



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

# MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies  
**Electrotechnique**  
**Réseaux électrique**

Réf. : .....2019

---

Présenté et soutenu par :  
**TOBBECHE Abdelhak**

Le: lundi 8 juillet 2019

## **Protection d'un Transformateur de Puissance**

---

### **Jury :**

Dr. <b>LAALA Widad</b>	Université de Biskra	Président
Dr. <b>REZIG Mohamed</b>	Université de Biskra	Examineur
Pr. <b>MAHDAD Belkacem</b>	Université de Biskra	Encadreur

Année universitaire : 2018 - 2019

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي و البحث 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**

**Protection d'un Transformateur de  
Puissance**

**Présenté par : TOBBECHE Abdelhak**

**Avis favorable de l'encadreur : Pr. MAHDAD Belkacem**

**Avis favorable du Président du Jury : Dr. LAALA Widad**

**Cachet et signature**

### Résumé :

Le réseau électrique est toujours sujets à de nombreux défauts y compris les courts-circuits qui influent directement sur la qualité de tension et produisent des dommages sur les équipements constituant ce dernier, et en particulier un de ces éléments essentiel le transformateur de puissance. à cet effet le système de protection doit intervenir pour couper dans une courte durée afin d'éviter l'endommagement des équipements du réseau non concernées par ces défauts. Pour cela il faut l'équiper comme les autres éléments tels que les lignes de transport et les générateurs de production par différents types de relais de protection pour garantir et assurer une continuité de service efficace. Il y lieu de procéder à des tests réel c'est le but de notre travail comme nous avons consacré sa première partie en donnant une vue générale sur l'ensemble du réseau de transport d'électricité en Algérie avec des définitions sur l'équipement constituant le poste THT/HT de Biskra et son importance dans le réseau. La deuxième partie consacrée à l'étude du principe de fonctionnement des différentes protections du transformateur de puissance, parmi ces protection le relais Bucholz et la protection différentielle, pour la troisième et dernière partie on a effectué des expériences réelles sur le réducteur de courant (TC) ainsi que la protection numérique (T60) en utilisant le matériel expérimental, notamment le **CMC 356 d'OMICRON**, avec une analyse des résultats obtenus.

### ملخص

إن الشبكات الكهربائية معرضة دائما الى اضطرابات عديدة منها تيارات الدارات القصيرة التي تؤثر بشكل مباشر على هبوط التوتر كما تنتج عنها إتلاف المعدات المكونة لهذه الاخيرة , ونخص بالذكر عنصر اساسي من بين هذه المعدات محول الطاقة لذا يجب التدخل لقطع التيار في وقت قصير حتى لا تتعرض الأجزاء الأخرى غير المعنية بالخلل للتلف ، و لهذا السبب يجب تزويده كباقي المعدات من خطوط النقل ذات التوتر العالي ومولدات انتاج الطاقة الكهربائية الكهربائية بأنواع كثيرة من المرحلات من أجل ضمان خدمة مستمرة و جيدة للشبكة وعدم انقطاعها بفضل الاشتغال الجيد لهذه المرحلات. وهذا هو الغرض من عملنا هذا والذي بدأناه في جزئه الاول بإعطاء نظرة شاملة عن شبكة نقل الكهرباء في الجزائر مع التعريف بمعدات مركز التوتر العالي 220 ك ف واهميته في الشبكة، الجزء الثاني تطرقنا فيه الى دراسة مختلف المرحلات الخاصة بحماية محولات الاستطاعة وخاصة المرحل التفاضلي ومرحل بوخولز (Bucholz) اما الجزء الأخير فهو القيام بمختلف التجارب الحقيقية علي محول التيار الكهربائي (TC) و كذلك المرحل التفاضلي الرقمي (T60) باستعمال بعض معدات التجارب من بينها (CMC 356 d'OMICRON)، مع تحليل للنتائج ال متحصل عليها من التجارب

## ***Remerciement***

*Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux,  
de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout  
dont je nécessitais pour l'accomplissement de ce mémoire  
Également, je remercie mon encadreur le professeur MAHDAD  
Belkacem pour son encadrement, 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*

*Je remercie tous mes collègues de GRTE*

# *Dédicace*

*Je dédie ce modest travail a :*

*L'âme de mon cher père Allah yarhamou*

*Ma cher mère Allah yahfetha*

*L'âme de la mère de mais enfants Allah yarhamha*

*Aux âmes des personnes que nous avons perdues*

*Allah yarhamuhum*

*Mes Sœur et frères et leurs enfants*

*Ma petite famille et mes enfants*

*Tous mes amis sans exception*

**Table de matière**

**Liste des figures** .....VII

**Liste des Tableaux** .....IX

**Introduction général**.....1

**Chapitre II : Généralité sur le réseau électrique en Algérie**

I.1 Introduction : ..... 4

I.2 Définition d'un réseau électrique : ..... 4

I.3 Topologie du réseau électrique : ..... 5

    I.3.1 Réseau de transport et d'interconnexion :..... 5

    I.3.2 Réseaux de répartition : ..... 5

    I.3.3 Réseaux de Distribution:..... 6

I.4 Les niveaux des tensions dans le réseau électrique : ..... 6

I.5 Structure du Réseau électrique Algérien : ..... 7

    I.5.1 Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique (GRTE) :..... 7

    I.5.2 L'Opérateur du Système Électrique (OS) (Dispatching) : ..... 8

I.6 Les infrastructures constituant le réseau électrique de GRTE :..... 9

    I.6.1.1 Lignes Haute et Très Haute tensions (THT et HT): ..... 9

    I.6.1.2 Postes électriques THT/HT et HT/MT :..... 10

I.7 Chiffres clé sur le parc du réseau de transport algérien :..... 11

I.8 Le poste électrique et ces constituants : ..... 13

    I.8.1 Equipements Haute tension : ..... 13

        I.8.1.1 Les Sectionneur : ..... 13

        I.8.1.2 Les Disjoncteurs : ..... 14

        I.8.1.3 Les réducteurs de courant (TC) et de Tension (TT) : ..... 15

        I.8.1.4 Les Parafoudres : ..... 16

        I.8.1.5 Les Transformateurs de Puissances: ..... 16

    I.8.2 Les équipements basse tension : ..... 18

        I.8.2.1 Protections et contrôles commandes : ..... 18

        I.8.2.2 Les consigneurs d'états : ..... 19

        I.8.2.3 Les services auxiliaires Alternative (220 et 380 Vac): ..... 20

        I.8.2.4 Les services auxiliaires continus (127 et 48 Vcc):..... 20

    I.8.3 Schémas type pour les postes 220 KV: ..... 21

    I.8.4 Les équipements de télécommunication : ..... 23

I.8.5	Salle de commande : .....	23
I.9	Architecture et exploitation du poste 220/60/30 KV de Biskra :.....	24
I.9.1	Etage 220 kV : .....	25
I.9.2	Etage 60 kV : .....	29
I.9.3	Déférents type de relai de protection : .....	31
I.9.3.1	Protection à maximum de courant : .....	31
I.9.3.2	Protection différentielle : .....	31
I.9.3.3	Protection de surcharge thermique:.....	31
I.9.3.4	Protection à minimum d'impédance (de distance) :.....	32
I.9.3.5	Protection Directionnel de terre :.....	32
I.9.3.6	Protection de Fréquence :.....	32
I.9.3.7	Protection Volt métrique : .....	32
I.9.4	Organigramme de génération des relais de protection: .....	32
I.10	Conclusion : .....	34
<b>Chapitre II : Généralité sur les protections des transformateurs</b>		
II.1	Introduction : .....	36
II.2	Les Phénomènes externes aux transformateurs :.....	36
II.2.1	Les surcharges : .....	36
II.2.2	Les surtensions : .....	36
II.2.3	Les déséquilibres : .....	36
II.2.4	Les courts circuits : .....	37
	En régime normal tensions et courants de phase sont équilibrés c'est-à-dire que:.....	38
II.3	But des protections : .....	40
II.4	Qualités des protections : .....	40
II.5	Définition d'un système de Protection :.....	41
II.6	Constitution d'une protection : .....	41
	Une protection (Figure II.3) doit assurer, .....	41
II.7	Principe et constitution des transformateurs : .....	42
II.7.1	Principe de base : .....	42
II.8	Les Composants du transformateur de puissance : .....	43
II.8.1	Les protections internes (mécanique) : .....	45
II.8.2	Les protections Externes (électriques) :.....	49

II.8.3 Transformateur de courant :..... 53

**Chapitre III: Tests pratiques des relais de protection**

III.1 Introduction :..... 58

III.2 Les tests hauts tension sur le transformateur :..... 58

    III.2.1 Tests du transformateur :..... 58

    III.2.2 Tests sur les réducteur de mesure TC:..... 58

    III.2.3 Tests des protections : ..... 58

    III.2.4 Les tests sur réducteur de courant : ..... 58

    III.2.5 Teste des protections internes :..... 64

    III.2.6 Teste des protections externes :..... 65

III.3 Conclusion : ..... 82

**Conclusion générale.....83**

## Listes des figures

<b>Figure I.1</b> Architecture du réseau électrique .....	5
<b>Figure I.2:</b> Topologie des réseaux électriques .....	6
<b>Figure I.3</b> : L'emplacement du GRTE au coure de système électrique.....	8
<b>Figure I.4</b> : Carte du réseau de transport de l'électricité mis à jour le 31/12/2018.....	9
<b>Figure I.5</b> : Ligne 220 Kv. ....	10
<b>Figure I.6:</b> Différents types de Postes : a) type GIS (Blindé), b) Postes type AIS (Extérieur).....	10
<b>Figure I.7</b> : Poste Mobile 220/30 kV (Cabine mobile) OUMACHE.....	11
<b>Figure I.8</b> : a) et b) Sectionneur de barre 60 kV.....	14
<b>Figure I.9</b> : Disjoncteur 60 kV SF6 tripolaire.....	15
<b>Figure I.10</b> : Réducteurs de mesures : a) Transfo de courant (TC), b) transfo de tension (TT).....	15
<b>Figure I.11</b> : Parafoudres dans les postes.....	16
<b>Figure I.12</b> : TR 220/60/11 kV 120 MVA avec TSA 11/0.4 kV 630 KVA Au Poste BISKRA.....	16
<b>Figure I.13</b> : les différents types des transformateurs utilisés dans le réseau électrique.....	17
<b>Figure I.15</b> Châssis de relayage BT.....	19
<b>Figure I.16</b> Armoire de control commande .....	19
<b>Figure I.17</b> Armoire de Protection .....	19
<b>Figure I.18</b> : EMS 1000.....	19
<b>Figure I.19</b> : CCN du poste BISKRA.....	19
<b>Figure I.20</b> Transformateurs service auxiliaire.....	20
<b>Figure I.21</b> groupe électrogène de secours.....	20
<b>Figure I.22</b> : Redresseur .....	21
<b>Figure I.23</b> : Batteries 127 et 48 Vcc .....	21
<b>Figure I.24</b> : Onduleur DC/AC (127 Vcc/220 Vac).....	21
<b>Figure I.25</b> : Schémas unifilaire des auxiliaire 127 Vcc.....	22
<b>Figure II.12</b> : Régleur en charge d'un TR 60/30 kV avec sa protection RS 2001.....	45
<b>Figure II.13</b> : Soupape de sécurité .....	46
<b>Figure II.14:</b> principe de fonctionnement d'indicateur de température d'huile.....	46
<b>Figure II.15</b> : principe de fonctionnement d'indicateur de température d'huile.....	46
<b>Figure II.16</b> : Plans de protection du Transformateur 60/30 Kv .....	47
<b>Figure II.17</b> : principe de la protection différentielle.....	47
<b>Figure II.18:</b> Erreurs de courant naturelles du transformateur.....	48
<b>Figure II.19</b> : Caractéristique de fonctionnement d'une protection différentielle.....	48
<b>Figure II.20</b> : transformateur de courant toroïdal.....	54
<b>Figure II.21</b> : Fixation des TC TORES dans les traversées du transformateur.....	51
<b>Figure II.22</b> : Principe d'un TC toroïdal.....	55
<b>Figure II.23</b> : Représentation des enroulements du primaire et secondaire du TC.....	55
<b>Figure II.24</b> : plaque signalétique du transformateur de courant.....	56
<b>Figure III.1</b> : Mégohmmètre (MEGGER <b>MTI 525</b> ).....	59
<b>Figure III.2</b> : Mesure du rapport transformateur.....	60
<b>Figure III.3</b> : Mesure de la polarité.....	60
<b>Figure III.4</b> : caisse numérique d'injection courant CPC 100.....	61
<b>Figure III.5</b> : La Courbe de saturation.....	62
<b>Figure III.6</b> : test du relai Bucholz TR.....	64
<b>Figure III.7</b> test du relai RS 2001.....	64
<b>Figure III.8</b> : schéma de montage des équipements des tests.....	66
<b>Figure III.9</b> : caisse d'injection CMC 356 OMICRON.....	67

<b>Figure III.10</b> Interface du logiciel Test Universe 3.01.....	67
<b>Figure III.11</b> : menu d'affectation des sorties Analogiques courantes primaires et secondaires .....	69
<b>Figure III.12</b> : affectation des valeurs des courants primaires et secondaire calculés.....	69
<b>Figure III.13</b> : configuration du pas automatique.....	70
<b>Figure III.14</b> : démarrage du pré défaut et défaut.....	71
<b>Figure III.15</b> : relai de protection numérique T60 multifonctions.....	71
<b>Figure III.16</b> : établissement de la communication avec la protection T60.....	72
<b>Figure III.17</b> : Affichages des paramètres de la caractéristique à pourcentage de la Protection.....	73
<b>Figure III.18</b> : Affichage des rapports TC coté primaire et secondaire.....	74
<b>Figure III.19</b> :création de la logique de déclenchement.....	74
<b>Figure III.21</b> : Visualisation des valeurs de mesures des courants réels.....	75
<b>Figure III.22</b> : Stabilisée.....	76
<b>Figure III.23</b> : Défaut sur L1.....	77
<b>Figure III.24</b> : Représentation des signaux des courants primaire ainsi L1 en Défauts.....	77
<b>Figure III.25</b> : représentation des sorties logiques de déclenchement.....	77
<b>Figure III.26</b> : Défaut sur L1-L2.....	78
<b>Figure III.27</b> : Représentation des signaux des courants primaire ainsi L1-L2 en Défauts.....	78
<b>Figure III.28</b> : représentation des sorties logiques de déclenchement.....	78
<b>Figure III.29</b> : Défaut sur L1-L2.....	79
<b>Figure III.30</b> : Représentation des signaux de courants secondaires ainsi L1-L2 en Défauts.....	79
<b>Figure III.31</b> : représentation des sorties logiques de déclenchement.....	79
<b>Figure III.33</b> : Défaut sur L1-L2-L 3.....	80
<b>Figure III.33</b> : Représentation des signaux de courants primaires ainsi L1, L2 et L3 en défauts.....	80
<b>Figure III.34</b> : représentation des sorties logiques de déclenchement.....	80
<b>Figure III.35</b> : Défaut sur L1-L2-L3.....	81
<b>Figure III.36</b> : Représentation des signaux de courants secondaires ainsi L1, L2 et L3 en Défauts...	81
<b>Figure III.37</b> : représentation des sorties logiques de déclenchement.....	81

## Liste des tableaux :

**Chapitre I**

<b>Tableau I.1:</b> Parc des lignes en (Km) et par niveau de tension.....	12
<b>Tableau I.2 :</b> Nombres des transformateurs de puissance.....	12
<b>Tableau I.3 :</b> Nombres des Cabine Mobiles.....	13
<b>Tableau I.4 :</b> Nombres des postes en service.....	13

**Chapitre II**

<b>Tableau II.1 :</b> Nature du vecteur de refroidissement.....	48
<b>Tableau II.2 :</b> Nature de la circulation du diélectrique.....	48
<b>Tableau II.3 :</b> Type de refroidissements.....	48

**Chapitre III**

<b>Tableau III.1 :</b> valeurs de mesure d'isolement.....	59
<b>Tableau III.2 :</b> valeurs de mesure du rapport et polarité.....	61
<b>Tableau III.3 :</b> résultat Ucoude et Icoude .....	63
<b>Tableau III.4 :</b> les courants primaire et secondaires injectés .....	76
<b>Tableau III.5 :</b> le courant de la phase L1 en défaut .....	77
<b>Tableau III.6 :</b> les courants des phases L1 et L2 en défauts.....	78
<b>Tableau III.7 :</b> les courants des phases L1 et L2 en défauts .....	79
<b>Tableau III.8 :</b> les courants les phases L1, L2 et L3 en défauts .....	80
<b>Tableau III.9:</b> les courants les phases L1, L2 et L3 en défauts.....	81

### Introduction générale

Le réseau de transport de l'énergie électrique en Algérie actuellement est confronté par un grand défis surtout après l'intégration du nouveau niveau de tension 400 kV destiné à renforcer l'interconnexion national et international sur le plan technique et économique.

La planification et l'exploitation des réseaux électriques posent de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. Les experts chargés de l'exploitation des réseaux doivent développer une stratégie de protection permettant d'assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée. 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. C'est dans ce contexte que s'articule notre projet de fin d'étude, qui a comme objectif principale l'étude et la réalisation de tests pratique sur les principaux protections associés au transformateur de puissance contre les défauts internes et externes. Parmi ces protections, on s'intéresse à la protection différentielle qui est indispensable.

Notre travail est structuré autour de de trois parties.

Le premier chapitre est consacré a exposé les différents éléments qui constituent le réseau électriques Algérien. De point de vue exploitation, le réseau Algérien est structuré en plusieurs réseaux à savoir, le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution permettant d'acheminer l'énergie des centres de production vers les consommateurs. De point de vue sécurité et fiabilité le réseau électrique de la Sonelgaz est équipé d'un système de protection bien coordonné, pour cela, une description généralisée sur les éléments de protection associés aux différents postes THT/HT de GRTE de Biskra a été présentée.

Le deuxième chapitre est dédié à exposé les différents protections indispensables aux transformateurs de puissance installés dans les différents postes THT/HT de la Sonelgaz. Dans un premier temps, on a présenté les différentes perturbations qui affectent les transformateurs à savoir, les défauts internes et externes. Puis, on a exposé les principales protections associées aux transformateurs de puissance, tels que la protection à maximum de courant, la protection différentielle, et la protection interne assuré par le relai de protection Bucholz. A la fin du chapitre, une fiche technique pour différents accessoires de mesures a été présentée.

Le troisième chapitre dénommé ‘tests pratiques des relais de protections’ est consacré sur la méthodologie des tests pratiques préventifs sur les protections du transformateur de puissance et les réducteurs de mesure du courant avec une description détaillée des nouvelles générations de protections numériques tels que la protection différentielle T60 et les équipements de tests utilisés dans nos essais pratiques réalisé au sein de la Sonelgaz GRTE de Biskra comme la caisse d’injection CMC 356 d’OMICRON avec une interprétation des résultats obtenue.

A la fin nous terminons notre thèse par une conclusion générale et de perspectives qui qui représente une continuité de ce travail.

# **Chapitre I**

## **Généralité sur le réseau électrique en Algérie**

### I.1 Introduction : [1]

Un réseau d'énergie électrique est un système d'éléments interconnectés qui est conçu :

- Pour convertir d'une façon continue l'énergie qui n'est pas sous forme électrique en énergie électrique.
- Pour transporter l'énergie électrique sur de longues distances.
- Pour transformer l'énergie électrique sous des formes spécifiques soumises à des contraintes bien déterminées.

Pour un consommateur, le réseau devrait idéalement vu, de l'endroit où il prend son énergie électrique, comme une source de tension alternative parfaite : c'est-à-dire une source dont la fréquence et l'amplitude sont constantes quelle que soit la charge connectée.

Pour satisfaire leur clientèle, les fournisseurs d'électricité doivent donc s'efforcer de maintenir l'amplitude et la fréquence de la tension constantes (valeurs nominales).

Donc, il est important de maintenir le niveau de tension près de sa valeur nominale aux différents

### I.2 Définition d'un réseau électrique : [2]

Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructures (Figure I.1), permettant d'acheminer l'énergie électrique cette énergie est produite par des groupes de production sous une moyenne tension (15,5 kV ; 12,5 kV; 5,5 kV) dans des lieux de plus au moins distants des centres de production elle sera ensuite transformée sous une haute tension (60 kV ; 90 kV ; 150 kV ; 220 kV et 400 kV) par des transformateurs de puissance éleveurs installés à la sortie des générateurs. Cette énergie transformé sera transporté par un ensemble de lignes électriques avec les niveaux des tensions précédentes a plusieurs dizaines ou centaines de kilomètres, jusqu'aux centres de consommation. Elle sera de nouveau transformée par des transformatrices abaisseur et distribuée sous une moyenne tension (30 kV ,10 kV ou 5,5 kV) pour la mettre à la disposition des usagers.

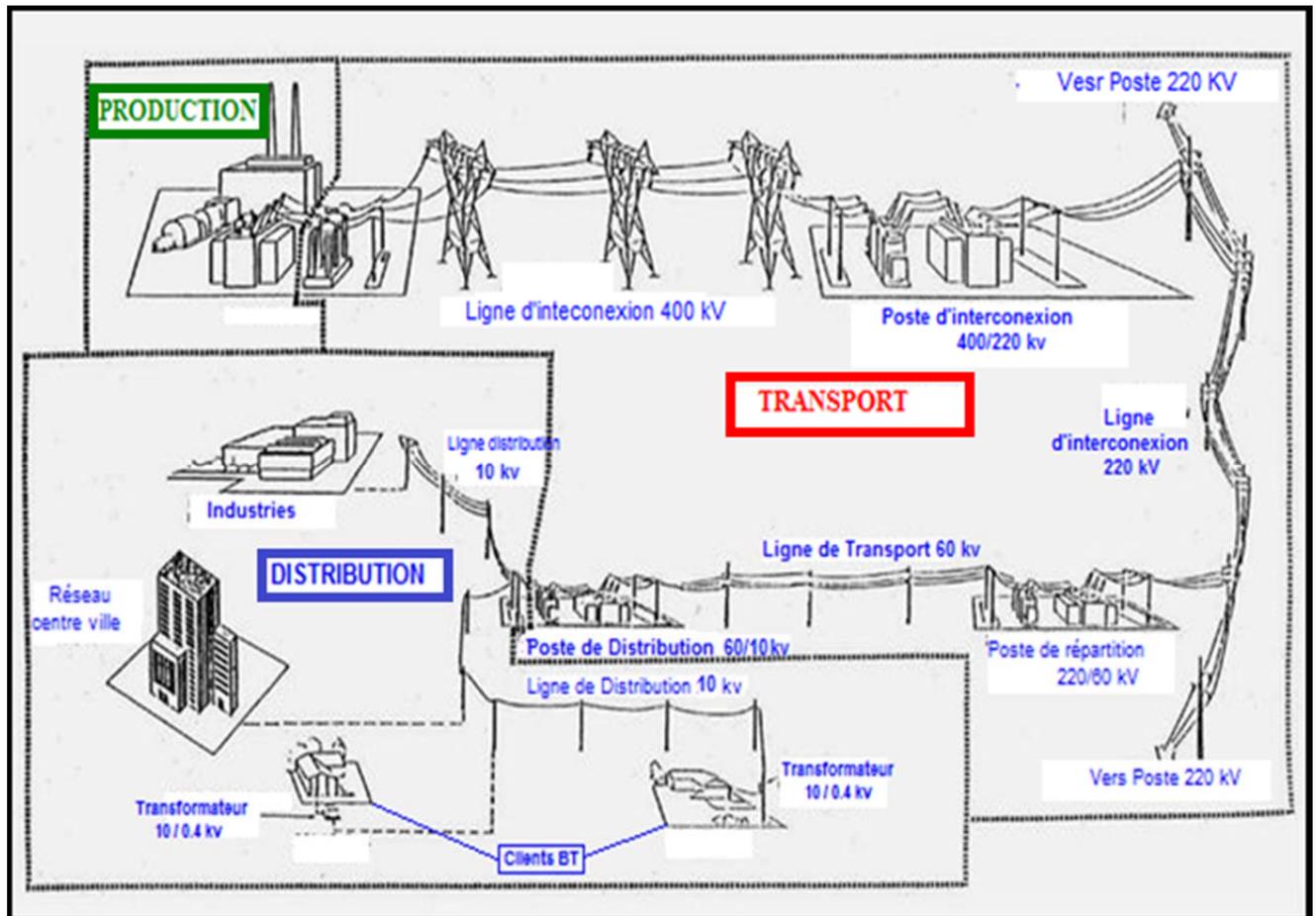


Figure I.1 Architecture du réseau électrique

### I.3 Topologie du réseau électrique : [3] [4]

La topologie du réseau électrique est constituée de :

#### I.3.1 Réseau de transport et d'interconnexion :

Sont constitués d'ouvrages capable de forts transite et maillés (figure I.2), Ils se situent aux niveaux de tension les plus élevés (400 kV) permettant le transport de grandes puissances sur des grandes longueurs, tout en minimisant les pertes.

La mission des réseaux de transport et d'interconnexion est principalement :

De collecter la puissance produite par les centrales importantes et de l'acheminer vers les zones de consommation c'est une fonction : **Transport**.

De permettre une exploitation économique c'est une fonction : **Interconnexion**.

Dans le réseau Algérien, ce double rôle est essentiellement celui du **réseau 400 kV**.

#### I.3.2 Réseaux de répartition :

Se situent à un niveau de tension inférieur à 225 kV et ont pour objet d'amener l'énergie vers les sites consommateurs à une échelle régionale. Ils ont fréquemment une structure bouclée, et peuvent alors

être exploité soit en boucle fermée, le réseau est dit bouclé, soit en boucle ouverte, le réseau est alors dit débouclé. Certaines alimentation se font aussi en antenne poste **G** ou encore en piquage en prélevant une partie de l'énergie circulant sur une ligne reliant deux poste (poste **H**) (figure I.2.b)

### I.3.3 Réseaux de Distribution :

Sont des réseaux à moyenne tension (MT ou HTA) assurant l'alimentation d'un grand nombre d'utilisateurs soit directement, soit après transformation en basse tension (BT). Leur configuration et leur mode d'exploitation sont variables. Ce sont des réseaux qui pouvant être maillés exploités ou en structure radiale, figure I.3.d des réseaux à structure arborescente, figure I.2.c

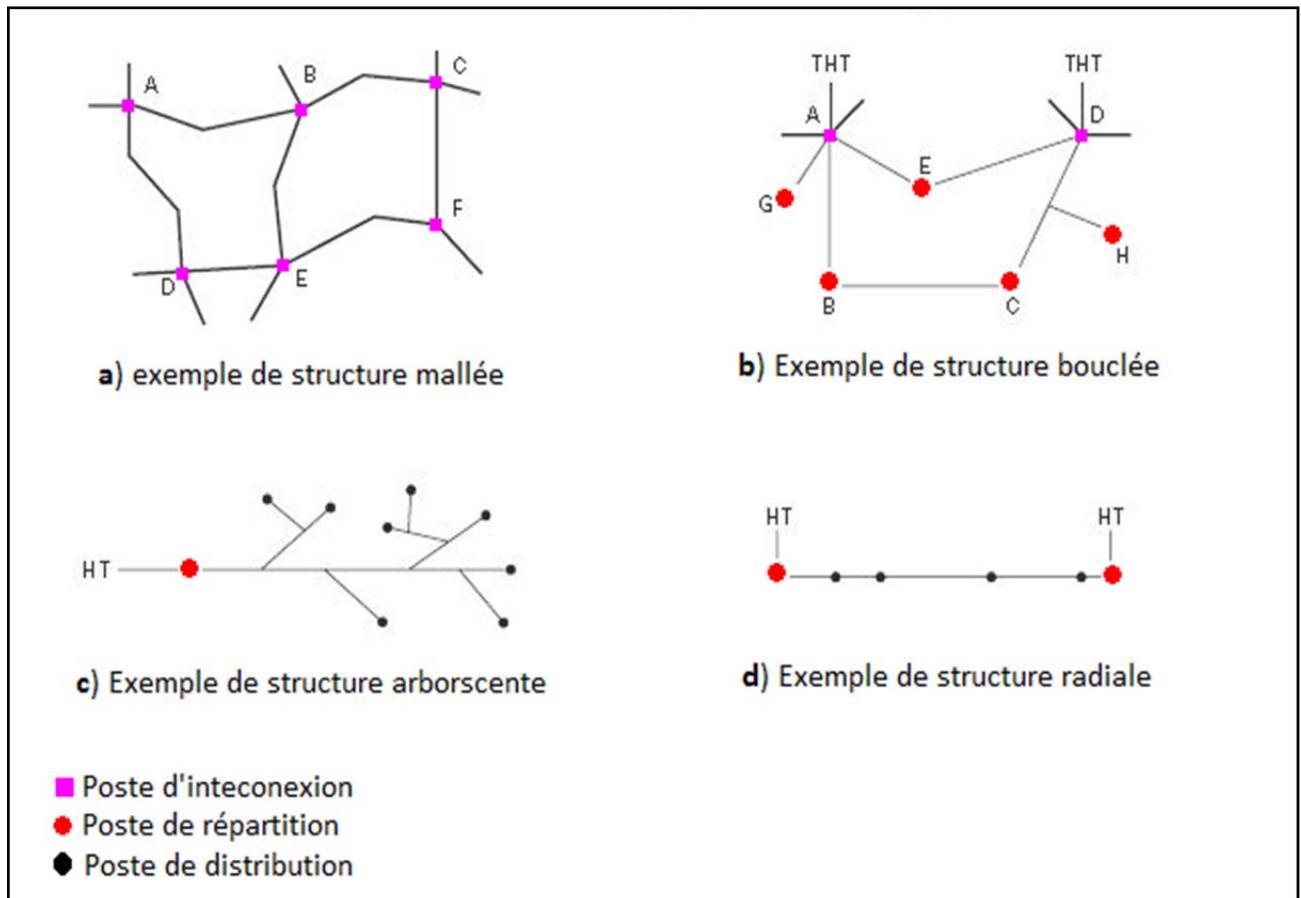


Figure I.2 : Topologie des réseaux électriques

### I.4 Les niveaux des tensions dans le réseau électrique :

Selon la nouvelle norme **CEI** (ainsi que les textes législatifs en vigueur en Algérie depuis juin 2002) ces réseaux et les installations qui les constituent sont repérés par leur niveau de tension normalisé.

