2011.
- [6] J.M. Delbarre, « Postes à HT et THT : Rôle et structure », Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique D 4570, 2004.
- [7] LAMINE Miloud, «Etude et modélisation des courants de court-circuit dans les réseaux MT/BT», Mémoire de Master, université de m'sila,2016.
- [8] «évaluation de la stabilité de la tension d'un réseau électrique a l'aide d'une nouvelle technique d'indice de stabilité» ,université de m'sila,2008.
- [9] Bachiri farhat & ziouche Kamel, «Etude de la construction d'une ligne aérienne en HT /THT», Mémoire d'ingénieur d'état en génie électrotechnique, université de m'sila,2009.
- [10] Mediazza Med Lamin & Saïdani Nabil, « La maintenance des réseaux électriques MT », Mémoire d'ingénieur d'état en Electrotechnique option Maintenance, Université de Batna, 2011.
- [11] Belguidoum Hocine, «Les systèmes FACTS utilisant les convertisseurs entièrement commandes», Mémoire de Magister, Université Ferhat Abbas — Setif,2012.
- [12] B.Boujoudi & E.Kheddioui, «Laboratoire de Physique de l'Atmosphère et Modélisation», Faculté des Sciences et Techniques, Université Hassan II de Casablanca, Maroc,2015.
- [13] AZZAG .EB, «Simulation Des Défauts Electriques Et Leurs Protections «Arcelor Mittal»,mémoire de master, Université Badji Mokhtar-Annaba, juin 2018.

Bibliographie

- [14] « caractéristiques et cibles de qualité de la tension fournie par le réseau de transport d'Hydro_Québec », TransEnergie 1999.
- [15] Lambertson Taleb & Sid'Ahmed ould cheikh, «Détection et classification des défauts de court-circuit dans une ligne HT», mémoire de master, Centre universitaire belhadj Bouchaib d'Ain-Temouchent, 2017.
- [16] [ZAIDI .F et MEBARAKOU .R plan de protection et philosophie de réglage opté par Sonelgaz GRTE/setif (Master En électrotechnique 2017)
- [17] Source de document GRTE- DTE ALGER
- [18] Philosophie de réglage V 0 (sonelgaz)
- [19] Plan de protection du réseau de transport N 6 V 0 (ifag sonelgaz)
- [20] https://fr.wikipedia.org/wiki/Poste_%C3%A9lectrique
- [21] Source de document GRTE TOLGA BISKRA 2019.
- .