- HTB :  $Un > 50 \text{ kV}$
- HTA :  $1 \text{ kV} < Un \leq 50 \text{ kV}$
- BTB :  $500 \text{ V} < Un \leq 1\,000 \text{ V}$
- BTA :  $50 \text{ V} < Un \leq 500 \text{ V}$

- TBT :  $U_n \leq 50$  V.

Toutefois, par abus de langage, nous rencontrons fréquemment les anciennes appellations :

- Très haute tension (THT) : supérieure à 150 kV
- Haute tension (HT) : entre 60 et 90 kV
- Moyenne tension (MT) : entre 1 et 30 kV
- Basse tension (BT) : inférieure à 1 kV.

Les valeurs des tensions assignées (ou nominales) correspondant à chaque niveau, adoptées dans les différents pays, sont très diversifiées et trop nombreuses pour être toutes citées, celles couramment utilisées en Algérie, sont les suivantes : 400 kV ; 220 kV ; 150 ; 90 kV ; 60 kV ; 30 kV et 10 kV ; 400 V ; 230 V. On note qu'il existe encore des ouvrages 150 kV et 90 kV sur le territoire national, mais qui sont voués à disparaître au fur et à mesure du renouvellement du réseau.

### **I.5 Structure du Réseau électrique Algérien : [ 6 ] [ 7 ]**

Le Décret présidentiel n° 02-195 a transformé la Société Algérienne de l'Électricité et du Gaz en une société par actions (SONELGAZ SPA) [*Décret présidentiel n° 02-195 correspondant au 1<sup>er</sup> juin 2002*] Aujourd'hui, 100% du capital social de la SONELGAZ appartient à l'état. Ces changements ont abouti à une séparation des activités production, transport et distribution de l'énergie électrique et de la création de plusieurs entreprises pour la gestion du secteur. Actuellement l'Algérie compte plusieurs opérateurs (filiales) dans le domaine de l'électricité parmi ces opérateurs trois acteurs principaux : SONELGAZ Production d'Electricité (SPE):

Le parc de production de l'électricité actuel, [ 7 ] détient une puissance totale installée de **20,2 GW** dans une puissance totale disponible de **16,5 GW** une partie de **10,20 GW** gérée par SPE les **6,30 GW** restant répartis et gérés par des producteurs indépendants qui sont :

- Scharikat Kahraba Skikda (SKS).
- Sharikat Kahba Ouama Ma Arzew (KAHRAMA).
- Sharikat Kahba Berrouaghia (SKB).
- Sharikat Kahba hadjrat Ennous (SKH).

#### **I.5.1 Gestionnaire du Réseau de Transport Électrique (GRTE) :**

Toutes Les infrastructures de transport sont sous la responsabilité du GRTE, il au cœur de système électrique (figure I.3), elle est découpée en 06 Directions Régionales de Transport :

- Direction Régionale de transport d'ALGER Capital.
- Direction Régionale de transport d'ALGER Centre.

- Direction Régionale de transport de SETIF.
- Direction Régionale de transport HASSI MESSAOUD.
- Direction Régionale de transport ORAN.
- Direction Régionale de transport ANNABA.

GRTE exploite, maintient et développe le réseau de transport de l'électricité en Algérie (réseaux de tension >50 kV) en vue de garantir une capacité adéquate par rapport aux besoins de transit et de réserve.

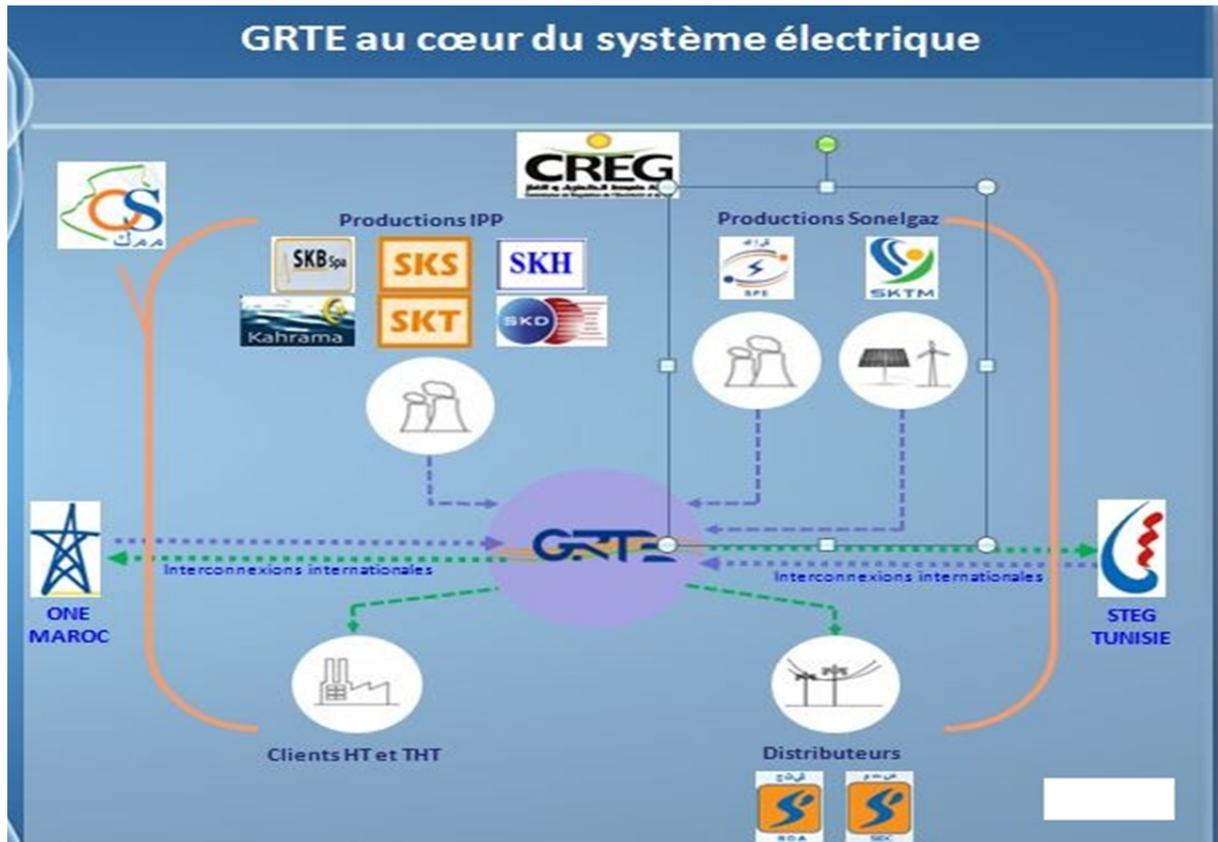


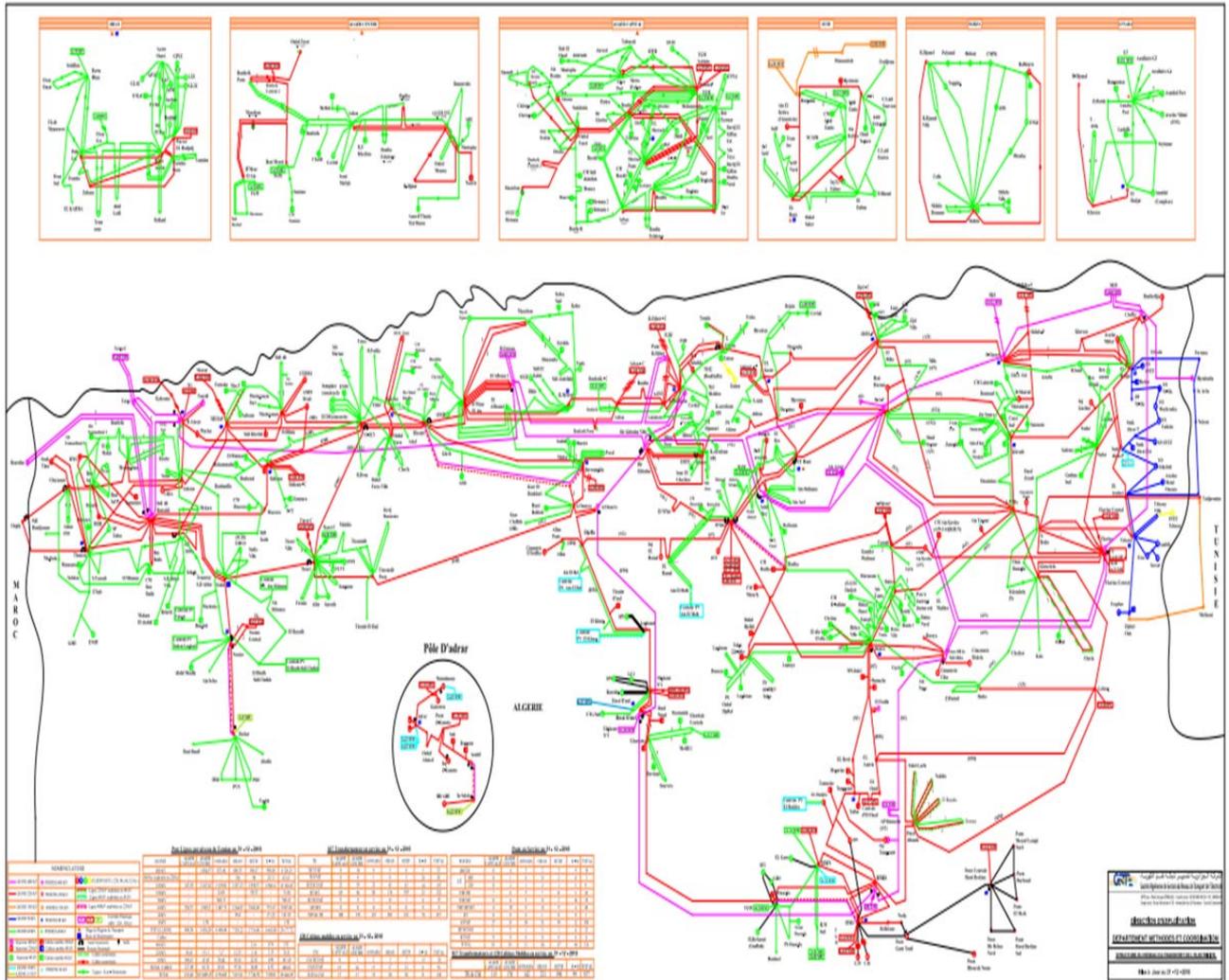
Figure I.3 : L'emplacement du GRTE au cœur de système électrique.

### I.5.2 L'Opérateur du Système Électrique (OS) (Dispatching) :

La conduite du système est assurée par l'OS chargé de la coordination du système de production /transport de l'électricité et veille en particulier à l'équilibre permanent entre l'offre et la demande. Son rôle est avant tout d'assurer la sécurité de fonctionnement du réseau interconnecté.

## I.6 Les infrastructures constituant le réseau électrique de GRTE :

La structure du réseau électrique de GRTE (figure I.4), est constitué des :



**Figure I.4 :** Carte du réseau de transport de l'électricité mis à jour le 31/12/2018

### I.6.1 Lignes Haute et Très Haute tensions (THT et HT):

Les lignes électriques (figure I.5), assurent la fonction « transport de l'énergie » sur les longues distances. Elles sont constituées de 3 phases, et chaque phase peut être constituée d'un faisceau de plusieurs conducteurs (de 1 à 4) espacés de quelques centimètres afin de limiter l'effet couronne qui entraîne des pertes en lignes, différentes des pertes Joule. L'ensemble de ces 3 phases électriques constitue un terne.



Figure I.5 : Ligne 220 kV

### I.6.2 Postes électriques THT/HT et HT/MT : [4]

Nœuds stratégiques du réseau, les postes électriques ressemblent à des gares de triage où nous orientons l'électricité sur le réseau de transport en utilisant des technologies très pointues. Avec l'utilisation des Nouvelles Technologies de l'Information et de la Consommation (NTIC) et le développement de nouveaux logiciels de traitement des données, les postes électriques deviennent de plus en plus intelligents.

Les postes électriques reçoivent l'énergie électrique, la transforment et la répartissent. Certains d'entre eux sont comparables à des échangeurs entre une autoroute et une route nationale ou départementale. Ce sont les «postes sources» qui, en abaissant la haute et très haute tension en moyenne ou basse tension, permettent à l'électricité de passer du réseau de transport au réseau de distribution. Il existe deux types des postes.

- Les postes type **AIS** (**A**ir **I**nsulated **S**witchgear) appareillage isolé par l'air.
- Les postes type blindés **GIS** (**G**az **I**nsulated **S**witchgear) appareillage isolé par gaz.



(a)



(b)

Figure I.6: Différents types de Postes : a) type GIS (Blindé), b) Postes type AIS (Extérieur).

Comme on trouve aussi des postes mobiles (Cabine mobile) soit 220/30, 60/30 et 60/10 kV (Figure I.7), équipés de 03 remorques mobiles :

- Une remorque pour la travée ligne soit 220 ou 60 kV.
- Une remorque pour la travée transfo soit 220/30 ,60/30 ou 60/10 kV.
- Une remorque pour l'étage MT (Arrivée et 04 Départ) soit 30 kV ou 10 kV.



**Figure I.7** : Poste Mobile 220/30 kV (Cabine mobile) OUMACHE

### I.7 Chiffres clé sur le parc du réseau de transport algérien : [6]

Les chiffres dans tableaux suivants nous donnent une aperçue générale sur le parc (Lignes, transformateurs de puissance et postes) en service du réseau électrique de GRTE par région jusqu'au 31 décembre 2018.

	ALGER Capital	ALGER Centre	ANNABA	ORAN	SETIF	Hassi Messaoud	TOTAL
Lignes aériennes							
400 kV	0	1084,97	833,46	640,55	568,47	998,80	4126,25
400 kV exploités en 220 kV	0	0	0	316	98	217,5	631,5
220kV	147,93	2247,62	1619,01	3287,23	2958,57	3502,11	13762,47
150 kV	0	0	22,05	0	50,33	0	72,38
90 kV	0	0	566,71	/	0	0	566,21
60 kV	256,57	2092,5	1407,71	3264,07	2041,49	773,12	9835,46
<b>TOTAL des lignes</b>	<b>404,50</b>	<b>5426,59</b>	<b>4448,44</b>	<b>7518,25</b>	<b>5716,49</b>	<b>5663,03</b>	<b>29177,72</b>
Câbles souterrain							
400 kV	0	0	0	0	3,16	0,76	3,92
220 kV	38,43	15,11	7,17	12,35	2,10	3,35	78,51
60 kV	189,47	47,65	38,44	85,01	22,82	0,90	387,29
<b>TOTAL des Câbles</b>	<b>227,90</b>	<b>62,76</b>	<b>45,61</b>	<b>97,36</b>	<b>28,08</b>	<b>4,92</b>	<b>466,63</b>
<b>TOTAL GENERAL</b>	<b>632,40</b>	<b>650489,35</b>	<b>4594,05</b>	<b>7615,61</b>	<b>5744,94</b>	<b>5668</b>	<b>29644,35</b>

Tableau I.1: Parc des lignes en (Km) et par niveau de tension

	ALGER Capital	ALGER Centre	ANNABA	ORAN	SETIF	Hassi Messaoud	TOTAL
Transformateur							
400/220 kV	0	10	6	5	6	5	33
220/30 kV	0	0	1	0	3	26	30
220/60/11 kV	23	39	33	45	43	14	197
60/30 kV	69	96	80	136	109	32	522
HT/MT/MT kV	8	8	3	15	1	0	35
<b>TOTAL TR</b>	<b>100</b>	<b>153</b>	<b>123</b>	<b>201</b>	<b>162</b>	<b>78</b>	<b>817</b>

Tableau I.2 : Nombres des transformateurs de puissance

	ALGER Capital	ALGER Centre	ANNABA	ORAN	SETIF	Hassi Messaoud	TOTAL
Cabine Mobile							
220/30 kV	/	1	2	3	7	15	28
60/30 et 60/10 kV	15	16	17	17	21	6	92
<b>TOTAL CM</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	<b>28</b>	<b>21</b>	<b>120</b>

Tableau I.3 : Nombres des Cabine Mobiles

	ALGER Capital	ALGER Centre	ANNABA	ORAN	SETIF	Hassi Messaoud	TOTAL
Postes							
400/220 kV	0	4	3	2	3	4	16
220/60 kV	0	6	5	7	11	3	39
220/30 kV	0	0	2	0	2	14	18
220/60/30kV	4	10	9	12	9	4	48
60/30 et 60/10kV	27	31	30	51	38	12	189
HT/MT/MT	1	5	1	5	1	0	13
60 kV	400 KV	0	1	0	0	0	3
	220 KV	0	2	1	2	1	9
<b>TOTAL</b>	<b>39</b>	<b>59</b>	<b>51</b>	<b>79</b>	<b>67</b>	<b>40</b>	<b>335</b>

Tableau I.4 : Nombres des postes en service

## I.8 Le poste électrique et ces constituants : [3] [4]

Le poste est constitué essentiellement des:

### I.8.1 Equipements Haute tension :

#### I.8.1.1 Les Sectionneurs:

Dans le poste électrique, il est toujours souhaitable de déconnecter une partie du système pour l'entretien général et certaines réparations ; ceci est accompli par un sectionneur. Le sectionneur est à l'origine un commutateur à couteau (figure I.8), est conçu pour ouvrir souvent un circuit sans charge. Les sectionneurs fonctionnent uniquement lorsque la ligne ou la barre à laquelle ils sont connectés ne porte aucune charge. Par exemple, considérons que le sectionneur est connecté des

deux côtés d'un disjoncteur, si les sectionneurs doivent être ouverts, le disjoncteur doit être ouvert en premier, si un sectionneur est ouvert négligemment, l'arc résultant, lorsqu'il est soumis à un courant élevé, il provoque facilement un retournement à la terre. Cela pourrait endommager les isolateurs et même causer un accident mortel à l'opérateur, en particulier dans le circuit haut tension surtout pour les commande d'ouverture en locale.

Dans un poste on trouve trois types de sectionneur :

- Les sectionneurs de barre dite d'aiguillage.
- Les sectionneurs tête de ligne avec sectionneur de terre.
- Les sectionneurs d'isolement on l'utilisent généralement pour encadrer les transformateur de puissance.



(a)



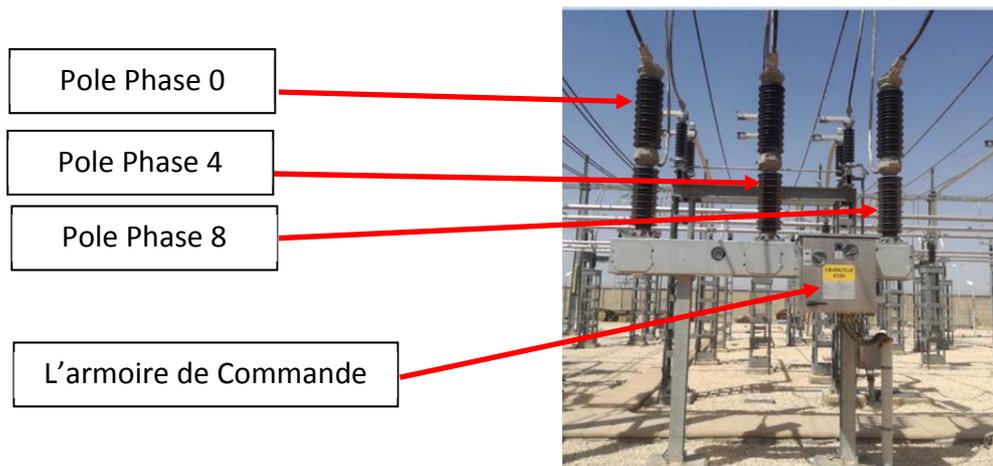
(b)

**Figure I.8 :** a) et b) Sectionneur de barre 60 kV.

### I.8.1.2 Les Disjoncteurs:

Le disjoncteur (figure I.9), est un équipement qui peut ouvrir ou fermer un circuit dans des conditions normales (à vide ou en charge) ou de défaut, ce déclenche en cas de défaillance pouvant endommager un autre instrument du poste tel que les transformateurs de puissance ou les lignes de transport. Il est conçu pour pouvoir être utilisé manuellement (ou par télécommande) dans des conditions normales et automatiquement en cas de défaut. Il est constitué de contacts fixes et mobiles qui se touchent normalement, c'est-à-dire lorsque le disjoncteur est fermé. Chaque fois qu'un défaut survient, la bobine de déclenchement est mis sous tension, les contacts mobiles sont tirés par un mécanisme quelconque et par conséquent le circuit est ouvert ou est interrompu . Par

conséquent, le principal problème d'un disjoncteur est d'éteindre l'arc dans le temps le plus court possible afin que la chaleur dégagée par celui-ci n'atteigne pas une valeur dangereuse.



**Figure I.9 :** Disjoncteur 60 kV SF6 tripolaire.

### I.8.1.3 Les réducteurs de courant (TC) et de Tension (TT) : [12]

Les courants et les tension dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) et les transformateurs de tension (Figure I.10) permettent de ramener ces courants et tension forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils de mesure ou protection, généralement 1 à 5 ampères pour les TC et 100 et 57,7 volts pour les TT. La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire une valeur proportionnelle à la valeur primaire mesurée. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection.



(a)



(b)

**Figure I.10 :** Réducteurs de mesures : a) Transformateur de courant (TC), b) transformateur de Tension (TT).

#### I.8.1.4 Les Parafoudres:

Leurs rôles est d'assurés la protection des équipements aux surtensions de foudre et de manœuvre, pour leur bon fonctionnement les parafoudres doivent être associés à un filet de garde sur le poste et un câble de garde sur au moins une partie de la ligne et a un circuit de terre de qualité (figure I.11).

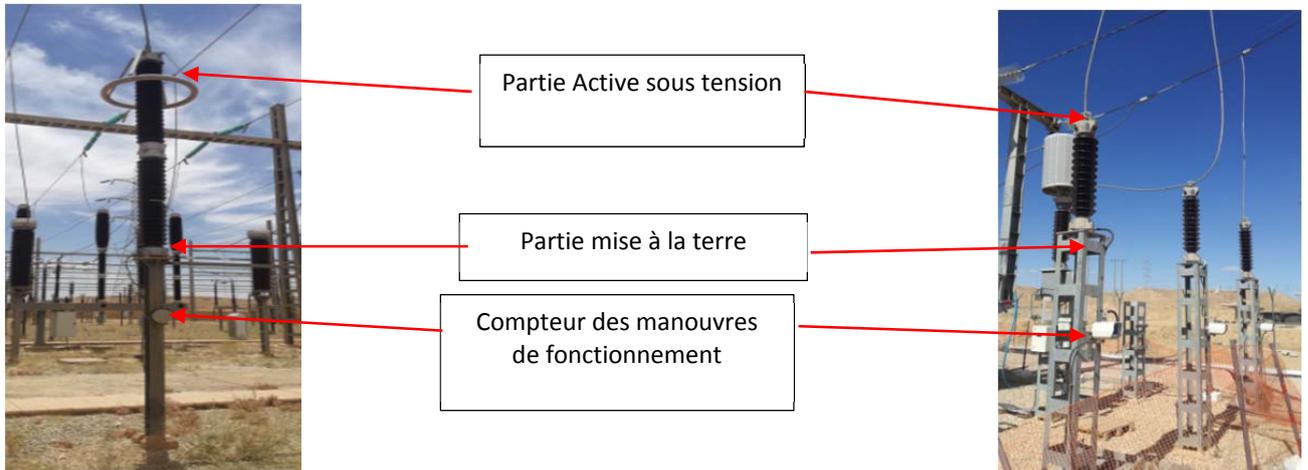


Figure I.11 : Parafoudres dans les postes

#### I.8.1.5 Les Transformateurs de Puissances: [9] [10]

Les transformateurs [Figure I.12] ont pour rôle de modifier la tension ou (l'intensité) d'un courant alternatif sans nécessiter d'organe en mouvement, d'où leur non de « transformateur statique ». Ces appareils sont réversibles et permettent soit l'élévation soit l'abaissement de la tension, d'où possibilité de choisir indépendamment l'une de l'autre, la meilleure tension pour la production, le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique et de passer facilement de l'une à l'autre.



Figure I.12 : TR 220/60/11 kV 120 MVA avec TSA 11/0.4 kV 630 KVA Au Poste BISKRA.

### I.8.1.5.1 Les différents types des transformateurs :

La Figure I.13 suivante représente les différents types des transformateurs utilisés dans le réseau électrique.

#### ✚ Production et Transport d'énergie :

- Transformateurs éleveurs des centrales de production (5.5/220 KV et 12/400 KV).
- Transformateurs abaisseurs des postes (220/60 KV ,220/30 KV, 60/30 KV et 60/10 KV).
- Autotransformateurs d'interconnexions (400/220 KV).
- Les bobines d'inductance Shunt « SELF ».
- Les bobines de point neutre.

#### ✚ Distribution :

Transformateur MT/BT (30/0,4 KV et 10/0,4 KV) de puissance assignée < 3150 KVA ces transformateurs ont les appels TSA (Transformateurs Service Auxiliaire) leurs rôle dans les postes c'est d'alimenté tous ce qui est l'éclairage et chauffage, les ventilateurs de refroidissement des transfos de puissance et les redresseur (chargeur des Batteries 127 et 48 Vcc) en tension alternative 380 et 220 Volts

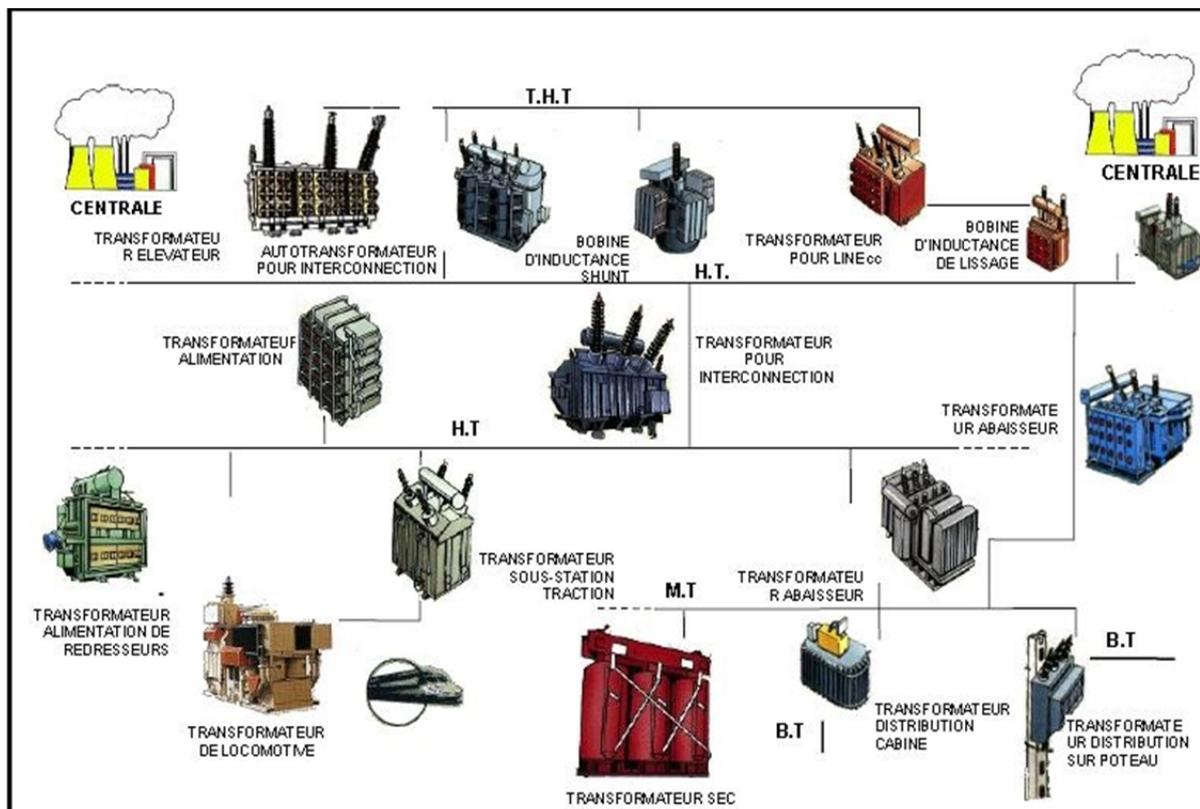


Figure I.13 : les différents types des transformateurs utilisés dans le réseau électrique

### I.8.2 Les équipements basse tension :

Les équipements base tension se trouvent dans des bâtiments de relayages **BR** comme le poste de Biskra c'est un ancien poste avec ces équipement de protection électromécanique et statique il est équipé de deux grand bâtiments de relaye 220 kV et 60 kV là où il est réunirent toutes les équipements (protection et contrôle) base tension des ancien travées que soit lignes ou transformateurs sur des châssis de relayage (Figure I.15) par contre et après la réalisation des nouveaux travées lignes et transfos (extension du poste) en 2003 chaque deux travées sont réunirent dans un petit bâtiment de relayage **BR** équipé des armoires de contrôle Cmd (Figure I.16) et de protection(Figure I.17).

#### I.8.2.1 Protections et controls commandes:

Dans les nouveaux **BR** du poste, chaque travée que soit ligne ou transformateur et équipée de deux armoires l'une pour **le contrôle commande** elle est équipée de :

Unité de travée pour les manœuvres de commande ouverture, fermeture et verrouillage des organes de coupure HT (Disjoncteurs et sectionneurs).

- Les compteurs d'énergie active et réactive.
- Le régulateur de tension pour les travées transformateur.
- L'autre pour **les protections** elle est équipée de tous les différents types de protections de chaque travée ligne ou transformateur.

Les deux armoires sont dotées par d'autres accroires BT comme :

- Les bornes pour le câblage BT.
- Les relais intermédiaires et les contacteurs pour les positions et commande des organes HT.
- Les court-circuiteurs de courant (sectionneur pour court-circuiter les courants secondaires des TC) en cas d'intervention ou maintenance soit sous tension ou hors tension.
- Les boites d'essai pour les essais des protections an cas de maintenance soit sous tension ou hors tension.
- Les **ICT** : Interrupteur de **C**onsignation des **T**ranche.
- Les **ICS** : Interrupteur de **C**onsignation des **S**ignalisation.



Figure I.15

Châssis de relaying BT



Figure I.16

Armoire de control commande



Figure I.17

Armoire de Protection

### I.8.2.2 Les consigneurs d'états:

- **EMS1000** : c'est un ancien équipement statique qui sert à Enregistrer tous les Manœuvres et Signalisation (Figure I.18) avec alarme sonore en mode exploitation normal ou en cas d'incident (défaut).
- **Le CCN** : Contrôle Commande Numérique (Figure I.19) en plus de sa tache de télémessure des grandeurs électrique (U, I, P, Q) et télécommande des organes de coupure HT à distance au niveau du poste et les postes autour de lui, il enregistre aussi tous les manœuvres et signalisation avec alarme sonore en mode exploitation normal ou en cas d'incident (défaut).



Figure I.18 : EMS 1000



Figure I.19 : CCN du poste BISKRA

### I.8.2.3 Les services auxiliaires Alternative (220 et 380 Vac):

L'alimentation des circuits alternation dans les postes tels que le circuit chauffages, éclairages, prises de courant, les redresseurs, les ventilos des transfos et les moteurs des régleurs de transfos sont assurés par (Figure I.20)

- Deux transformateurs service auxiliaire (TSA) soit 30/0.4 kV ou 11/0.4 kV raccorder avec les transformateurs de puissances.
- Un groupe électrogène pour le secours (Figure I.21) on cas de manque tension général.



**Figure I.20**

Transformateurs service auxiliaire



**Figure I.21**

groupe électrogène de secours

### I.8.2.4 Les services auxiliaires continus (127 et 48 Vcc):

Le courant continu, dans les ouvrages du transport, doit être une source stable insensible aux perturbations du réseau qui permet d'alimenter de manière sûr tout le système de protections, contrôle commande et automates dans les ouvrages transport.

Cette source est constituée principalement des:

- Redresseurs (Figure I.22) permettant de transformer la tension alternative en une tension continue régulée, cette tension permet d'une part d'alimenter l'installation et d'autre part d'assurer la charge de la batterie d'accumulateurs,
- Batteries d'accumulateur (Figure I.23) permettant de stocker l'énergie délivrée par le redresseur afin de prendre le relais pour alimenter l'installation en cas d'absence alternatif ou de panne redresseur.
- Onduleurs pour l'alimentation des serveurs, ordinateurs, imprimantes en courant alternatif en cas de coupure de ce dernier (Figure I.24).
- Armoires distribution du courant continu.

L'indisponibilité ou la défaillance de cette source d'alimentation des automates de protection du réseau à un impact grave sur les équipements pour peu qu'un défaut survienne lors du manque courant continu.



Figure I.22 : Redresseur



Figure I.23 : Batteries 127 et 48 Vcc



Figure I.24 : Onduleur DC/AC (127 Vcc/220 Vac)

### I.8.3 Schémas type pour les postes 220 KV :

Les schémas comportent :

#### I.8.3.1 Alimentation par tension continu 127 V : (Figure I.25)

- Un premier ensemble redresseur -batterie raccordée à la barre 127Vcc principale ( $\pm T1$ ).
- Un deuxième ensemble redresseur batterie raccordée à la barre 127Vcc secours ( $\pm T2$ ).
- Un troisième redresseur permettant le secours des deux redresseurs.
- Un système de commutation des barres 127Vcc principale et secours.
- Un groupe électrogène de secours pour l'alimentation alternative.

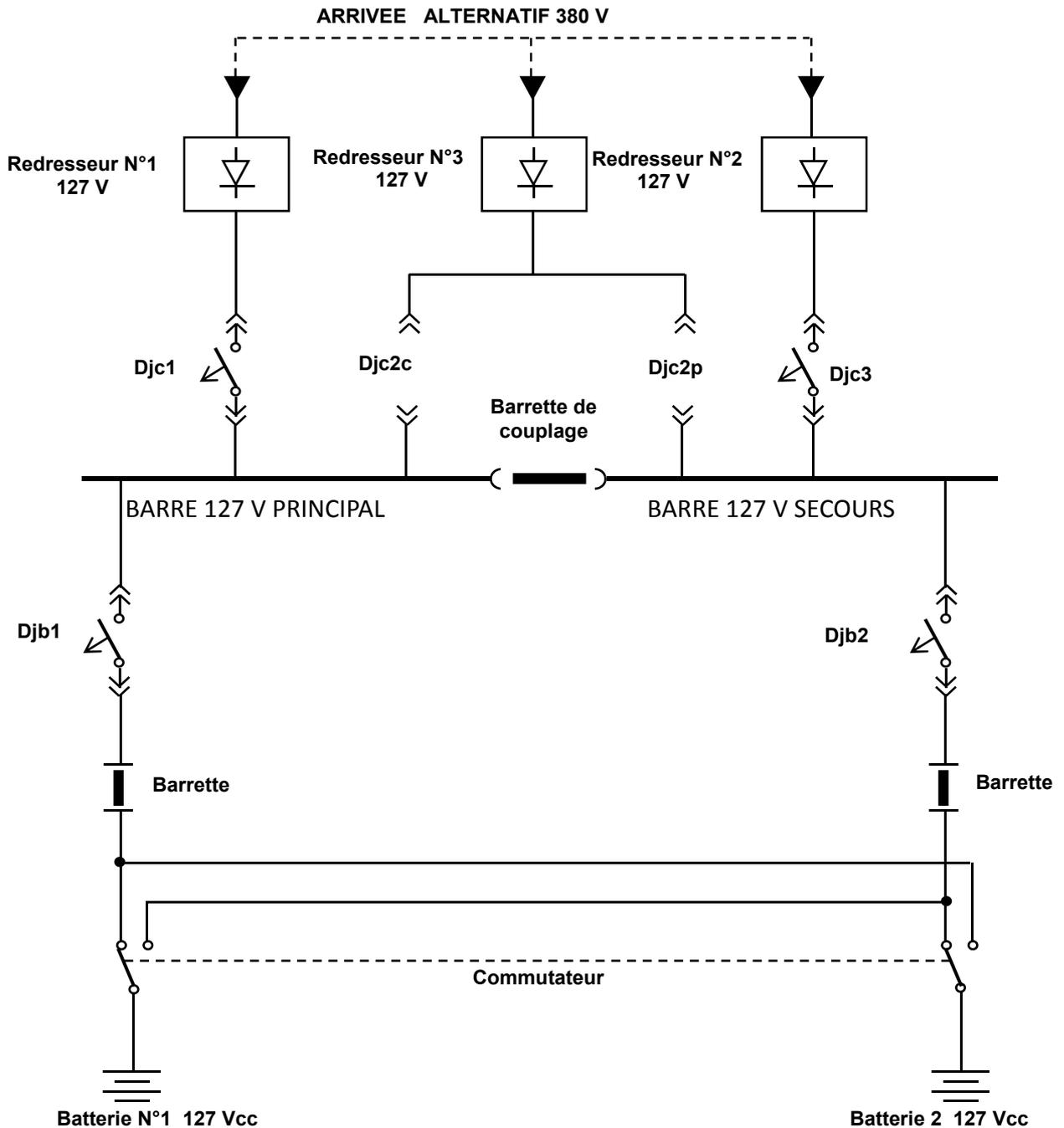


Figure I.25 : Schémas unifilaire des auxiliaire 127 Vcc

### I.8.3.2 Alimentation par tension continue 48 Vcc : (Figure I.26)

- Une batterie raccordée à la barre 48V à travers :
- Un disjoncteur pour la protection, la signalisation et l'ouverture en charge.

Deux redresseurs 48 V encadrés par deux disjoncteurs pour la protection, la signalisation et l'ouverture en charge avec un asservissement de basculement automatique.

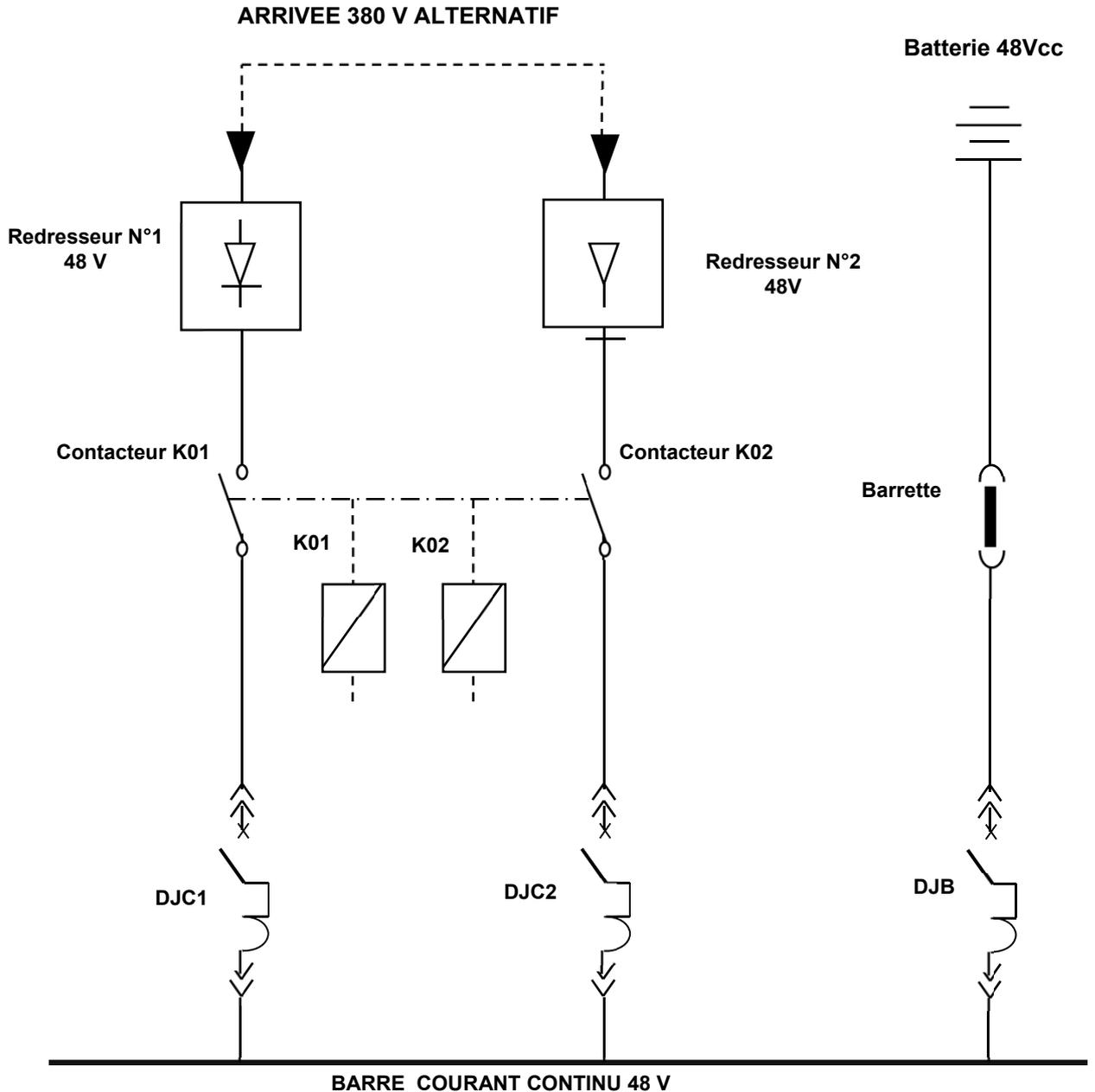


Figure I.26 : schémas unifilaire des auxiliaire 48 Vcc

#### I.8.4 Les équipements de télécommunication:

- les armoires CPL
- les armoires RTU
- les armoires SDH

#### I.8.5 Salle de commande:

Ou se trouve le synoptique pour l'ancienne génération des poste pour commander et contrôler des organes de coupures HT, le synoptique est équipé des boutons passoires dite **TPL** (Tourner - Pousser - Lumineux), **TL** (Tourner – Lumineux), des ampèremètres et voltmètre.

La salle de commande du poste 220/60/30 kV de Biskra (Figure I.27). A réuni les deux générations anciennes (synoptique classique) et la nouvelle génération après sa numérisation en 2003 par un CCN (Contrôle Commande Numérique).

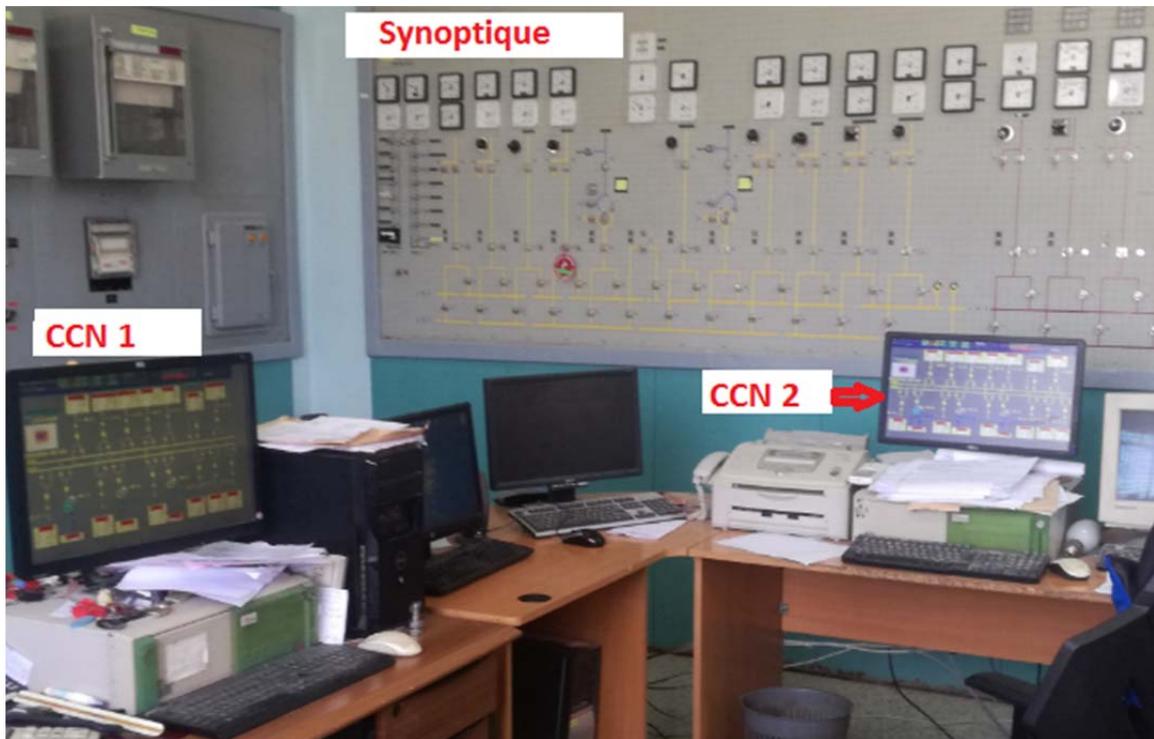


Figure I.27 : La salle de commande du poste 220/60 30 kV BISKRA

### I.9 Architecture et exploitation du poste 220/60/30 KV de Biskra :

Avant l'année 2003 Le poste 220/60/30 KV BISKRA avec sa puissance installée de **360 MW** (trois transformateurs 220/60/11 KV de **120 MVA** de chacun) et leur jeux de Barre 220 kV avec son rôle de répartition, il a joué un rôle très important d'interconnexion entre le réseau sud par les deux lignes 220 KV EL OUED (actuellement et EL FOULIA) et TOUGGOURT (actuellement EL BERD) et le réseau Nord par les Lignes 220 kV BATNA et M'SILA (surtout lords du **blackout Régional** qui a toucher le réseau en 2001 et grâce au relai d'ilotage installé dans le poste Biskra avec son fonctionnement correcte il a séparé les deux réseaux pour éviter le **blackout Nationale**).

Après un grand investissement de la part de GRTE et SPE par les réalisations et mise en service de la nouvelle centrale électrique OUMACHE région CHEGGA d'une puissance de **456 MW** , du poste 400/220 kV SIDI OKBA région Ain Nagga , et les lignes 400 kV SIDI OKBA/FKIRINA et SIDI OKBA/SALEH BEY et SIDI OKBA/OUMACHE, le poste Biskra assure la tache de répartition l'alimentation de ses potes de Distribution autour de lui par des lignes 220 et 60 kV un comme il est représenté le positionnement du poste 220/60/30 kV BISKRA dans le réseau électrique (Figure I.28).



Travées lignes 220 kV aiguillés sur le jeu de barre 2 sont :

- Travées lignes 220 KV BATNA et MSILA.
- Travées lignes 220 KV SIDI OKBA 1, SIDI OKBA 2 et TOLGA.
- Travées 220 KV transformateurs 220/60/11 KV N° 1, N°2 et N°5.

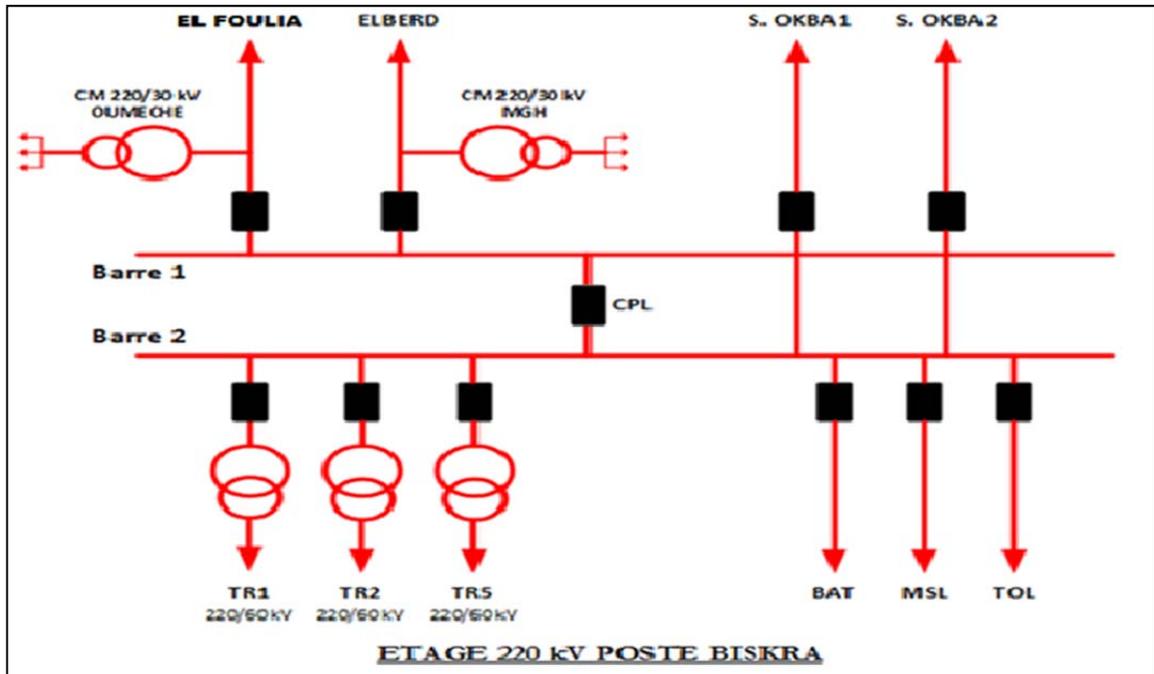


Figure I.29 : schéma globale unifilaire du l'étage 220 kV

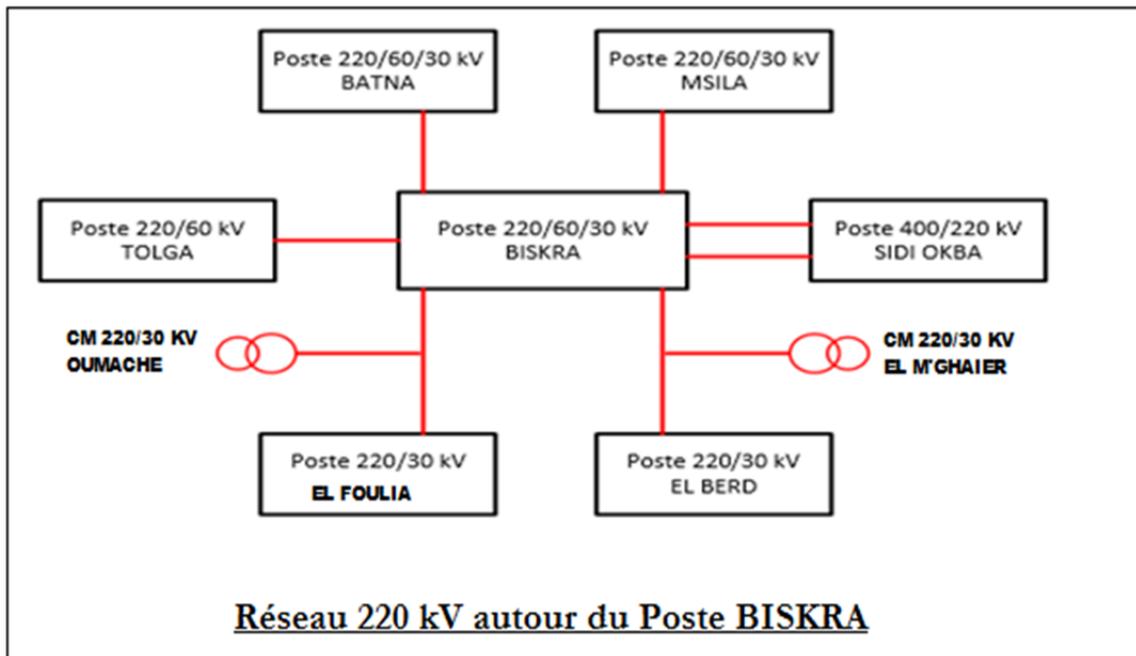


Figure I. 30 : les postes entourer de poste Biskra

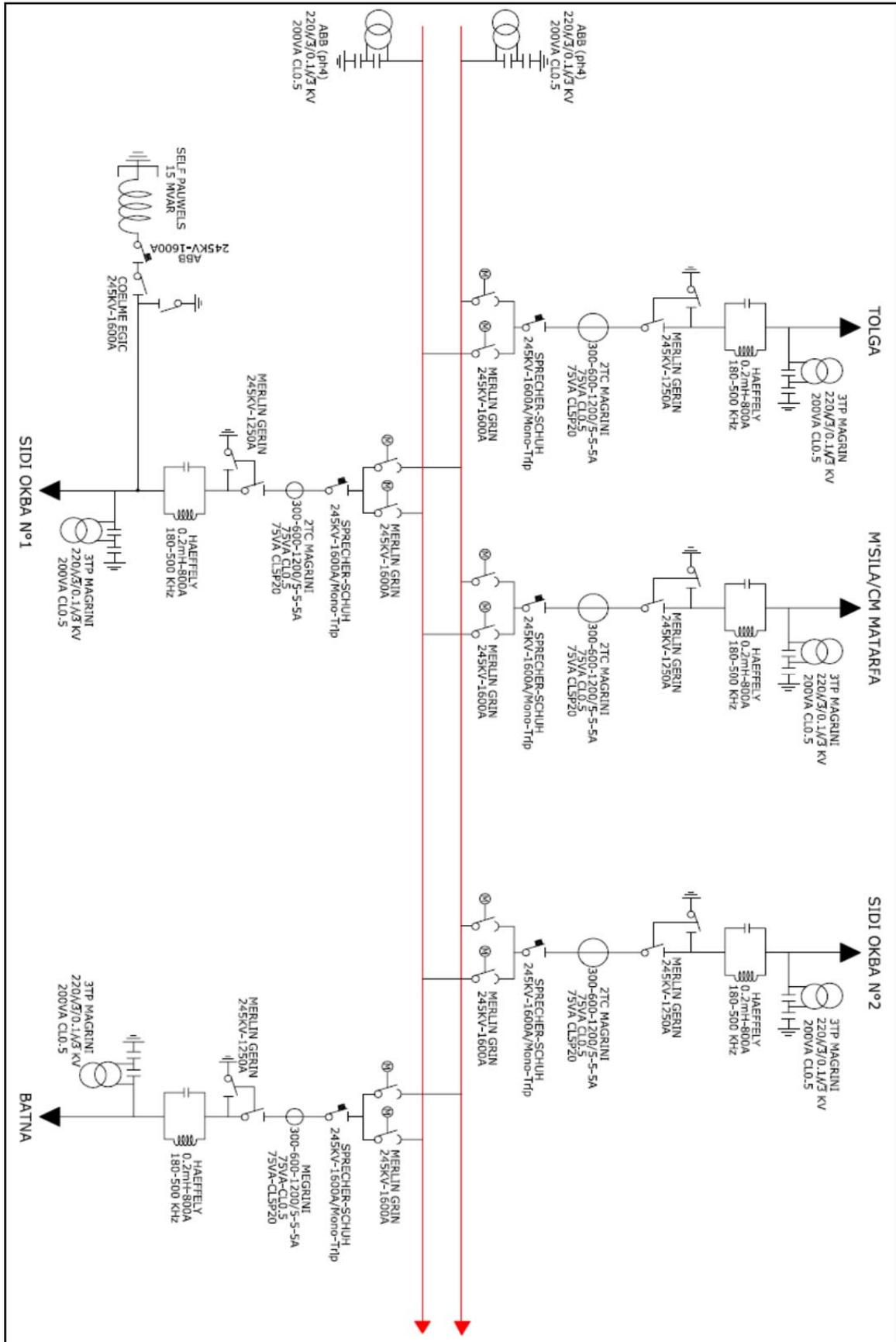


Figure I.31 : 1<sup>ère</sup> partie du schéma unifilaire détaillé avec les équipements THT de l'étage 220 kV

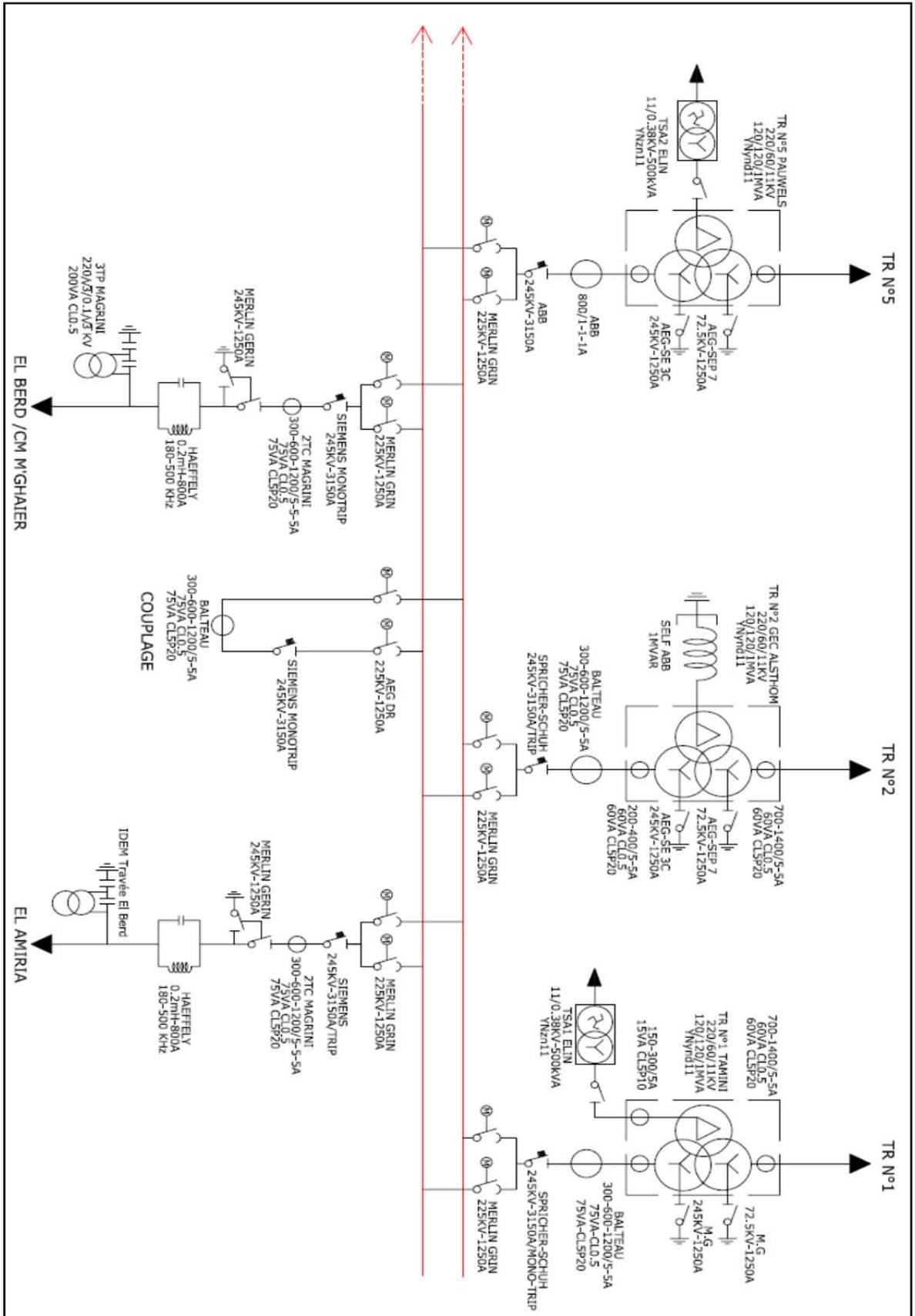


Figure I.32 : 2<sup>ème</sup> partie du schéma unifilaire détaillé avec les équipements THT de l'étage 220 kV

### I.9.2 Etage 60 kV :

Comme il est représenté sur la (Figure I. 33), (Figure I.34) et (Figure I.35) l'étage 60 kV est constitué de :

- **03** Travées Arrivées 60 kV des Transformateurs 220/60/11 kV N°1, N°2 et N°5
- **03** Travées 60 kV Transformateurs 60/30 kV N°3, N°4 et N°6
- **08** Travées lignes 60 kV
- **01** Travée Couplage Barre 60 kV

Il est exploité disjoncteur de Couplage 60kV fermé.

Les Travées 60 kV aiguillés sur le jeu de barre 1 sont :

- Travée ligne 60 KV TOLGA avec piqueur du Poste Mobile 60/30 KV LOUTAYA
- Travée ligne 60 KV Ain Nagga avec piqueur du Poste Mobile 60/30 KV GARTA
- Travée ligne 60 KV ENICAB Secours avec piqueurs des postes mobile 60/10 kV Biskra Ouest et 60/30 kV Zone Industriel
- Travée arrivée 60 KV du transformateurs 220/60/11 KV N°2.

Les Travées 60 kV aiguillés sur le jeu de barre 2 sont :

- Travées lignes 60 KV ENICAB, Biskra Ville1, Biskra Ville2 et SONATRACH(SP2).
- Travée ligne 60 KV CHETMA avec piqueurs des Postes Mobile 60/10 kV EL ALIA1 et ELALIA2 et 60/30 kV CHETMA.
- Travées arrivées 60kV des transformateurs 220/60/11 KV N°1 et N°5.
- Travées transformateurs 60/30 KV N°3, N°4 et N°6

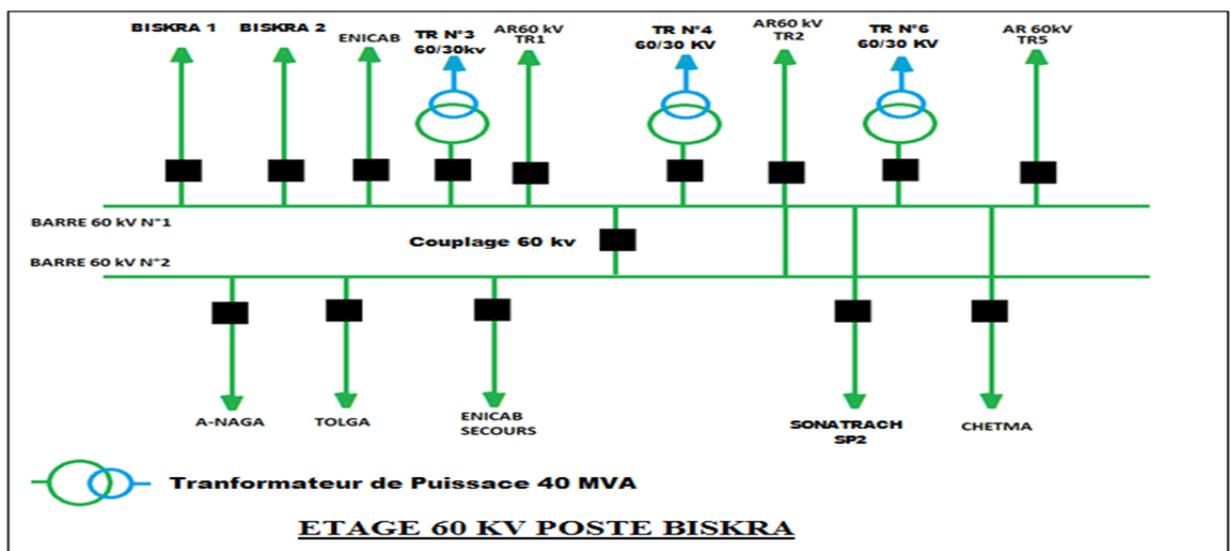


Figure I.33 : schéma globale unifilaire du l'étage 60 kV



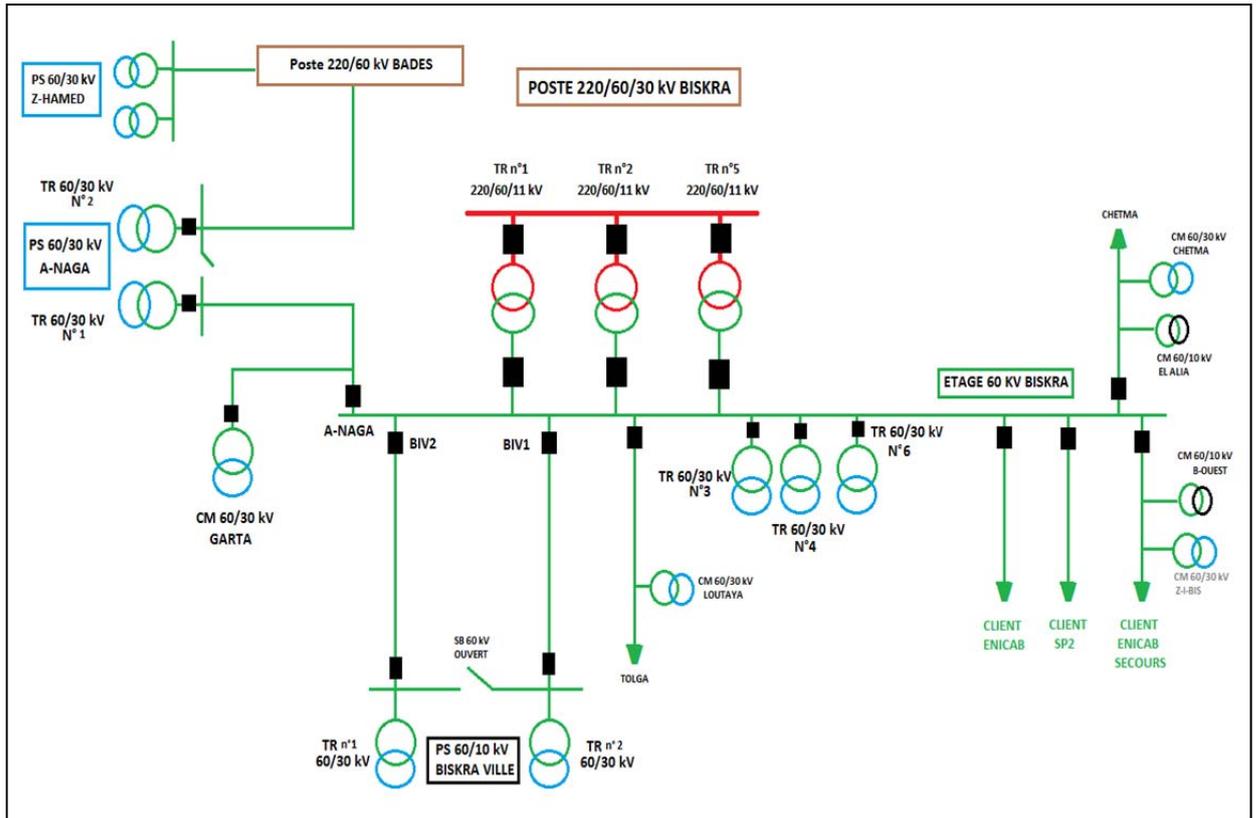


Figure I.35 : Schéma unifilaire de répartition de l'étage 60 kV

### I.9.3 Déficients type de relai de protection : [ 8 ], [12]

Pour permettre de protéger de façon sûre et sélective les lignes et les transformateurs contre tous les types de défauts il est nécessaire de doter le réseau par types de relai de protection suivantes :

#### I.9.3.1 Protection à maximum de courant :

Mesure la variation de courant de transit et fonctionne au-delà du seuil de courant admissible maximum affiché. Elle peut être à temps constante ou inverse.

#### I.9.3.2 Protection différentielle:

Elle fonctionne selon le principe de la loi de KIRCHOFF (courants entrants = courants sortants). La protection mesure en permanence les courants et fonctionne si le déséquilibre dépasse le seuil prééglé ce type de protections sont utilisées pour protéger les transformateurs de puissances ainsi les jeux de barre.

#### I.9.3.3 Protection de surcharge thermique:

Cette protection s'avère nécessaire vis-à-vis des surcharges engendrées par les reports de charge qui sont à l'origine des fonctionnements en régime perturbé du réseau donc elle mesure l'image thermique du courant de transit soit pour les lignes ou les transformateurs.

**I.9.3.4 Protection à minimum d'impédance (de distance) :**

Surveille les variations d'impédance de la ligne concernée par la mesure des tensions et courants. Si la valeur atteint un seuil prédéterminé selon une caractéristique de fonctionnement, la protection démarre, mesure la distance et isole le défaut.

**I.9.3.5 Protection Directionnel de terre:**

Elle mesure la puissance résiduelle de terre causée par des défauts résistants (courant faible) non détecté par la protection de distance. La mesure est obtenue à travers la combinaison des courants et tensions homopolaires.

**I.9.3.6 Protection de Fréquence:**

C'est des relais qui contrôlent la stabilité de la fréquence contre les baisses et haute fréquence, ils sont utilisés beaucoup pour le **délestage** automatique des charges et **l'ilotage** (dite aussi protection de sauvegarde).

**I.9.3.7 Protection Voltmétrique:**

Max et Min tension ( $U>$ ,  $U<$ ) leur rôle de protéger le réseau des surtensions et les chutes de tension.

**I.9.4 Organigramme de génération des relais de protection :**

Grâce au progrès technologique, le plan de protection n'est pas figé, mais en perpétuelle évolution suivante : (Figure I.36) (Figure I.37).

- La génération de protections électromagnétique.
- La génération de protections statique.
- La génération de protection Numérique.

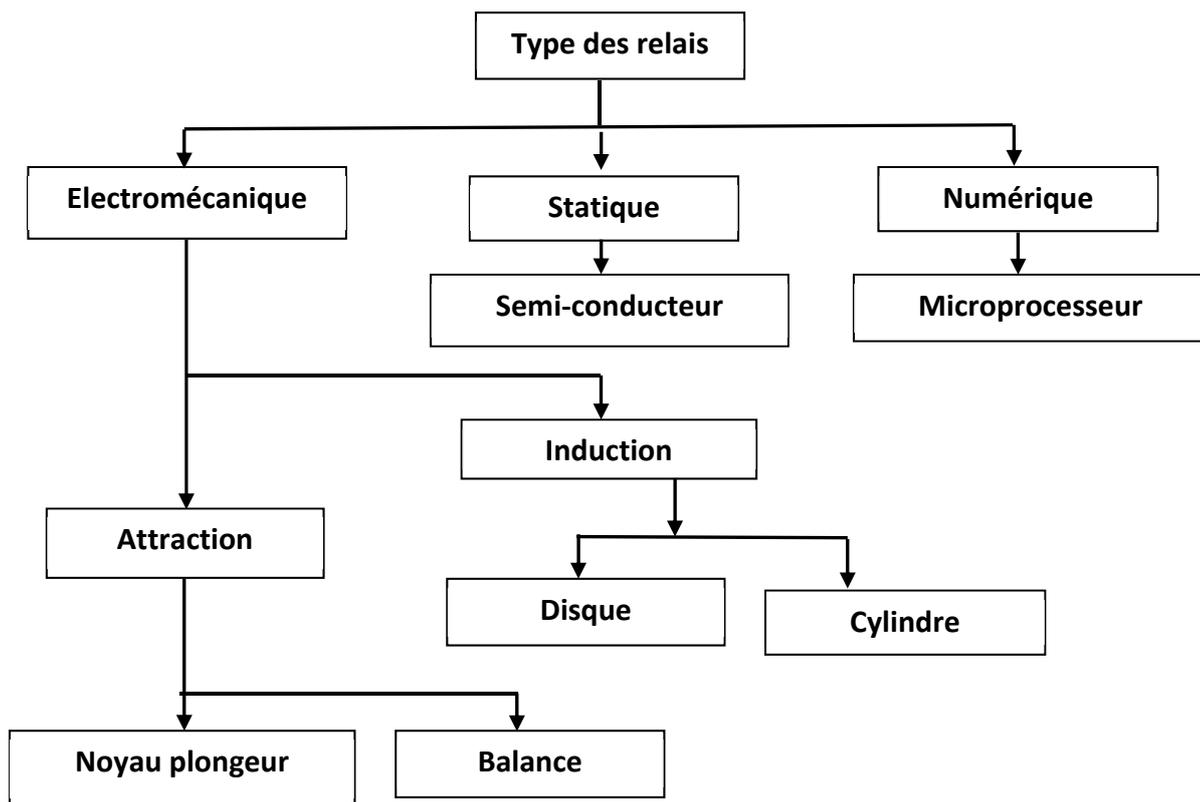


Figure I.36 : Schéma des différentes générations des relais.

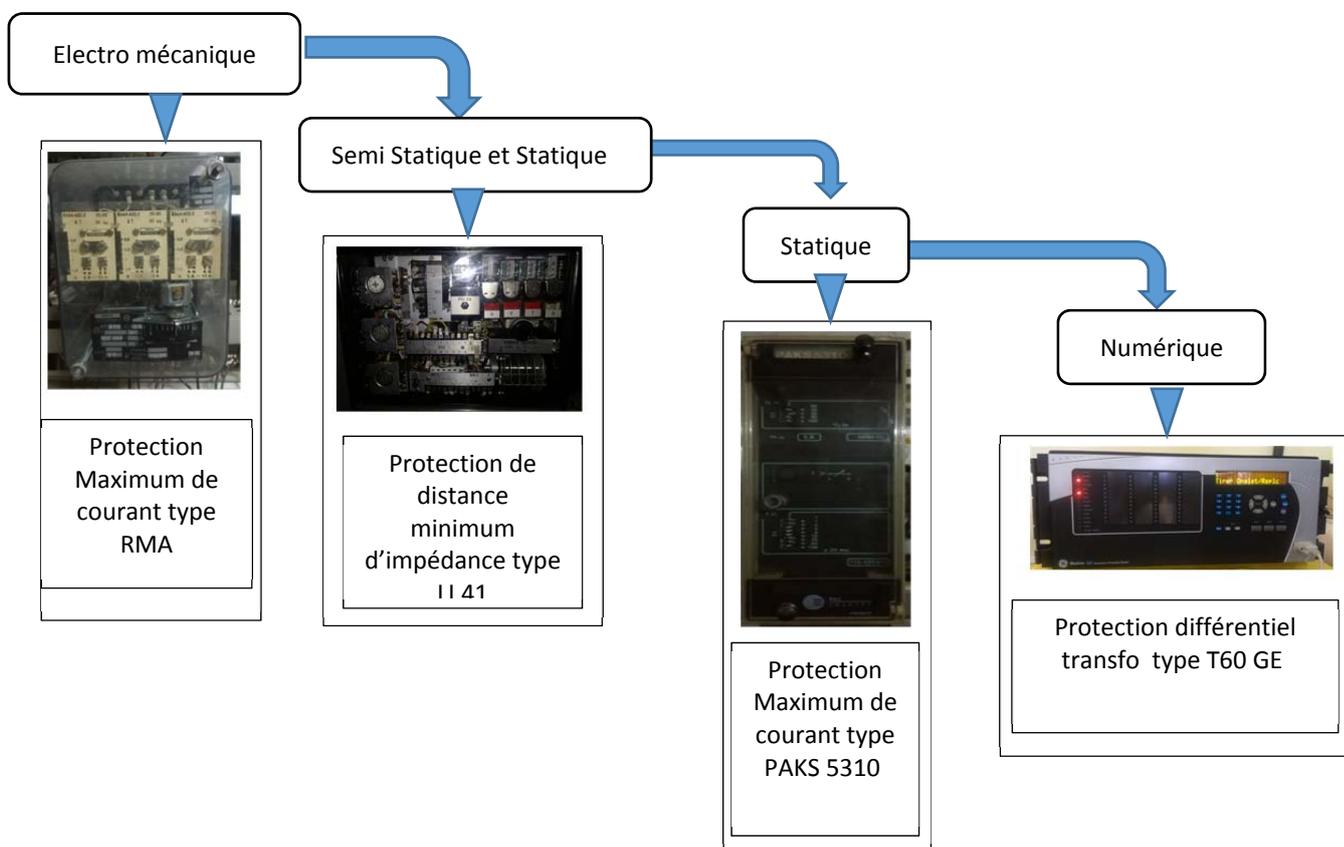


Figure I. 37 : Schéma des différentes générations de relai et constructeur.

**I.10 Conclusion :**

Dans ce chapitre on a exposé en bref les différents éléments qui constituent le réseau électriques Algérien. De point de vue exploitation, le réseau Algérien est structuré en plusieurs réseaux à savoir, le réseau de transport, le réseau de répartition et le réseau de distribution permettant d'acheminer l'énergie des centres de production vers les consommateurs. De point de vue sécurité et fiabilité le réseau électrique de la Sonelgaz est équipé d'un système de protection bien coordonné, pour cela, une description généralisée sur les éléments de protection associés aux différents postes THT/HT de GRTE de Biskra a été présentée. Le prochain chapitre sera consacré à exposé en détails les principales protections associés aux transformateur de puissance.

# **Chapitre II**

## **Généralités sur les protections des transformateurs**

## II.1 Introduction :

L'énergie électrique produite par les centrales électriques n'est pas, ou n'est que très partiellement utilisée sur les lieux même de sa production. Il y a donc nécessité de transporter cette énergie vers les centres urbains ou les sites industriels.

Le transformateur, par ces différents domaines d'utilisation rend possible ce transport et se trouve présent à toutes les étapes d'utilisation de l'énergie électrique depuis le transport jusqu'à l'utilisation. A puissance constante, la tension et le courant varient en sens inverse, la possibilité d'augmenter fortement les tensions conduit à réduire dans la même proportion des courants correspondants.

Vue à l'importance du transformateur dans le réseau il est indispensable de le protéger maximum contre les défauts.

## II.2 Les Phénomènes externes aux transformateurs : [9]

### II.2.1 Les surcharges :

La surcharge d'un transformateur est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, les origines de surcharge sont :

- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement sur des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes et accélèrent le vieillissement des équipements constituant les transformateurs.

### II.2.2 Les surtensions :

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions des manœuvres.
- Les surtensions des foudres.

Les surtensions provoquent le claquage et le vieillissement de l'isolation.

### II.2.3 Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases d'un transformateur. Ils apparaissent surtout dans les transformateurs de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.

- Des échauffements.

#### II.2.4 Les courts circuits :

Les court-circuit sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différente ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu.

Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le transformateur.

Le courant de court-circuit (triphase) est une donnée essentielle pour le dimensionnement des équipements électrique

##### II.2.4.1 Les différents types de court-circuit : [ 4 ]

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être (Figure II.1) :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé** : entre deux phases raccordées, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- **Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

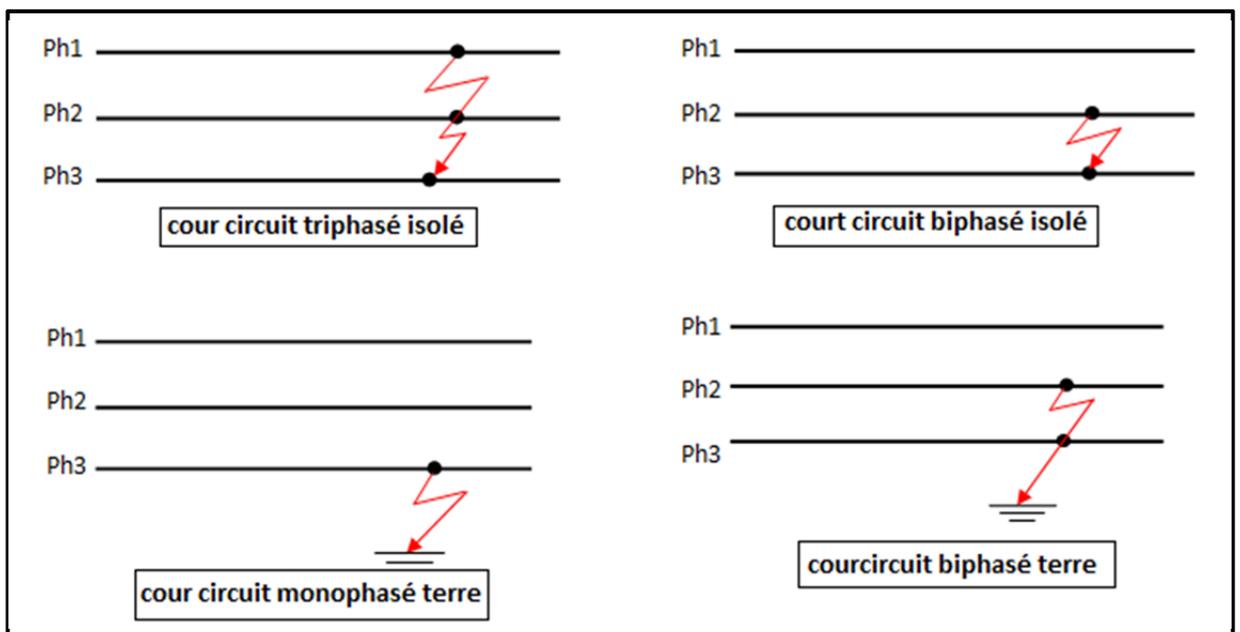


Figure II.1 : Différent types de cour circuit

##### II.2.4.2 Rappel sur le système triphasé dans le réseau :

Un réseau triphasé est :

- L'électricité est produite, transportée et distribuée en **3** phases
- Chaque phase est déphasée de **120°** par rapport à la précédente

Chaque phase peut être représentée (Figure II.2) par un vecteur déphasé de **120°** par rapport à la phase suivante

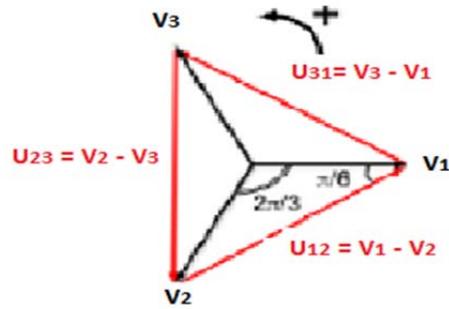
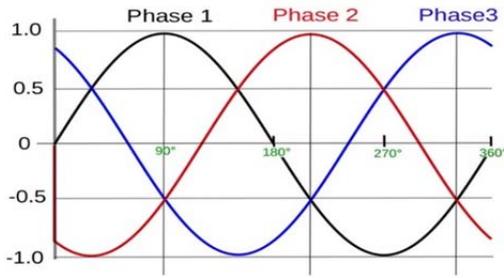


Figure II.2: Système triphasé

Les systèmes triphasés de tensions et courants peuvent être décomposés en trois grandeurs Directes, Homopolaires et Inverse. Ces grandeurs sont intéressantes pour la description des phénomènes apparaissant en cas de défaut électrique:

Soit un système triphasé de vecteurs ( $V_1, V_2$  et  $V_3$ ). Les grandeurs  $V_0, V_d$  et  $V_i$  dites « Composantes symétriques » se définissent comme suit

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{V}_0 = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_3) \\ \underline{V}_d = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + a\underline{V}_2 + a^2\underline{V}_3) \\ \underline{V}_i = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + a^2\underline{V}_2 + a\underline{V}_3) \end{array} \right. \quad (II.1)$$

Avec «  $a$  », l'opérateur rotation, qui, appliqué à un vecteur, fait tourner celui-ci d'un angle de  $120^\circ$  dans le sens trigonométrique. Ces considérations peuvent être appliquées aux systèmes triphasés de courants et tensions. Les composantes symétriques sont plus significatives pour qualifier les phénomènes électriques.

**II.2.4.3 Régime normal (absence de défaut) :**

En régime normal tensions et courants de phase sont équilibrés c'est-à-dire que:

- les amplitudes des courants sont identiques sur les trois phases **A, B, C** c'est le cas pour les amplitudes de tension.
- le vecteur (courant ou tension) de la phase **A** est en avance de  $120^\circ$  par rapport à celui de la phase **B** (idem pour le vecteur de la phase **B** par rapport à la phase **C**)

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{V}_0 = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_3) = 0 \\ \underline{V}_d = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + a\underline{V}_2 + a^2\underline{V}_3) = \underline{V}_1 \\ \underline{V}_i = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + a^2\underline{V}_2 + a\underline{V}_3) = 0 \end{array} \right. \quad (II.2)$$

ce calcul est applicable aux vecteurs de tension et de courant. En l'absence de défaut, les composantes homopolaires et inverses des courants et tensions est nulles (hypothèses de réseau parfaitement équilibré).

#### II.2.4.4 Défaut triphasé :

Dans la suite, on considère par soucis de simplification l'apparition du défaut sur un réseau à vide sans transit. Ce raisonnement est transposable au cas réel (avec transit) si l'on « soustrait » les courants de transit des calculs.

- les amplitudes des courants sont identiques sur les trois phases **A, B, C** c'est le cas pour les amplitudes de tension)
- les courants de défauts sont limités par l'impédance entre les sources et le défaut
- la baisse des tensions mesurées par la protection affecte de manière homogène l'ensemble des trois phases

$$\left\{ \begin{array}{ll} \underline{V}_0 = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 \text{ défaut} + \underline{V}_2 \text{ défaut} + \underline{V}_3 \text{ défaut}) = 0 & \underline{I}_0 = 0 \\ \underline{V}_d = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 \text{ défaut} + \mathbf{a}\underline{V}_2 \text{ défaut} + \mathbf{a}^2\underline{V}_3 \text{ défaut}) = \underline{V}_1 \text{ défaut} & \underline{I}_d = \underline{I}_1 \text{ défaut} \\ \underline{V}_i = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 \text{ défaut} + \mathbf{a}^2\underline{V}_2 \text{ défaut} + \mathbf{a}\underline{V}_3 \text{ défaut}) = 0 & \underline{I}_i = 0 \end{array} \right. \quad (II.3)$$

Les composantes homopolaires et inverses des courants et tensions sont proches de **0** (défaut symétrique).

#### II.2.4.5 Défaut biphasé isolé – phases L2 et L3 :

On considère par soucis de simplification l'apparition du défaut sur un réseau à vide sans transit. Ce raisonnement est transposable au cas réel (avec transit) si l'on « soustrait » les courants de transit des calculs.

Les courants de défauts sont limités par l'impédance entre les sources et le défaut.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \underline{I}_0 = \frac{1}{3} (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 \text{ défaut} + \underline{I}_3 \text{ défaut}) = 0 & \underline{V}_2 \text{ défaut} = \underline{V}_3 \text{ défaut} \\ \underline{I}_d = \frac{1}{3} (\underline{I}_1 + \mathbf{a}\underline{I}_2 \text{ défaut} + \mathbf{a}^2\underline{I}_3 \text{ défaut}) = -\underline{I}_i & \underline{I}_1 = 0 \\ \underline{V}_0 = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{V}_2 \text{ défaut} + \underline{V}_3) = 0 & \underline{I}_2 = -\underline{I}_3 \\ \underline{V}_d = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \mathbf{a}^2\underline{V}_2 \text{ défaut} + \mathbf{a}\underline{V}_3 \text{ défaut}) = \underline{V}_i & \end{array} \right. \quad (II.4)$$

### II.2.4.6 Défaut monophasé :

On considère par soucis de simplification l'apparition du défaut sur un réseau à vide sans transit. Ce raisonnement est transposable au cas réel (avec transit) si l'on « soustrait » les courants de transit des calculs.

Le courant sur la phase en défaut est limité par l'impédance entre la source et le défaut ainsi que par l'impédance de défaut terre non négligeable.

$$\left\{ \begin{array}{ll} \underline{V}_1 \text{ défaut} = 0 & \underline{I}_0 = \underline{I}_d = \underline{I}_j \frac{1}{3} (\underline{I}_1 \text{ défaut}) \\ \underline{I}_1 = \underline{I}_1 \text{ défaut} & \underline{V}_0 = \text{significatif} \\ \underline{I}_2 = \underline{I}_3 = 0 & \underline{V}_d = \text{significatif} \end{array} \right. \quad (II.5)$$

### II.3 But des protections :

Le but des protections sera de détecter et l'élimination du défaut c'est-à-dire commander d'ouverture du disjoncteur rapidement protégeant l'élément en cause, le disjoncteur n'étant lui-même qu'un organe passif manœuvrant sur l'ordre d'une impulsion électrique. Le rôle de protections installées sur le réseau devra être tel que seul l'élément de réseau en défaut soit mis hors service ; on leur demandera donc les qualités suivantes :

### II.4 Qualités des protections :

Les protections installées sur les réseaux doivent mettre hors service uniquement l'élément du réseau en défauts, elles doivent donc avoir répondre à des critères normatifs très sévères tels que :

- **La Sélectivité** : Éliminer du réseau l'élément en défaut et seulement celui-ci (la protection ne doit pas agir si le défaut est en dehors de sa zone de surveillance).
- **La Rapidité** : Limiter les effets des perturbations, éviter les dégâts au niveau du matériel, sauvegarder la continuité du service.
- **La Fiabilité** : Remplir son rôle sans défaillance à tout instant (probabilité de fonctionner au moment du défaut).
- **L'autonomie** : Indépendante de son environnement du point de vue fonctionnement.
- **L'insensibilité (précision)** : Stable et ne réagit pas aux anomalies de fonctionnement du réseau autres que celles pour laquelle il doit agir.
- **La Sensibilité** : Doit réagir aux défauts résistants affectant le réseau dans les limites des réglages affichés.
- **Consommation faible** : Prélevée sur les réducteurs de mesures

### II.5 Définition d'un système de Protection :[8]

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble de façon cohérente et adaptée au réseau.

Le système de protection (Figure II.3) se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants

- Capteurs de mesure courant ou tension, leurs rôles est de fournir les informations nécessaires à la détection des défauts.
- Relai de protection et de surveillance permanent de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties en défaut et les commander par le circuit de déclenchement.
- Organes de coupure (disjoncteur dont la fonction est l'élimination de défaut.

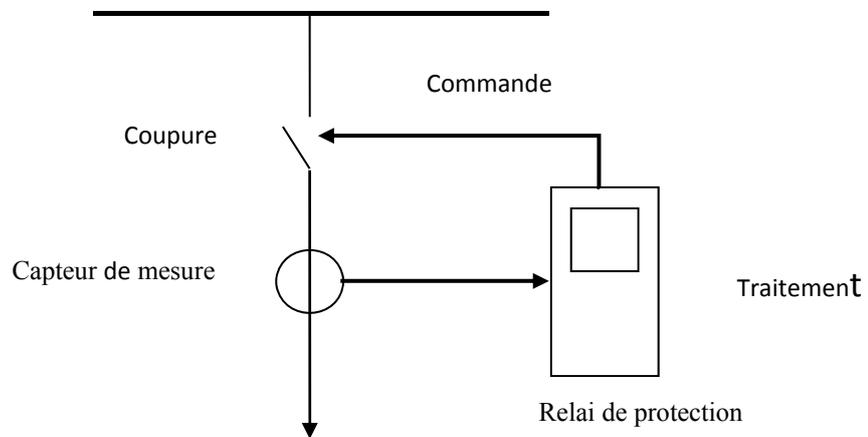


Figure II.3 : Système de Protection.

### II.6 Constitution d'une protection :

Une protection (Figure II.4) doit assurer,

- La détection de l'état du réseau, ce qui nécessite un organe de mesure de certaines grandeurs caractéristique (courant, tension.....etc.)
- La comparaison de ces grandeurs caractéristiques mesurées, a 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, accélère ou temporiser l'envoi de l'ordre.

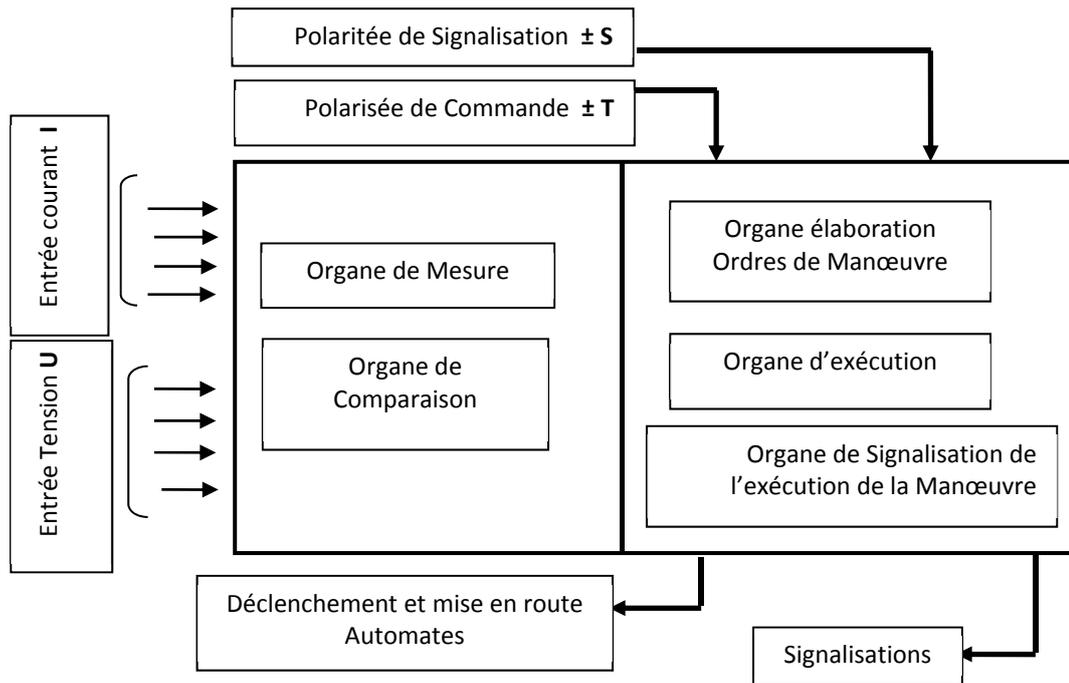
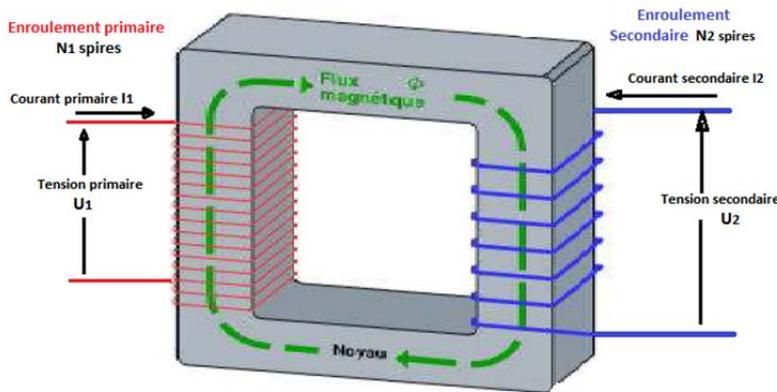


Figure II.4 : Constitution d'une protection

II.7 Principe et constitution des transformateurs : [9]

II.7.1 Principe de base :



- Si  $N_1 > N_2$  : Transformateur abaisseur  $U_2 < U_1$  et  $I_2 > I_1$
- Si  $N_1 < N_2$  : Transformateur élévateur  $U_2 > U_1$  et  $I_2 < I_1$

Figure II.5 : circuit magnétique du transformateur

• Rapport des tensions :

Les lois de Faraday/Lens nous donnent du côté primaire

$$U_1 = e_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt} \quad (II.6)$$

Appliquées au secondaire on obtient

$$U_2 = e_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \quad (II.7)$$

A condition que ( $\frac{d\phi}{dt} \neq 0$ ), on peut ramener ces expressions

$$\frac{U_2}{U_1} = \frac{N_2}{N_1} = m \quad (II.8)$$

$m$  : est le rapport de transformation.

- **Rapport des courants :**

D'après la relation de Hopkinson, le courant au primaire et celui au secondaire reliés à tout instant par la relation  $N_1 \cdot I_1 - N_2 \cdot I_2 = R \cdot \Phi$

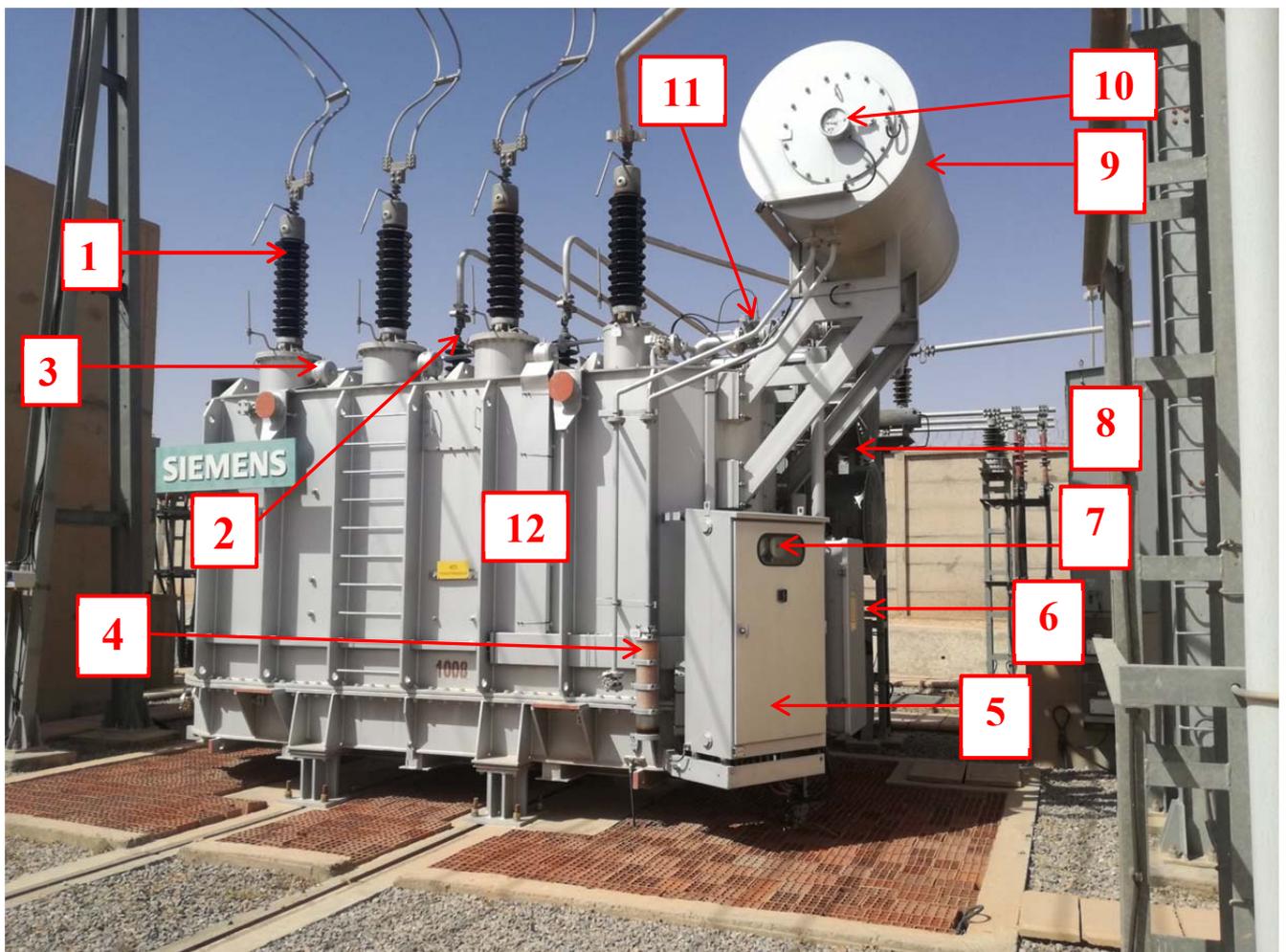
Pour un transformateur idéal on obtient  $N_1 \cdot I_1 - N_2 \cdot I_2 = 0$

$$\text{On adonc } \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2} = \frac{1}{m} \quad (\text{II.9})$$

$m$  : est le rapport de transformation.

## II.8 Les Composants du transformateur de puissance : [9] , [10]

Le transformateur de puissance est constitué des équipements suivants (Figure II.6).



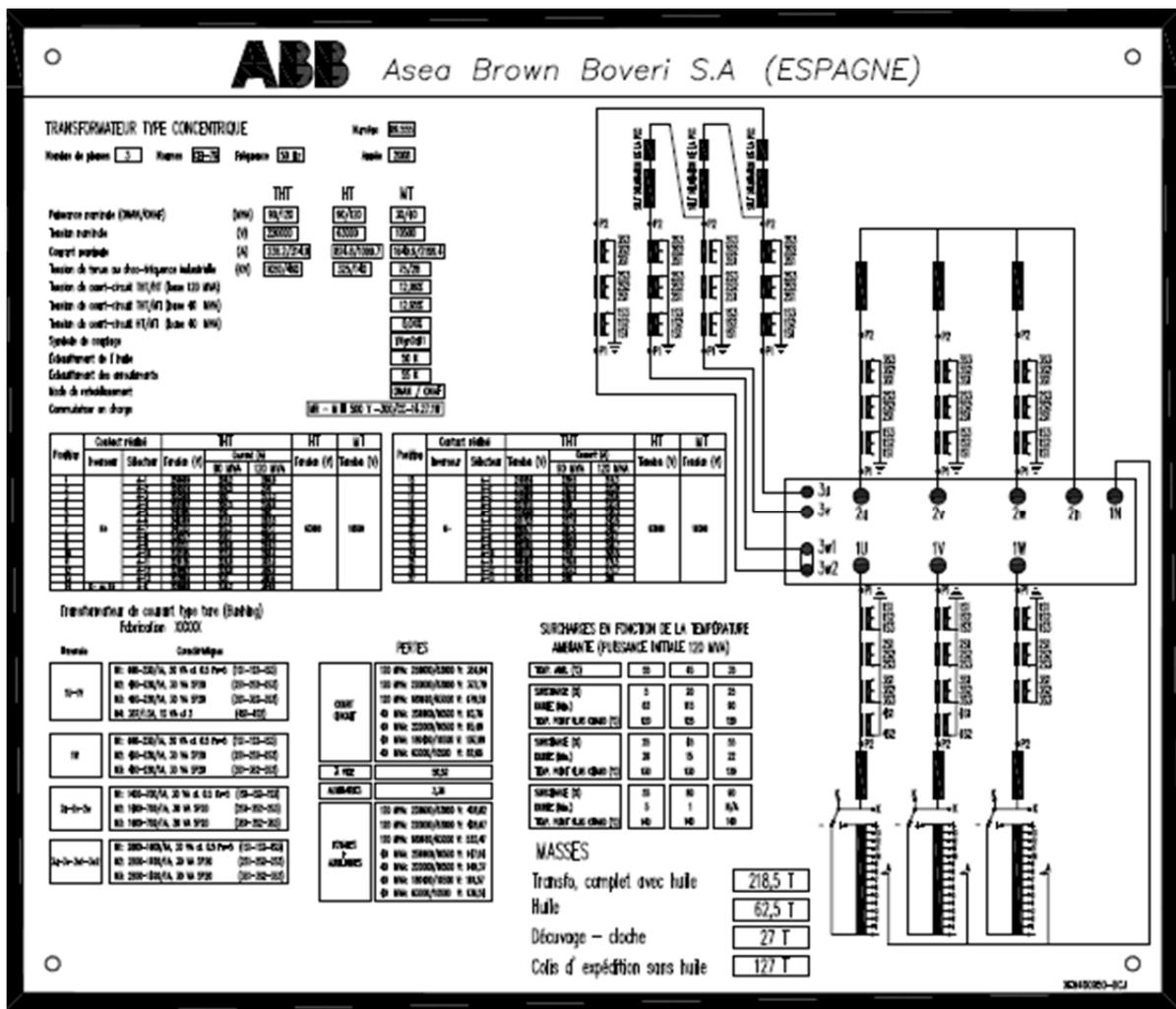
**Figure II.6 :** Les Composants du transformateur de puissance 60/30 KV poste Ouled Djellal

- ① Traversées : (les bornes primaires pour la connexion HT avec le réseau).
- ② Traversées : (les bornes secondaires pour la connexion MT avec le réseau).
- ③ Coffret des TC (réducteurs de courant Busching)
- ④ Coffret des auxiliaires (Armoire de regroupement du câblage Basse tension transfo).

- ⑤ Coffret de commande du CPC (régleur en charge).
- ⑥ Les indicateurs des températures huile et enroulement.
- ⑦ Ventilateurs de refroidissement (Le système de Refroidissement).
- ⑧ Conservateur (réservoir d'huile pour le transformateur et le régleur)
- ⑨ Indicateur du niveau d'huile.
- ⑩ Relai Bucholz transformateur.
- ⑪ La cuve du transformateur

En plus de tous ces équipement chaque transformateur a une pièce d'intentée c'est une plaque signalétique(FigureII.7) qui fixer sur la transformateur elle résume tous les caractéristiques du transformateur :

- Le couplage, le rapport de transformateur, la puissance, la tensions et les courants nominaux (**Un** et **In**) primaire et secondaire, l'impédance du court-circuit  $Z_{cc}$ , le courant de surcharge et les rapports des réducteurs de courant .....etc)



La description des équipements de protection du transformateur est comme suit :

### II.8.1 Les protections internes (mécanique) : [9] [10]

#### II.8.1.1 Relai de protection Bucholz :

Le dispositif relai bucholz (Figure II.8) est destinés pour protégé les transformateurs contre les défauts internes (Claquages internes HT/Masse ou entre enroulements). Cette protection a deux (02) contacts un pour l'alarme et l'autre pour le déclenchement est exigée pour les transformateurs immergés dans un diélectrique liquide dont la puissance est supérieure à 20 MVA.



Figure II.8: le dispositif relai bucholz

#### II.8.3.1.1 Principe de fonctionnement :

Le corps du relai (Figure II.9) renferme deux flotteurs **b1** et **b2** qui peuvent pivoter respectivement autour des axes **a1** et **a2** et commander ainsi les contacts **c1** et **c2**. Ces deux contacts ferment (ou ouvrent sur demande) chacun un circuit.

Le circuit du contact **c1** actionne un signal d'alarme. Le circuit du contact **c2** actionne le la bobine de déclenchement disjoncteur.

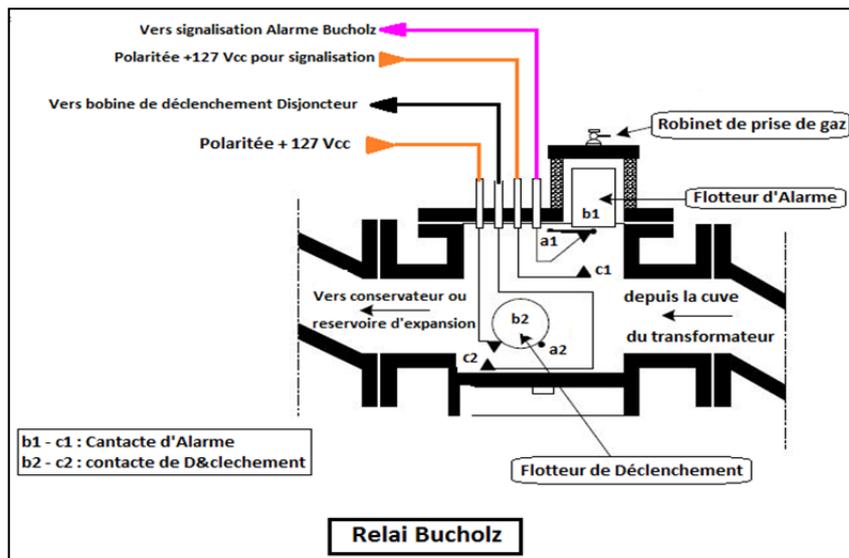


Figure II.9: principe de fonctionnement du relai bucholz

- **Cas d'avaries peu graves** : Lors d'une avarie de faible importance, le dégagement de bulles de gaz (Figure II.10) provenant du transformateur est recueilli par le « Buchholz ». Le niveau d'huile s'abaisse dans le corps du relais d'où une rotation du flotteur **b1** autour de son ax **a1** et, pour un volume de gaz déterminé, la fermeture du contact **c1**. Le fonctionnement du signal d'alarme se produit ainsi dans un temps diminuant avec l'importance et la vitesse du dégagement gazeux et, par conséquent, avec la gravité du défaut. Le flotteur **b2** baignant toujours dans l'huile n'est pas sollicité par ce phénomène.
- **Cas d'une avarie grave** : Un dégagement gazeux violent (Figure II.11) résultant de défauts graves à l'intérieur du transformateur provoque un mouvement d'huile du transformateur vers le conservateur qui fait basculer le flotteur **b2**, produisant ainsi la fermeture du contact **c2** dont l'action sur le circuit de la bobine de déclenchement ordonne l'ouverture des disjoncteurs. Cette action des deux contacts, fonction du dégagement gazeux accompagnant un défaut, permet donc la détection rapide de toute avarie susceptible de se produire dans un transformateur.

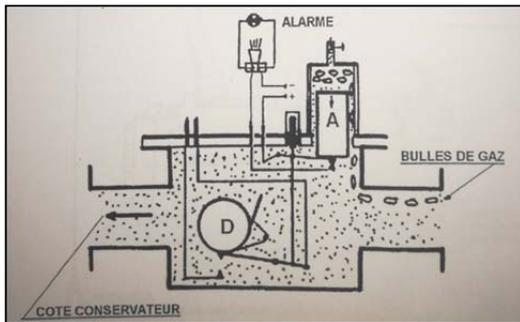


Figure II.10 : Dégagement de bulles de gaz

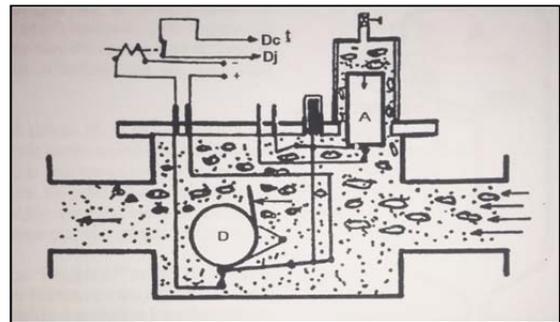


Figure II.11: Dégagement gazeux violent

- **Cas d'un niveau d'huile insuffisant** : Si le niveau d'huile diminue progressivement, le flotteur **b1** fonctionne le premier en donnant une alarme, puis le flotteur **b2** bascule à son tour, provoquant le déclenchement des disjoncteurs.

### II.8.1.2 Relai de protection RS 2001 (Bucholz régleur) :

Comme le régleur en charge (Figure II.12) permet de modifier le rapport de transformation lorsque le transformateur est en fonctionnement en charge, au moment d'une manœuvre de commande soit manuellement ou électrique il peut se produire un défaut interne régleur lors du passage de prise le relai RS 2001 appelé Bucholz régleur, son principe de fonctionnement est presque comme le relai Bucholz transformateur détecte des gaz de suppression, seulement il est équipé d'un seul contact de déclenchement qui provoque l'ouverture du disjoncteur.

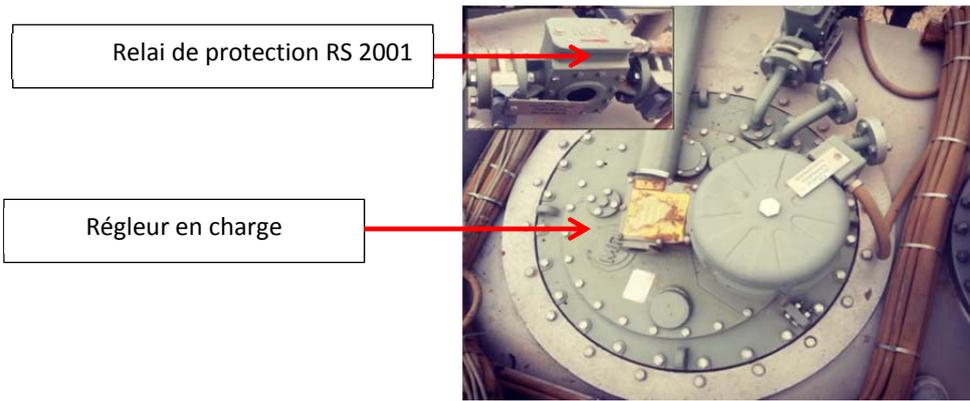


Figure II.12 : Régleur en charge d'un TR 60/30 kV avec sa protection RS 2001

**II.8.1.3 Protection par soupape de sécurité:** Diapositive de protection sensible à une surpression de 0,85 bar (Figure II.13) subit dans la cuve du transformateur, elle élimine cette surpression par sa rapidité d'ouverture au même temps provoqué l'ouverture du disjoncteur a un temps de déclenchement enivrent de 20 ms

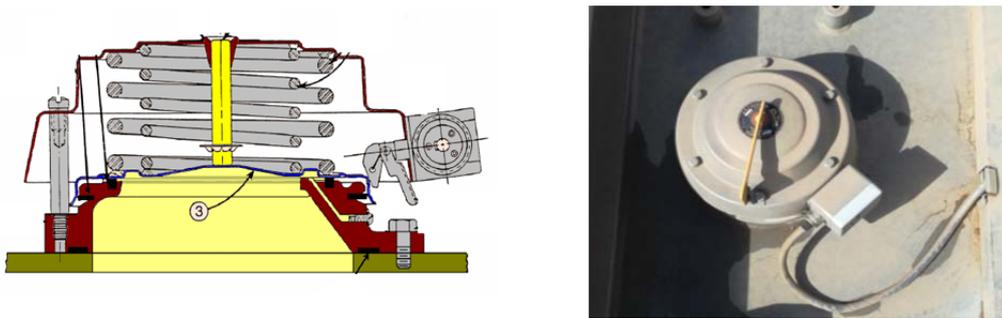


Figure II.13 : Soupape de sécurité

**II.8.1.4 Protection par indicateur de température Huile :**

A l'aide d'une sonde immerger dans la cuve pour détecter la température d'huile du transformateur est connecté à un indicateur cet indicateur (Figure II.14) équipé de deux contacte réglable un pour l'alarme est l'autre pour le déclenchement.

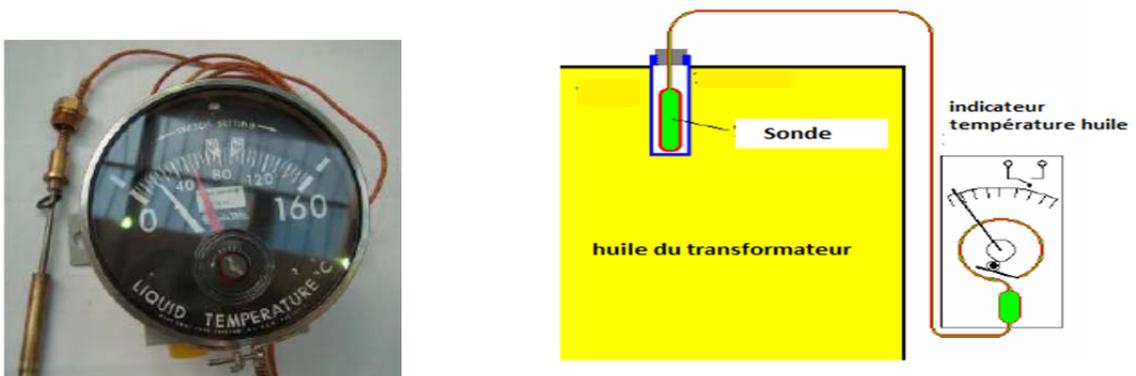


Figure II.14: principe de fonctionnement d'indicateur de température d'huile

### II.8.1.5 Protection par indicateur de température Enroulement (image thermique) :

Le principe de cette protection c'est le même que la protection par température huile seulement La sonde thermométrique de cette protection provoquée par une résistance chauffante placée autour de cette sonde est alimentée par un courant proportionnel à la charge du transformateur (Figure II.15), ce courant est fourni par un transformateur de courant Buching (TC TOR) placé sur la traversée de la phase 4 l'enroulement dont on veut mesurer la température, l'indicateur est doté par quatre contacte deux contactes pour l'alarme et déclenchent les deux autre contactes pour démarrer le système de refroidissement (les ventilateurs ou les pompe selon le type de refroidissement).

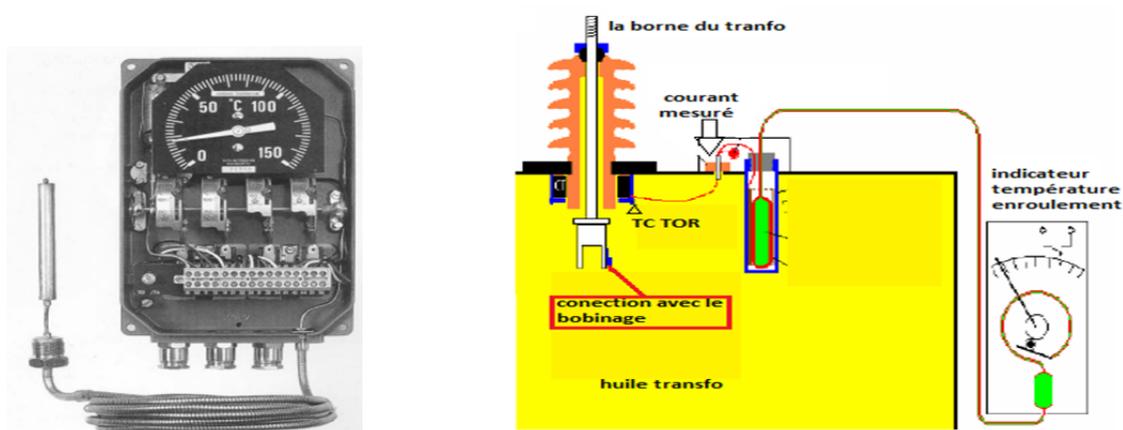


Figure II.15 : principe de fonctionnement d'indicateur de température d'enroulement.

### II.8.1.6 Le système de refroidissement :

Les transformateurs de puissance sont équipés d'un système de refroidissement contre les échauffements tous dépend du constructeur.

Nature du vecteur de refroidissement	symbole
Huile minérale	<b>O</b>
Eau	<b>W</b>
Air	<b>A</b>

Tableau II.1 : Nature du vecteur de refroidissement

Nature de la circulation du diélectrique	symbole
Naturelle	<b>N</b>
Forcée	<b>F</b>
Forcée et dirigée dans les enroulements	<b>D</b>

Tableau II.2 : Nature de la circulation du diélectrique

Type de refroidissements les plus courants	symbole
Transformateurs à circulation naturelle d'huile et d'air	O.N.A.N
Transformateurs à circulation naturelle d'huile et ventilation forcée d'air	O.N.A.F
Transformateurs à circulation forcée d'huile et d'air	O.F.A.F
Transformateurs à circulation forcée d'air et circulation dirigée d'huile	O.D.A.F
Transformateurs à circulation forcée d'huile d'eau	O.F.W.F
Transformateurs à circulation forcée d'eau et circulation dirigée d'huile	O.D.W.F
Transformateur secs à refroidissement naturel dans l'air	A.N
Transformateurs secs à ventilation forcée d'air	A.F

Tableau II.3 : Type de refroidissements

II.8.2 Les protections Externes (électriques) : [10]

L'installation de ces protections selon le plan adopté par le gestionnaire du réseau transport de l'électricité et la philosophie de réglage, de ces protections comme exemple on a choisies un plan de protection d'un transformateur de puissance 60/30 kV (Figure II.16).

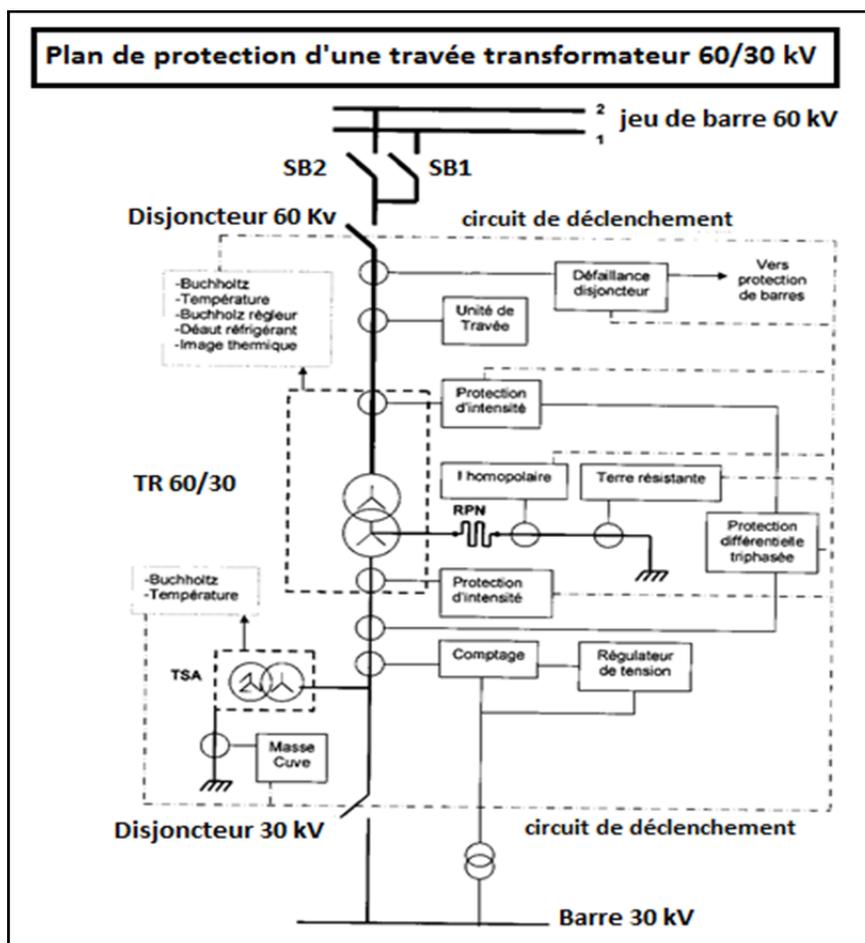


Figure II.16 : Plans de protection du Transformateur 60/30 kV

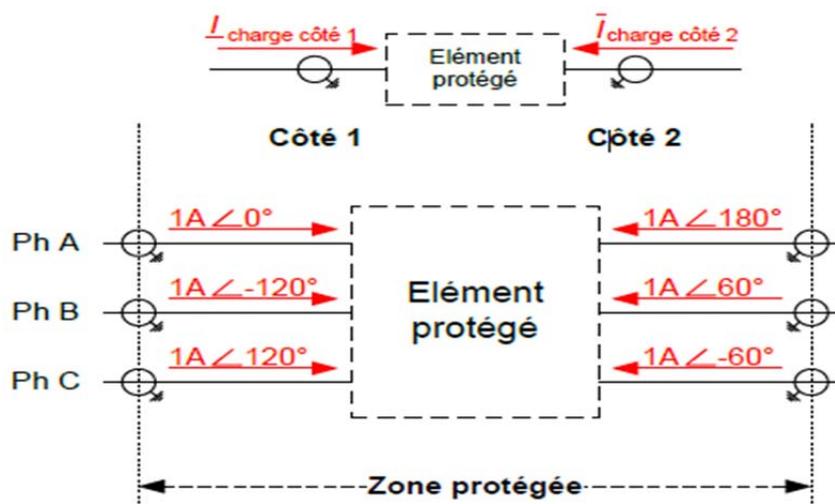
**II.8.2.1 Protection différentielle (F87T) : [15]**

Comme c’est impossible d’obtenir un courant différentiel nul, il est adopté des protections différentielles à pourcentage pour protégé les transformateurs de puissance.

Le principe du courant différentiel repose sur la loi de Kirchhoff autrement dit la somme des courants circulant dans l’élément protégé (transformateur) est nulle (Figure II.17) la protection Différentielle, est basé sur la comparaison des courants, la zone protégée est parfaitement localisée entre les transformateurs de courant. Le réglage du courant différentiel limite de fonctionnement sera entre 20 et 50% du courant nominal de la protection,

$$20\%I_N < I_{diff} \leq 50\% I_N \tag{II.1}$$

L’orientation des TC coté primaire et secondaire est très important pour permettre à la protection de bien calculer la somme des courant ça se joue en hard sur le raccordement des secondaire des TC ou Soft pour les protections numérique.



**Figure II.17** : principe de la protection différentielle

Ce principe s'applique séparément à chaque phase. L'équation suivante peut donc être calculée pour chaque phase  $\sum_{i=0}^n I_i = I_1 + I_2 + \dots + I_n$ .

**II.8.3.1.1 Caractéristique de déclenchement :**

Comme le transformateur est équipé d'un changeur de prise en charge (régleur), son rapport de transformation varie selon les prises utilisées. Cette variation modifie le rapport des courants sur le côté 1 et le côté 2 et génère ainsi un courant de fuite (déséquilibre) dans le relais. Ce déséquilibre de courant peut aussi être renforcé par d'autres effets, tels que la précision du transformateur de courant (y compris la saturation de TC), la magnétisation du transformateur (Figure II.18). L'amplitude du courant de fuite augmente au fur et à mesure de l'augmentation de la charge sur le

transformateur. Cependant, le relais différentiel ne doit pas fonctionner dans ce cas. Les sections suivantes traiteront de la solution face à ce problème et examineront d'autres sources de ces courants de fuite.

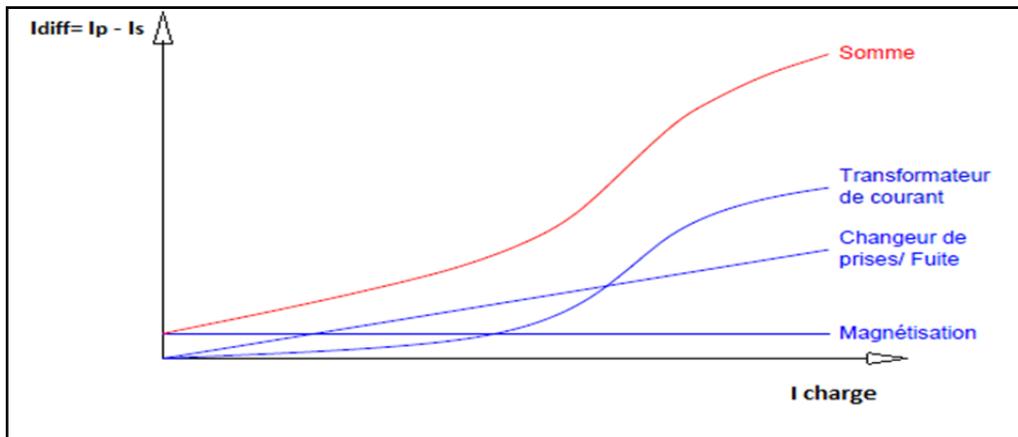


Figure II.18: Erreurs de courant naturelles du transformateur

Avec cette valeur, il est nécessaire de construire une caractéristique de fonctionnement pour les protections différentiel (Figure II.19):

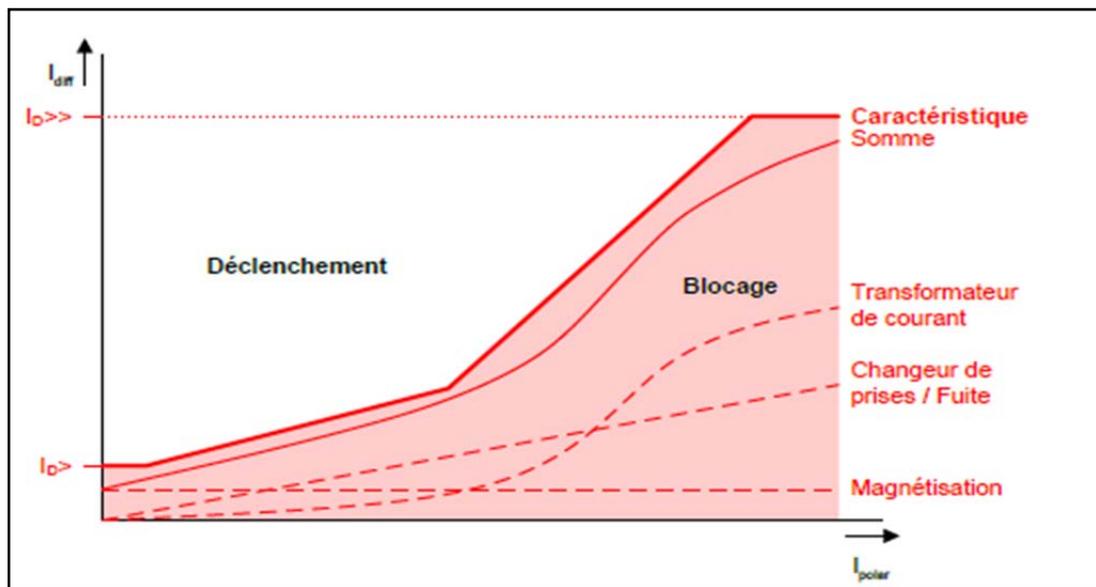


Figure II.19 : Caractéristique de fonctionnement d'une protection différentielle

**II.8.2.2 Protection côté 60 kV (Max I HT) (F50P) :**

Cette protection (maximum de courant de phase a temps indépendant) réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Elle comporte deux seuils de fonctionnement en courant :

- Seuil violent de la protection côté HT, réglé :

$$I_{>>} = 1,3 \times I_{cc \text{ max}} \tag{II.2}$$

T = 0 Sec

- Seuil de surcharge est réglé de façon à protéger les barres MT du poste et assurer en même temps le secours des seuils violents des protections des départs MT, soit:

$$I >= 0,8 \times I_{cc\min} \quad (II.3)$$

T = 0,6 sec. Avec: ( $I_{cc\min}$ ) courant de défaut biphasé sur les barres du poste MT.

### II.8.2.3 Protection côté MT (Max I 30 KV) (F50P) et (F49T): [13]

C'est protection maximum de courant de phase côté MT avec deux fonctions l'une destinée à protéger le Transformateur contre les surcharges inadmissibles l'autre aux cours circuits. Le réglage de cette protection doit tenir compte du courant de surcharge maximal et courant de court-circuit minimal

$$I_{\text{surcharge}} < I_{\text{Réglage}} < I_{cc\text{ Min}} \quad (II.4)$$

T AR MT = TMT +  $\Delta t$ . Avec TMT : La temporisation la plus élevée sur les départs MT

Pour la fonction surcharge c'est La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements transformateurs Les réglages adoptés:

- Température d'alarme :  $\Delta T^{\circ}1 = 110 \%$
- Température de déclenchement :  $\Delta T^{\circ}2 = 140 \%$
- Constante de temps globale :  $\tau = 20 \text{ mn}$

### II.8.2.4 Protection de neutre MT (F50N) : [13]

Cette protection (Maximum de courant de terre a temps indépendant) est prévue pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur et les barres MT contre les défauts à la terre à travers une résistance de point neutre (RPN). Elle réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT.

Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé, soit:

$$I > = 0.95 \times I_{RH} \quad (II.5)$$

T = TMT +  $\Delta t$ .

Avec :  $I_{RH}$  : Courant homopolaire du départ le plus bas réglé.

TMT : Temporisation la plus élevée sur les départs MT.

$\Delta t$  : Échelon de temps sélectif (généralement 0,2 secondes).

**Nota :** Cette philosophie de réglage imposée par le GTD est applicable pour des réseaux moyens tension de longueur  $\leq$  à 50 Km de ligne, distinguant les départs MT aériens et souterrains pour une

maîtrise de la composante homopolaire. Dans le cas contraire, un réglage spécifique sera donc appliqué au neutre du transformateur pour éviter les déclenchements intempestifs par la protection de neutre MT.

#### II.8.2.5 Protection masse cuve TSA (F50N) : [13]

La protection masse cuve (maximum de courant de terre à temps indépendant) est prévue pour protéger les transformateurs des services auxiliaires (TSA) contre les amorçages entre les parties actives et la cuve. L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5% du courant de défaut monophasé au primaire du TR côté HT.

$$I_R = 0,05 \times I_{cc} \text{ monophasé} \quad (\text{II. 6})$$

$$T = 0 \text{ Sec}$$

#### II.8.2.6 Protection terre résistante(F50G) : [13]

Cette protection est assurée par un relais de courant homopolaire monophasé (terre sensible) à temps indépendant inséré dans le circuit de neutre du transformateur de puissance et individuellement pour la détection les courant à la terre très résistante, son réglage est:

$$I_{RMT} = 5 \text{ A} \quad (\text{II. 7})$$

$$T = 5 \text{ Sec}$$

**Nota :** cette protection dans les postes gardienner est généralement câblée en signalisation (pas de déclenchement), pour les postes non gardienner elle est câblée en déclenchement du disjoncteur arrivée 30 kV, par contre le reste des protections déclenche le deux disjoncteur d'encadrement transformateur (Disjoncteur 60 et 30 kV).

#### II.8.3 Transformateur de courant : [9]

Transformateur de mesure dans lequel le courant secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnel au courant primaire et déphasé par rapport à celui-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions

#### II.8.4 Transformateur de courant toroïdal :

Le transformateur de courant toroïdal (Figure II.20) constitué d'un noyau magnétique en forme de tore autour duquel on bobine un enroulement secondaire. L'enroulement primaire est constitué par le simple conducteur de ligne traversant le tore sans le toucher. Ce conducteur est équivalent à une spire primaire entourant le noyau pour ces TC de type intérieur sont fixer c'est dans les traversées (Borne HT) (Figure II.18) des transformateur de puissance.

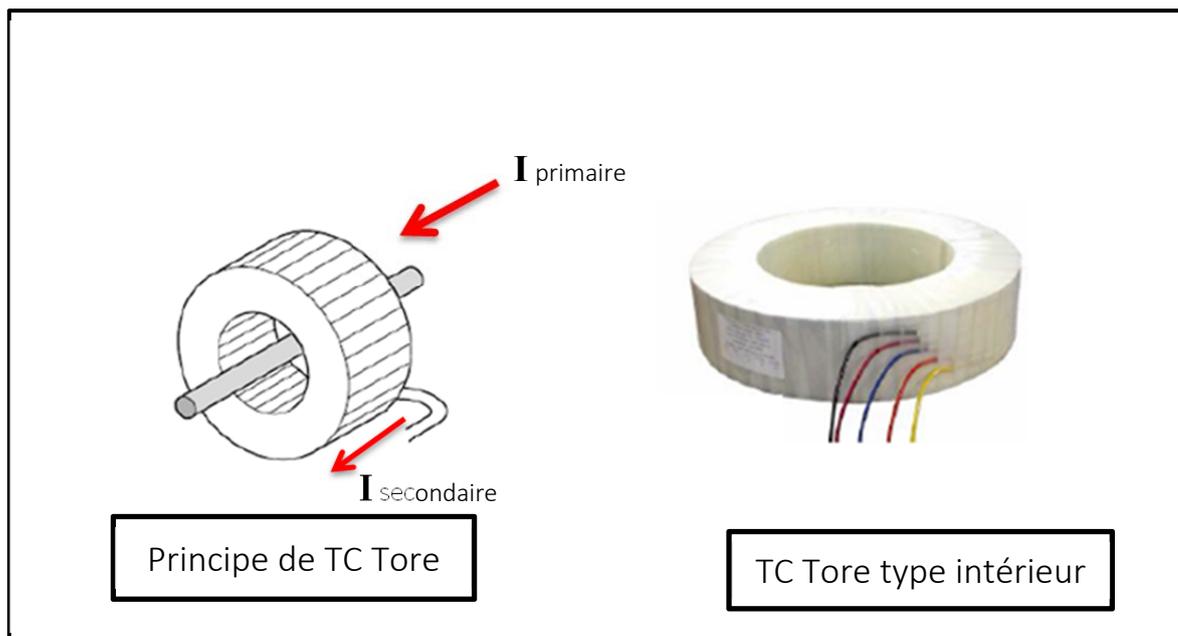


Figure II.20 : transformateur de courant toroïdal

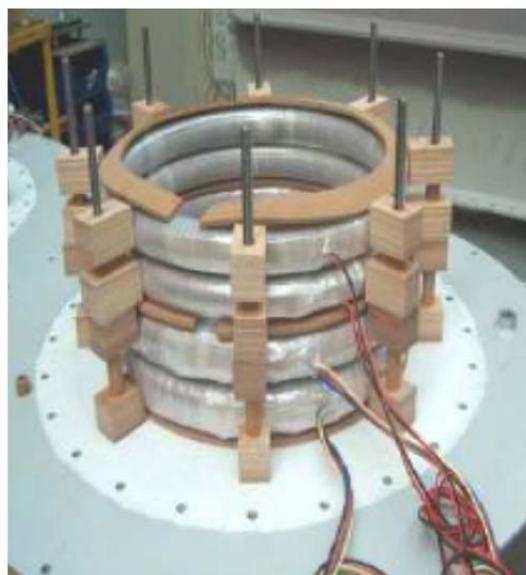


Figure. II.21 : Fixation des TC TORES dans les traversées du transformateur

#### II.8.3.1.1 Principe de fonctionnement:

Le primaire est connecté en série avec le réseau et le secondaire est Obligatoirement court circuité ou raccordé sur une impédance (Figure .II. 22) cela signifie que les courants primaire et secondaire sont imposés et complètement indépendants de la charge connectée au secondaire, les courants sont les valeurs principales et sont reliés entre eux par la relation bien connue :  $N_1 \times I_1 = N_2 \times I_2$

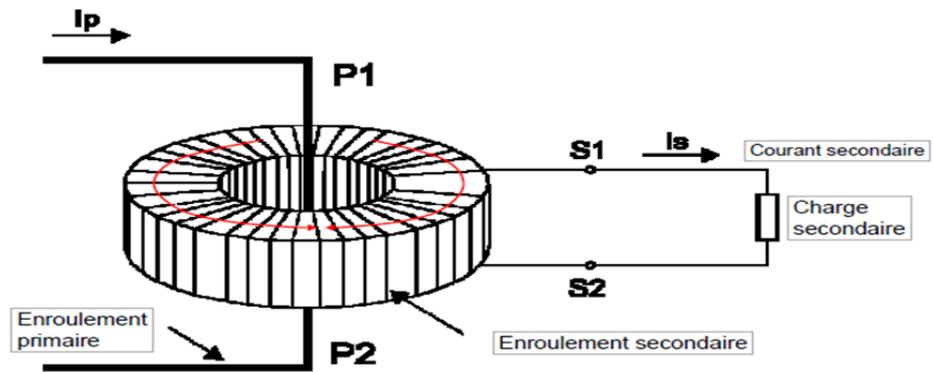


Figure II.22 : Principe d'un TC toroïdal

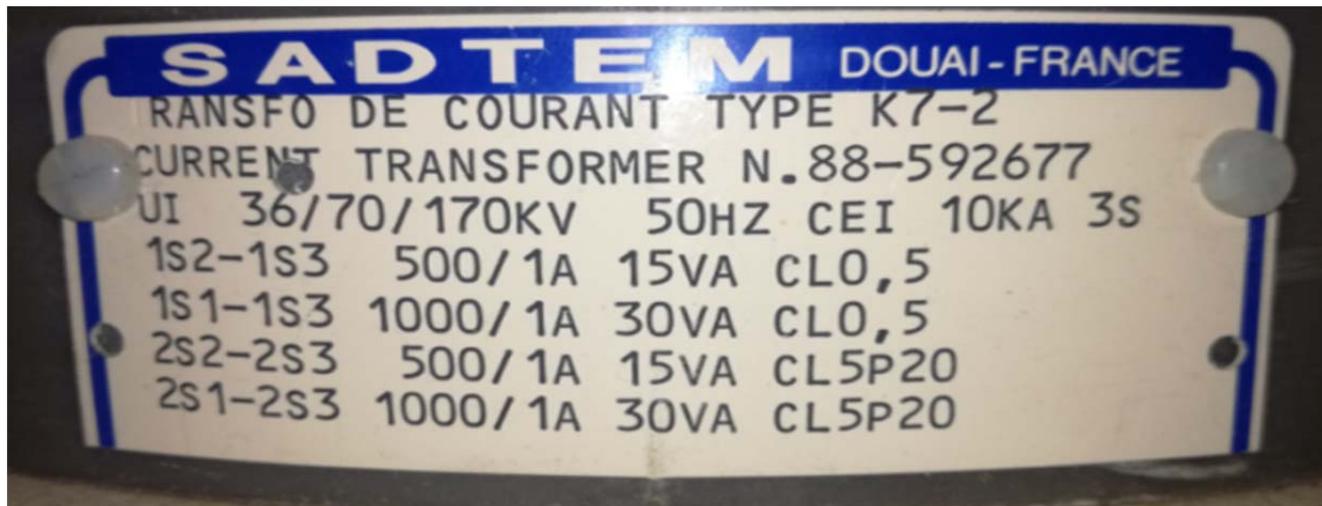
### II.8.3.1.1 Caractéristique :

Généralement Les transformateur dont le secondaire deux à trois enroulements (Figure.II.23) un pour la mesure les autres pour les protections avec une valeur de courant mesurée de 1 à 5 ampères. **Le circuit mesure** est conçu pour transmettre une image aussi précise que possible pour des courants  $\leq 120\%$  du courant primaire assigné. Il doit également protéger les appareils de mesure pour les courants importants par une saturation plus rapide. Les classes de précision normales pour les TC de mesure sont de 0,1 à 5 % c'est la limite supérieure de l'erreur de courant primaire assigné. **Le circuit protection** est conçu pour transmettre une image aussi fidèle que possible de courant de défaut (surcharge ou court-circuit).il nécessite une bonne précision pour des courants importants et aura une zone de linéarité plus élevée qu'un TC de mesure afin que les relais de protection détectent les seuils de protection qu'ils sont censés surveiller. La classe de précision est caractérisée par un nombre (indice de classe) suivi de la lettre **P** (Protection).les classe de précision normale normales sont : (5P-10P).



Figure.II.23 : Représentation des enroulements du primaire et secondaire du TC

Chaque TC est identifié par sa plaque signalétique là où se trouvent tous les informations concernant ces caractéristiques :



**Figure.II.24** : plaque signalétique du transformateur de courant

- Rapport de transformation de TC est 500-1000 / 1A
- Enroulement de protection **5P20**
  - classe de précision **5%** d'erreur
  - saturation **20\*In** (20 fois le courant nominal)
- Enroulement de mesure **0,5**
  - Classe de précision **0,5%** d'erreur
- Puissance
  - Enroulement mesure **15 VA**
  - enroulement protection **30 VA**

### II.9 Conclusion :

Ce chapitre est dédié à exposer les différentes protections indispensables aux transformateurs de puissance installés dans les différents postes THT/HT de la Sonelgaz. Dans un premier temps, on a présenté les différentes perturbations qui affectent les transformateurs à savoir, les défauts internes et externes. Puis, on a exposé les principales protections associées aux transformateurs de puissance, tels que la protection à maximum de courant, la protection différentielle, et la protection interne assurée par le relai de protection Buchholz. A la fin du chapitre, une fiche technique pour différents accessoires de mesures a été présentée. Le prochain chapitre sera consacré entièrement aux tests pratiques appliqués sur les protections de base incorporés dans le transformateur de puissance.

## **Chapitre III**

# ***Tests pratiques des relais de protection***

### III.1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons présenter la méthodologie des tests préventifs sur les protections des transformateurs de puissance ainsi les tests sur le réducteur de courant TC. Dans notre teste expérimental qui a été effectué au niveau du poste 220/60/30 kV GRTE BISKRA on a choisi quelques tests sur un transformateur de puissance 60/30 kV permis les tests qu'il faut effectués :

### III.2 Les tests hauts tension sur le transformateur : [14]

#### Tests du transformateur :

- Mesure diélectriques huile isolant (claquages).
- Mesure du rapport transformateur.
- Masure de résistance des enroulements primaires, secondaire et le régleur en charge.
- Mesure d'isolement du transformateur avec la masse.
- Mesure d'isolement des armoires de regroupement (TR et Régleur avec la cuve)

#### III.2.1 Tests sur les réducteur de mesure TC:[14]

- Mesure du rapport transformateur.
- Mesure du sens de l'enroulement secondaire.
- La résistance d'enroulent secondaire.
- Mesure d'isolement.
- Mesure de la courbe de saturation.

#### III.2.2 Tests des protections : [15]

- Essai des protections interne (mécanique).
- Essai des protections externes (électrique).

#### III.2.3 Les tests sur réducteur de courant :

Ces mesures ont été effectuées au sur le circuit protection d'un réducteur de courant au niveau du poste de 220/60/30 kV BISKRA.

#### III.2.3.1 Caractéristiques de TC et résultats :

Rapport de transformateur : 300 /1 A

Classe de précision circuit protection 5P20

Puissance : 5 VA

### III.2.3.2 Mesure d'isolement :

Ce test permet de détecter le vieillissement ou la dégradation prématurée des caractéristiques d'isolement avant que celle-ci n'atteigne des niveaux suffisant pour provoquer des défauts donc il est nécessaire de déterminer cette valeur les résistances d'isolement entre :

- Le primaire du TC et la masse.
- Le secondaire du TC et la masse.
- Le primaire et le secondaire.

En injectant une tension continue de valeur connue puis en mesurant le courant circulant à l'aide de l'équipement de tests (Figure III) mégohmmètre (MEGGER MTI 525).



Figure.III.1 : Mégohmmètre (MEGGER MTI 525).

- **Résultats des Tests :**

Les résultats des tests de mesure sont récapitulés dans sur le tableau III.1

	Primaire/Secondaire	Primaire/Masse	Secondaire/Masse
Tension injectée/temps	5000 Vcc	5000 Vcc	1000 Vcc
R (30 s)	5.97 GΩ	4.88 GΩ	3.225 GΩ
R (60 s)	8.6 GΩ	5.89 GΩ	4.35 GΩ

Tableau III.1 : valeurs de mesure d'isolement

En remarque que les valeurs de mesure dépassent les 100 MΩ normalisé donc l'isolement du TC est bon.

### III.2.3.3 Mesure du rapport et polarité :

Le principe de cette mesure est basé sur l'injection du courant caté primaire à l'aide d'un générateur de courant alternative fort et mesuré le courant secondaire l'aide d'un ampèremètre (Figure III.2) une fois on a les valeurs de courant  $I_{\text{primaire}}$  et  $I_{\text{secondaire}}$  en peut déterminer le rapport du TC  $I_p/I_s$  et le vérifier par rapport au caractéristique du TC.

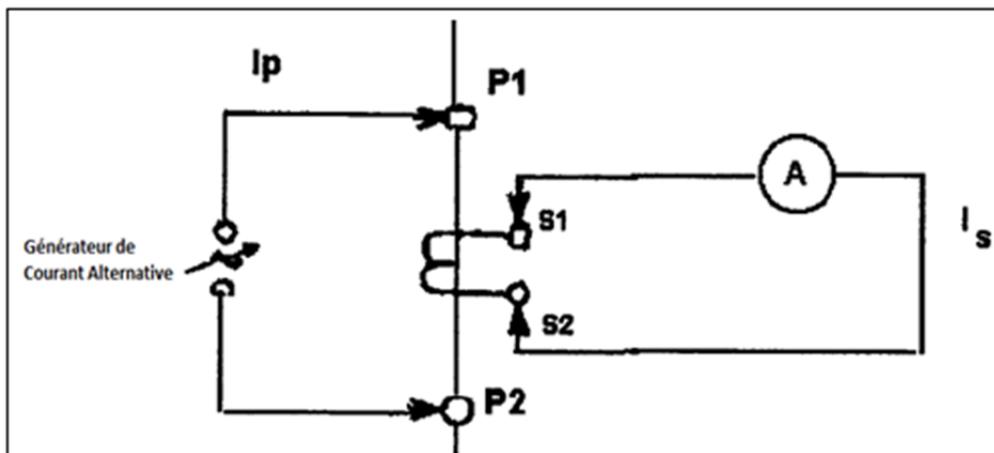


Figure III.2 : Mesure du rapport transformateur

Pour le principe de la mesure de polarité on utilise une alimentation à courant continu CC (Pile accumulateur 12 Vcc). Il faut raccorder la polarité positive (+) avec le **P1** et la polarité négative (-) avec le **P2** et l'actionnement brièvement du commutateur K (Figure III.3) provoque une déviation de l'aiguille de milliampèremètre, si la connexion est correcte, il y a une déviation positive de l'aiguille. Il est préférable d'utiliser un milliampèremètre à aiguille bidirectionnel.

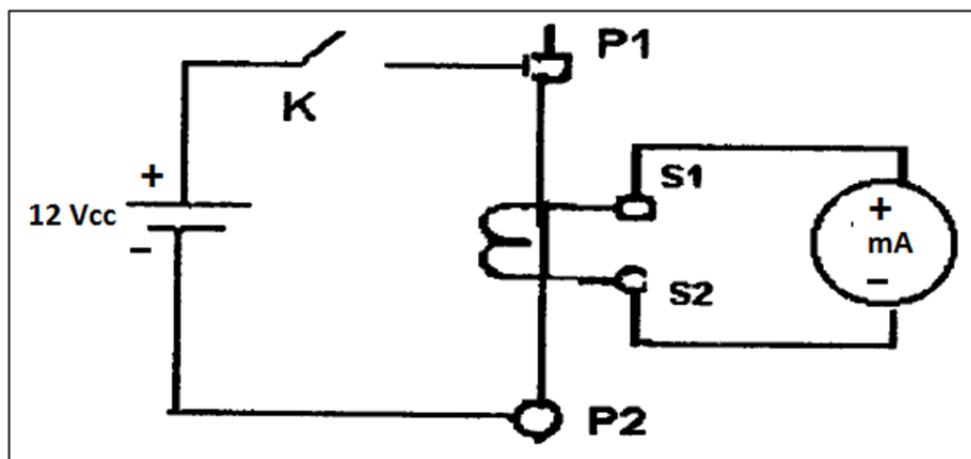


Figure III.3 : Mesure de la polarité

Notre test du rapport et de la polarité a été effectuée avec l'injection du courant au primaire du TC et mesure au secondaire à l'aide de la caisse d'injection CPC100 de OMICRON (Figure III.4) pour déterminer es que le rapport du transformateur et conforme aux données cités par le constructeur sur la plaque signalétique du TC ainsi l'importance du sens de l'enroulement secondaire protection (2S1-2S2) par rapport au primaire (P1-P2) pour les protections Max I directionnels et surtout la protection différentielle.



Figure III.4 : caisse numérique d'injection courant CPC 100

Après le choix courant primaire le courant secondaire du TC et le courant de test dans la caisse d'injection en démarre le test après certain temps le rapport de tests va nous déterminer les résultats.

- **Résultats des Tests :**

Les résultats des tests de mesure sont récapitulés dans sur le tableau III.2

<b>Rapport TC :</b>	Rapport TC 2S1-2S2	
<b>Plage:</b>	AC 800A	
Valeurs nominales:		
<b>I primaire.</b>	300,0A	
<b>I secondaire.</b>	1,0A	
<b>Fréquence:</b>	50,0Hz	
<b>I test:</b>	10,0A	
<b>Automatique:</b>	OUI	
<b>Résultats:</b>		
<b>I primaire:</b>	10,01A	I primaire Phase :
<b>I secondaire.</b>	0,03333A	I sec Phase:
<b>Rapport:</b>	<b>300,0A:</b>	<b>0,9989A</b>
<b>Polarité:</b>	<b>OK</b>	

Tableau III.2 : valeurs de mesure du rapport et polarité

On remarque que l'injection de 10 Ampères coté primaire, on obtient 0,0333 Ampères coté secondaire, le rapport obtenu par le test correspond au rapport réel et la polarité est conforme (OK).

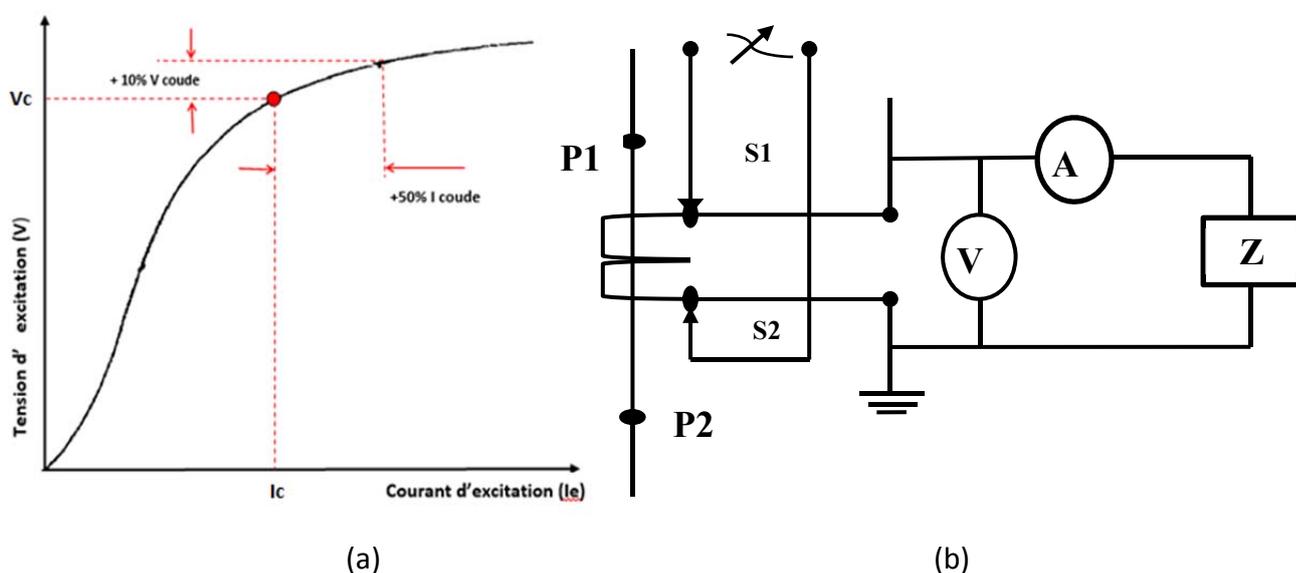
### III.2.3.4 Mesure de la saturation :

Le principe du test de saturation du TC (Magnétisation) consiste à déterminer la tension du coude, cette tension est définie comme une tension appliquée à l'enroulement secondaire du TC avec circuit

primaire ouvert. Le point de saturation est obtenu lorsque le courant varie de 50% pour une variation de tension de 10% (Figure III.4) **CEI/BS** : La norme CEI 60044-1.

Les tests classiques s'effectuaient avant à l'aide d'un autotransformateur de tension alternative de 0 à 3000 volts, une alternostat pour permettre de varier la tension d'injection, un Ampèremètre et un Voltmètre pour mesurer le courant et la tension (figure III.5).

A chaque fois on augmente la tension de l'autotransformateur et on mesure les valeurs de courant et tension, On prend note sur un tableau jusqu'à ce que on atteindra une tension fixe (tension du coude) avec ces valeurs, On trace la caractéristique  $U = f(I)$  qui représente la courbe de saturation du TC



**Figure III.5** : a) Courbe de saturation (CEI/BS La norme CEI 60044-1), b) schéma principe pour mesurer la courbe de saturation du TC.

Notre test a été effectué à l'aide de la caisse d'injection numérique CPC100 de OMICRON (figure III.4)

- **Résultats des Tests :**

Les résultats des tests de mesure sont présentés dans le tableau III.3 et la figure III.5 :

Magnétisation TC :	Magn_enrl 2S1-2S2
Evaluation:	OK
V max:	2000,0V
I max:	0,5A
Fréquence:	50,0Hz
V (volts)	I (Ampère)
155,77V	0,514789A
155,21V	0,490359A
155,16V	0,465534A
154,76V	0,441143A
154,07V	0,416759A
153,38V	0,39217A
153,31V	0,368045A
153,03V	0,343643A
152,37V	0,319756A
151,93V	0,295826A
151,51V	0,272181A
151,07V	0,248692A
150,56V	0,225502A
149,9V	0,202759A
147,85V	0,158711A
144,46V	0,102361A
141,05V	0,077283A
137,11V	0,06313A
132,34V	0,053698A
126,99V	0,04706A
121,36V	0,042163A
115,26V	0,038254A
108,99V	0,035119A
102,52V	0,032467A
95,93V	0,030144A
89,31V	0,028057A
82,62V	0,026109A
75,86V	0,024262A
69,03V	0,022475A
62,15V	0,020716A
55,23V	0,018932A
48,24V	0,017114A
41,28V	0,015221A
34,31V	0,01324A
27,3V	0,01115A
20,24V	0,008884A
11,07V	0,00563A
5,04V	0,003103A
Calcul du coude:	IEC/BS
V coude:	<b>126,41V</b>
I coude:	<b>0,046538A</b>

Tableau III.3 : Résultat U coude et I coude

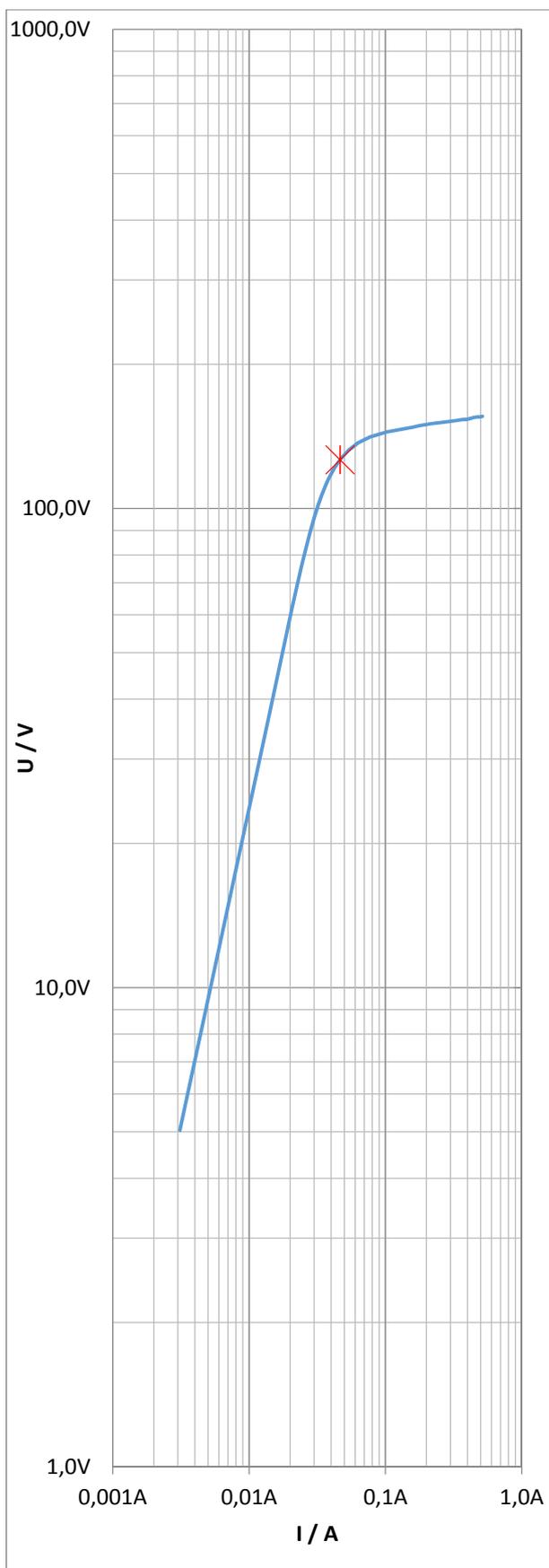


Figure III.5 : La Courbe de saturation

### III.2.4 Teste des protections internes :

Le test de ces protections s'effectuera manuellement par simulation, parmi ces protections notre test à toucher deux protections :

#### III.2.4.1 Teste du relai Bucholz :

Comme on a démontré précédemment le principe de fonctionnement du relai dans le chapitre II, la figure III.6 présente la méthode de test du relai bucholz du TR 60/30 Kv au poste BISKRA comme suit.

Un léger appui par le doigt sur le bouton de test actionne le contact, le premier contact provoquant une alarme, l'appui du bouton jusqu'à la fin de course provoque le déclenchement de disjoncteur associé à la protection du transformateur de puissance.

#### III.2.4.2 Teste du relai RS 2001 (Bucholz réglé) :

Le relai RS 2001 est doté de deux bouton poussoirs pour le test (Figure III.7), un appui sur le 1<sup>er</sup> bouton à gauche actionne le contact de déclenchement des disjoncteurs, le deuxième bouton c'est le bouton de réarmement du premier contact de déclenchement.

Si on actionne le deuxième contact et le premier se réarme (déclenchement non maintenue) donc ce n'est pas un défaut réel.

Si on actionne le deuxième contact et le premier ne se réarme pas (déclenchement maintenue), alors c'est un défaut réel.



Figure III.6 : test du relai Bucholz TR

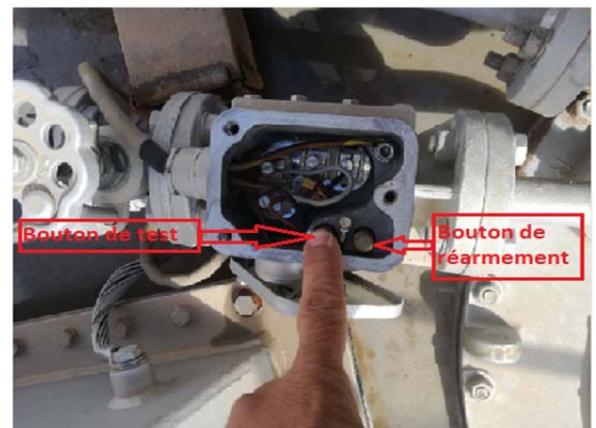


Figure III.7 test du relai RS 2001

### III.2.5 Teste des protections externes :

On a choisi un test sur une protection différentielle numérique type **T60** de **GE** du transformateur 60/30kV, pour configurer la protection il nous faut les caractéristiques suivantes du transformateur :

- Réducteur de courant coté primaire : 500/1 A ( $KTC_p = 0,002$ )
- Réducteur de courant coté secondaire : 1000/1 A ( $KTC_s = 0,001$ )
- Courant nominal coté primaire :  $I_{np}$  (HT) = 384,9 A
- Courant nominal coté secondaire :  $I_{ns}$  (MT) = 733,14 A
- Couplage Yyn0.
- Puissance : 40 MVA

Comme les courants de test qu'on doit injectés dans la protection soient en basse tension il est nécessaire de ramener les valeurs de courants nominaux du transformateur aux valeurs secondaires on utilisant les rapports de transformateurs des TC. Le calcule est comme suit :

$$I_{np} (BT) = I_{np} (HT) \times KTC_p = 384,9 \times 0,002 = 0,7698 \text{ A} \approx 0,770 \text{ A} \quad (III.1)$$

$$I_{ns} (BT) = I_{ns} (HT) \times KTC_s = 733,14 \times 0,001 = 0,733 \text{ A} \quad (III.2)$$

## III.2.5.1 Description sur les outils de test utilisés :

La figure III.8 suivante représente les outils utilisés dans notre test expérimental.

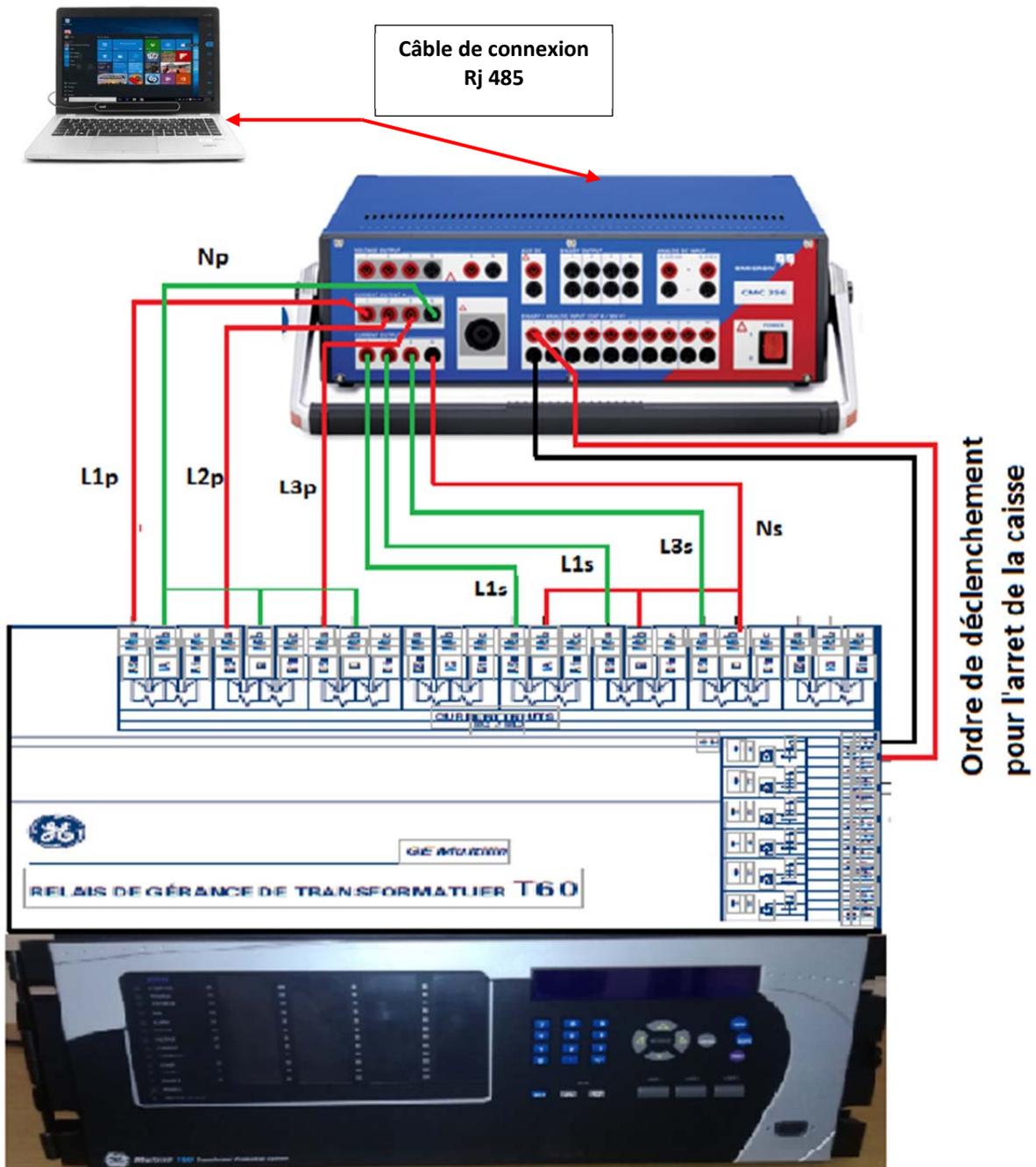


Figure III.8 : schéma de montage des équipements des tests

- Caisse d'injection CMC 356 ① :

La caisse d'injection **CMC 356** de OMICRON est un outil de test, avec ses deux sources de courants triphasé **0 à 25** Ampère et une source de tension triphasé de **0 à 250** volts elle joue le rôle du simulateur du réseau électrique en plus elle est destinée au test des relais de protections (distance,

différentiel et maximum de courant .....etc.) aussi pour les appareils de mesures (compteurs d'énergies et transducteurs.....etc).

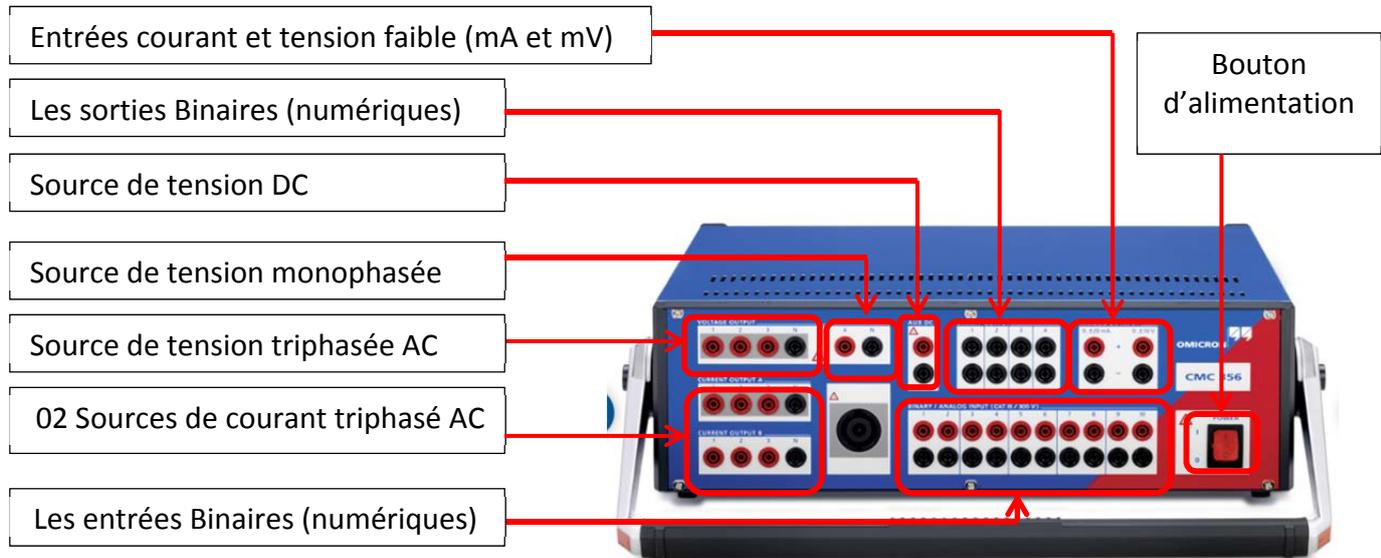


Figure III.9 : caisse d'injection CMC 356 OMICRON

Les fonctions des protections seront testées pendant nos essais avec les modules du logiciel **Test Universe 3.01** d'OMICRON.

- **Page de démarrage** : c'est l'interface du logiciel **Test Universe 3.01** pour la communication avec la caisse d'injection OMICRON.

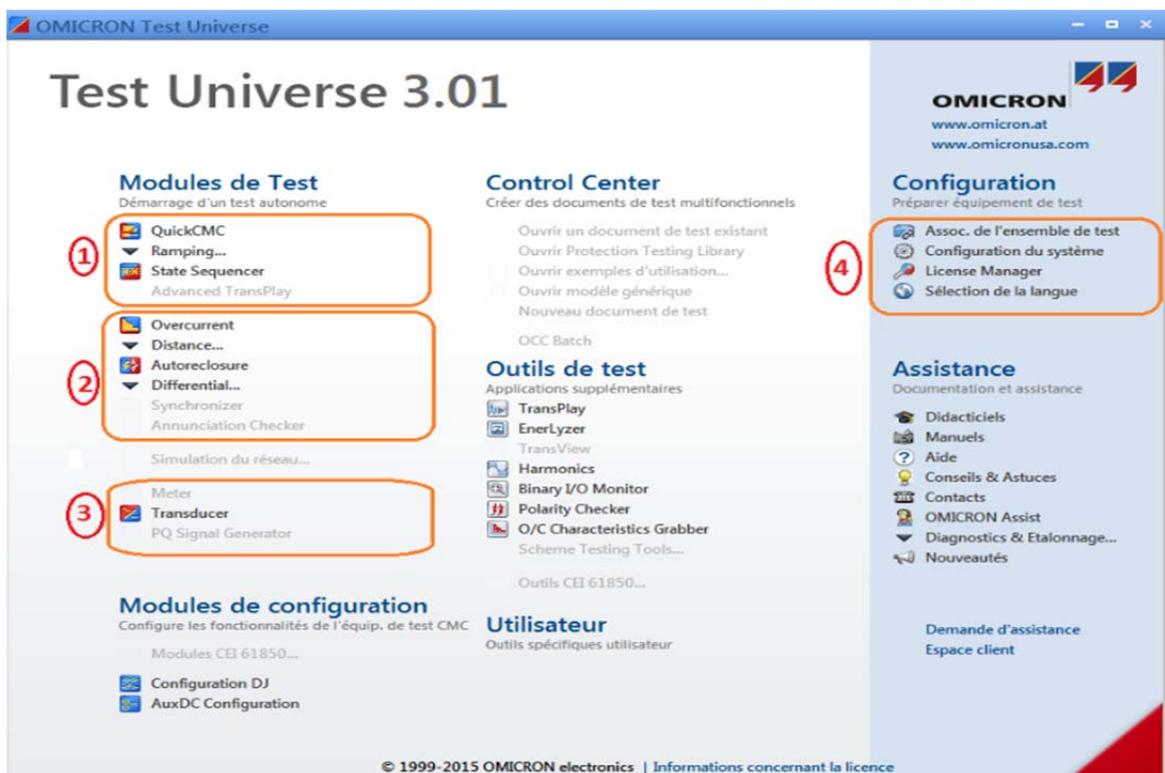


Figure III.10 Interface du logiciel Test Universe 3.01

① **Modules de test Généraux** : Ces modules sont utilisés pour contrôler les générateurs de signaux analogiques de l'équipement de test CMC directement. Ainsi, en principe, ils fournissent un moyen de tester n'importe quelle fonction de protection.

② **Modules de Test dédiés** : Ces modules sont dédiés à des fonctions spécifiques de protection. Les sorties courants et tensions sont automatiquement calculés par le module de test en question.

③ **Modules de test mesures** : Vous pouvez utiliser ces modules pour tester des compteurs, des convertisseurs et des appareils de mesure de la qualité de la fourniture d'énergie.

④ **Module de la configuration** : ce module est destiné pour la configuration du système et la préparation de l'ensemble de test de.

Le logiciel de communication **Test Universe 3.01 d'OMICRON**, sert à tester tous les types des protections comme il est indiqué sur la page de démarrage (Figure III.10)

La méthodologie d'utilisation du logiciel **Test Universe 3.01 d'OMICRON** pour notre test de la protection différentielle par le module classique **QuikCMC** est comme suit :

- 1- Après démarrage du module de test **QuikCMC** en cliquant sur l'icône de configuration (Figure III.11) affectant le sorties analogique (courants primaire et secondaire).
- 2- Affectation des valeurs de courant nominales primaires et secondaires déjà calculés ainsi les angles de déphasage (Figure III.12).
- 3- Configuration du pas automatique (Figure III.13).c'est l'affectation du temps max défaut 50 ms par lequel le courant diminue de 10 mA dans la phase en défaut jusqu'au atteindre la valeur de défaut.
- 4- Démarrage du test avec le bouton pré défaut (avant défaut) puis le bouton démarrage (défaut) Figure III.14, après le défaut un rapport de défaut sera automatiquement enregistré par la suite on peut faire l'analyse du défaut.

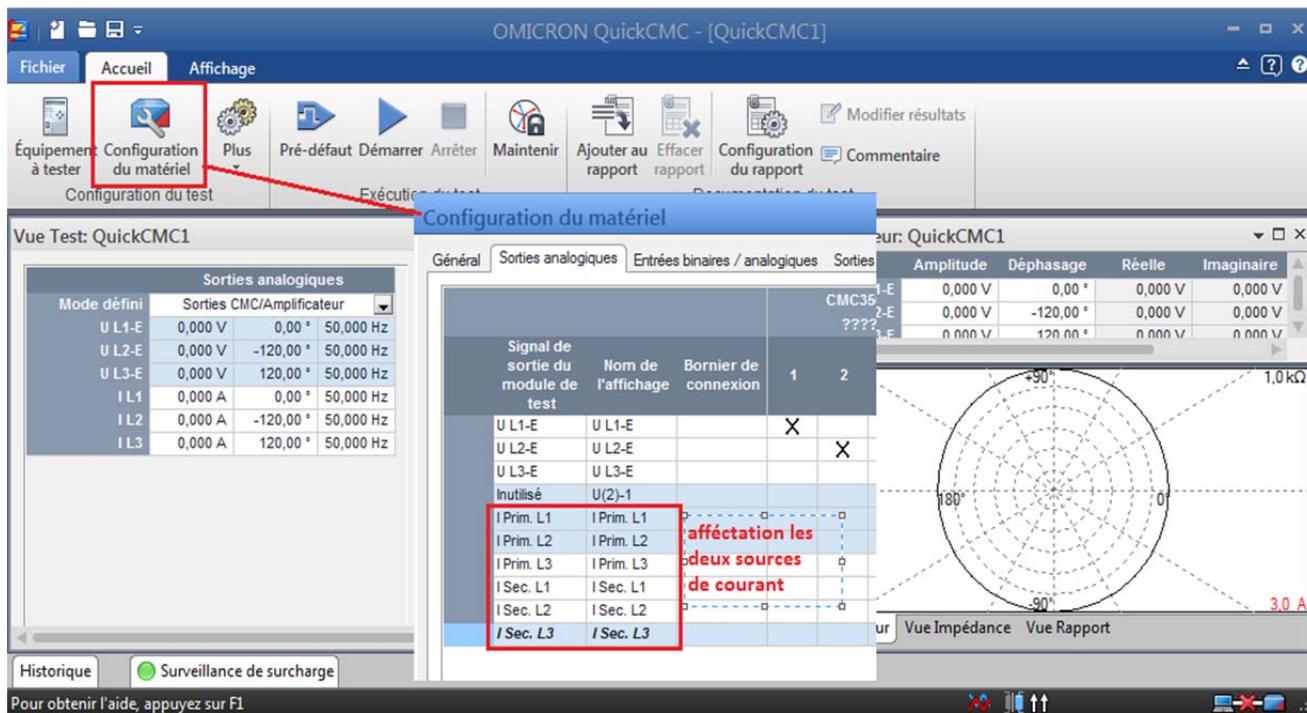


Figure III.11 : menu d'affectation des sorties Analogiques courantes primaires et secondaires

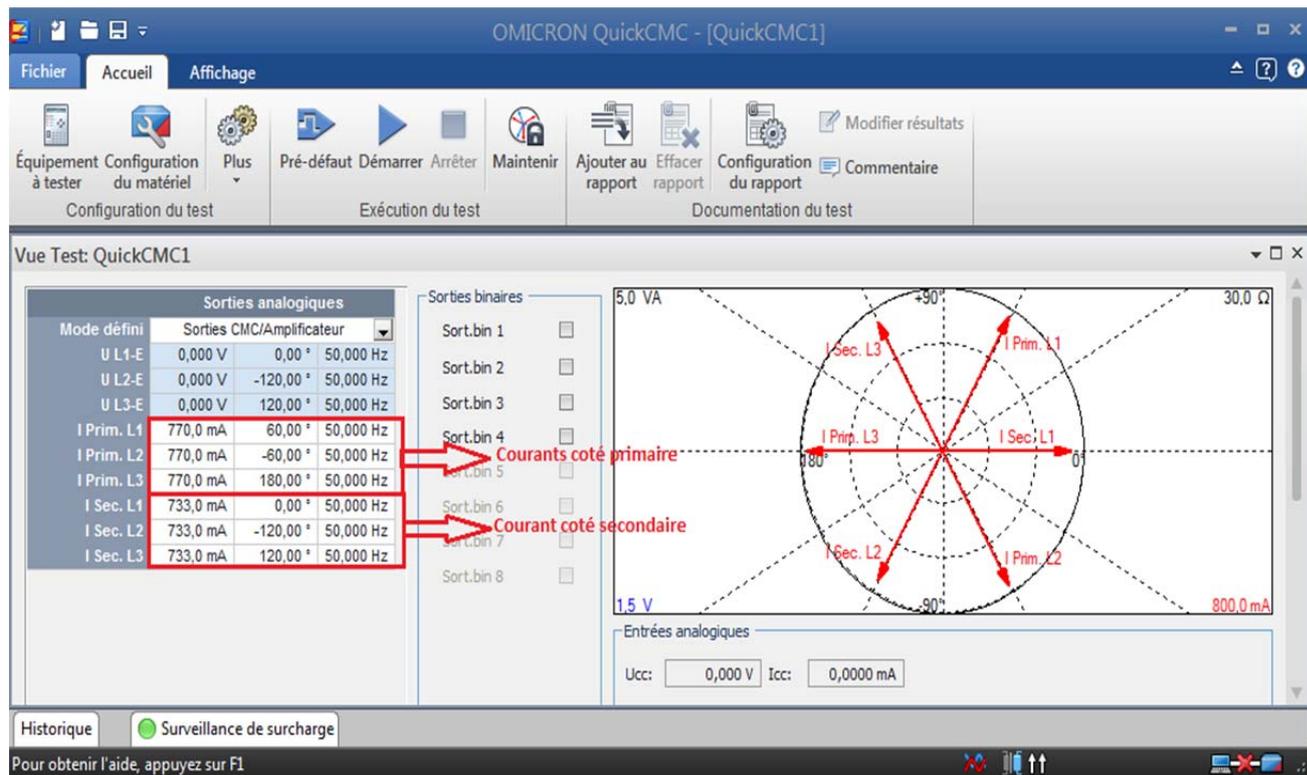


Figure III.12 : affectation des valeurs des courants primaires et secondaire calculés

Vue Test: QuickCMC1

Sorties analogiques			
Mode défini	Sorties CMC/Amplificateur		
U L1-E	0,000 V	0,00°	50,000 Hz
U L2-E	0,000 V	-120,00°	50,000 Hz
U L3-E	0,000 V	120,00°	50,000 Hz
I Prim. L1	770,0 mA	60,00°	50,000 Hz
I Prim. L2	770,0 mA	-60,00°	50,000 Hz
I Prim. L3	770,0 mA	180,00°	50,000 Hz
I Sec. L1	733,0 mA	0,00°	50,000 Hz
I Sec. L2	733,0 mA	-120,00°	50,000 Hz
I Sec. L3	733,0 mA	120,00°	50,000 Hz

Sorties binaires

- Sort.bin 1
- Sort.bin 2
- Sort.bin 3
- Sort.bin 4
- Sort.bin 5
- Sort.bin 6
- Sort.bin 7
- Sort.bin 8

Entrées analogiques

Ucc: 0,000 V Icc: 0,0000 mA

Entrées binaires / Trigger

Déc	Détec.	
Inutilisé	<input checked="" type="checkbox"/>	n/a
Inutilisé	<input type="checkbox"/>	n/a
Inutilisé	<input type="checkbox"/>	

Sur trigger

Mettre hors tension Délai : 50,00 ms

Pas / Rampe

Signaux : I Prim. L1 Taille : 10,00 mA  Pas auto

Grandeur : Amplitude Durée : 1,000 s Réinitialis. : 500,0 ms

le pas auto sert à diminuer le courant de la phase en défaut chaque 50 ms pour Atteindre la valeur de défaut

Figure III.13 : configuration du pas automatique

OMICRON QuickCMC - [QuickCMC1]

Pré-défaut (F8) Démarrer Arrêter

Pré défaut

Démarrage du défaut

Démarrage ou passe à la sortie de l'état pré-défaut : U L1-E = U L2-E = U L3-E = 57,73 V

Signal	Amplitude	Déphasage	Réelle	Imaginaire
U L1-E	57,73 V	0,00°	57,73 V	0,000
U L2-E	57,73 V	-120,00°	-28,87 V	-50,00
U L3-E	57,73 V	120,00°	-28,87 V	50,00
I Prim. L1	770,0 mA	60,00°	385,0 mA	666,6 m
I Prim. L2	770,0 mA	-60,00°	385,0 mA	-666,6 m
I Prim. L3	770,0 mA	180,00°	-770,0 mA	0,000
I Sec. L1	733,0 mA	0,00°	733,0 mA	0,000
I Sec. L2	733,0 mA	-120,00°	-366,5 mA	-634,8 m
I Sec. L3	733,0 mA	120,00°	-366,5 mA	634,8 m

Historique Surveillance de surcharge

Démarrage ou passe à la sortie de l'état pré-défaut: U L1-E = U L2-E = U L3-E = 57,73 V

Figure III.14 : démarrage du pré défaut et défaut.

- Protection Différentielle T60 ② :

Le Relai T60 est un relais de protection numérique multifonctions (figure III.15), sa fonction principale c'est la protection différentielle à pourcentage **F87T** destiné pour les transformateurs de puissance. Il peut être configuré avec des transformateurs à trois enroulements

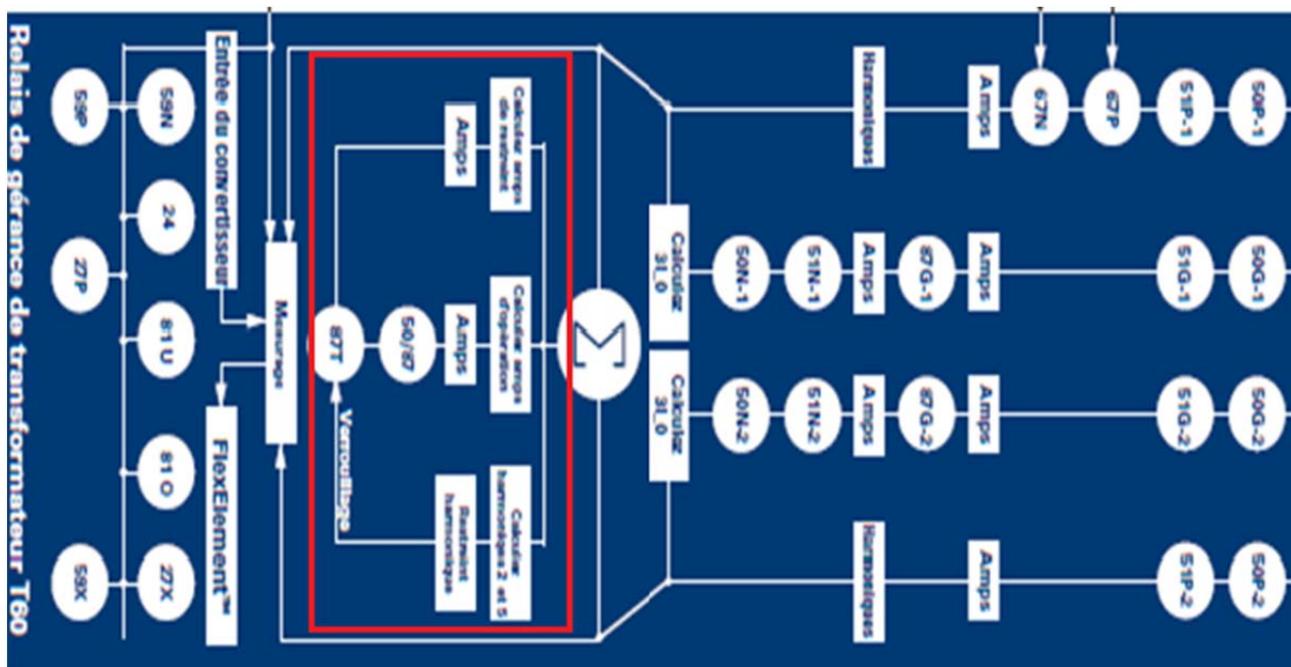


Figure III.15 : relai de protection numérique T60 multifonctions

- Schémas de raccordement de la protection T60 : ce schème de la figure III.16, représente les différents entrées analogiques (courants et tensions) et les entrées et sorties logiques (numériques) pour le câblage et l'installation dans le réseau.

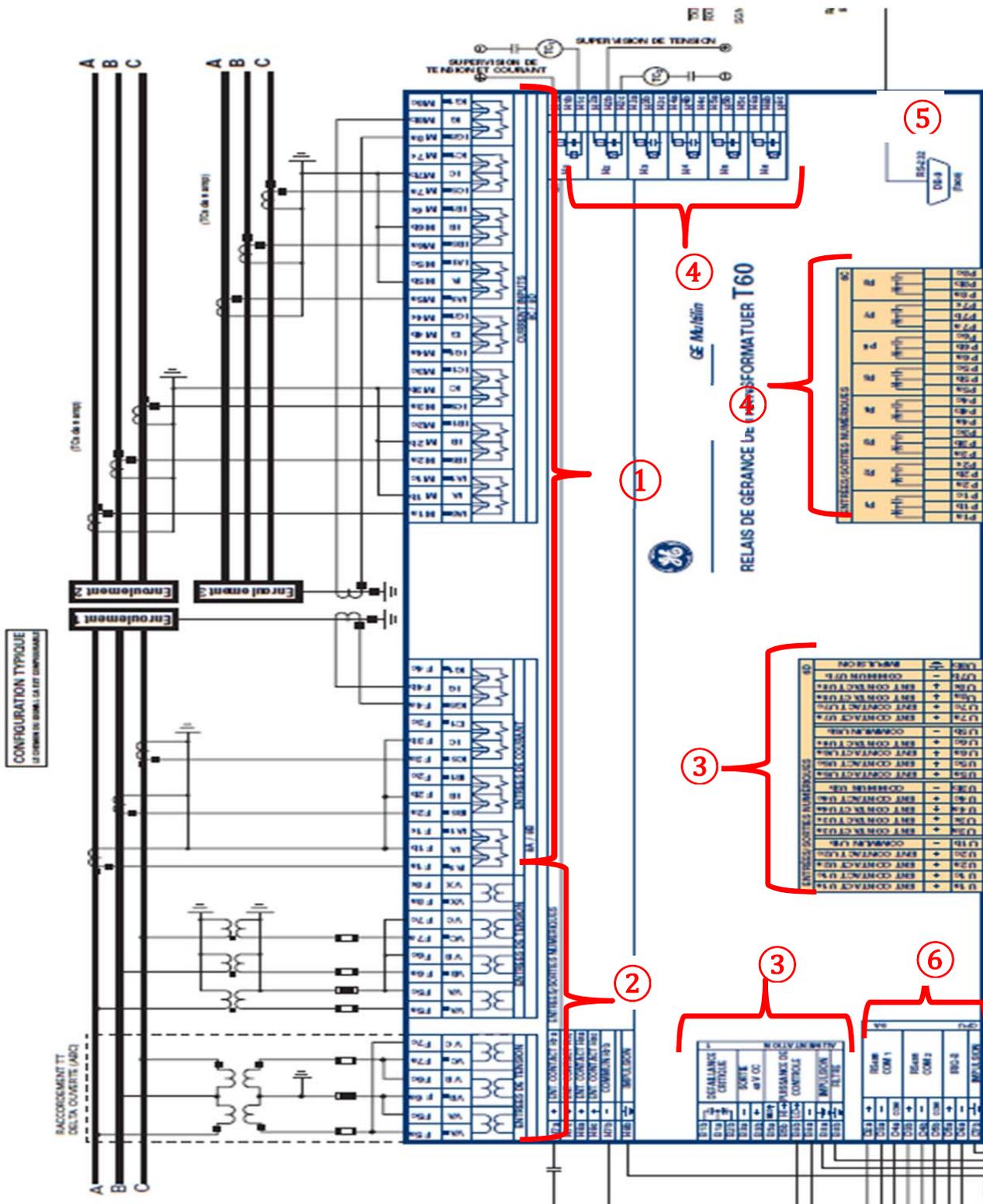


Figure III.16 : schéma de raccordement de la protection T60 avec le réseau



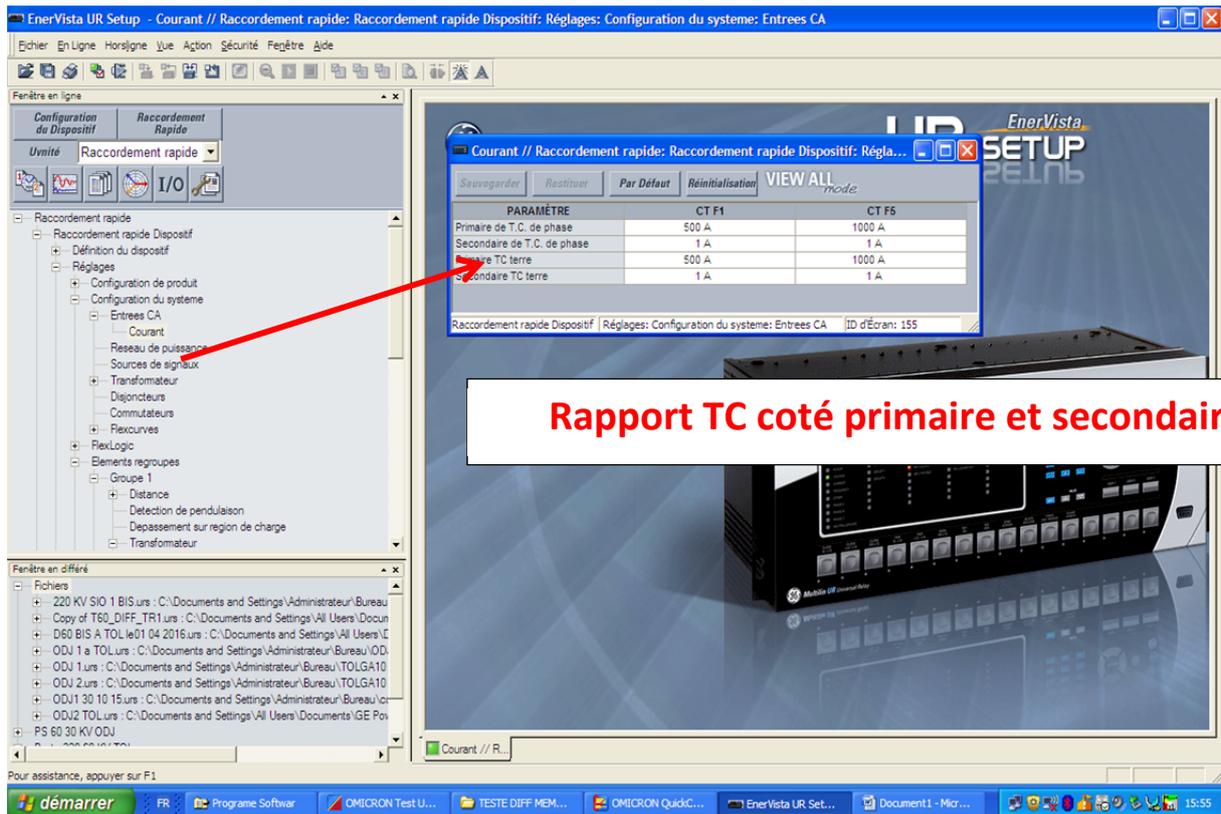


Figure III.19 : Affichage des rapports TC coté primaire et secondaire

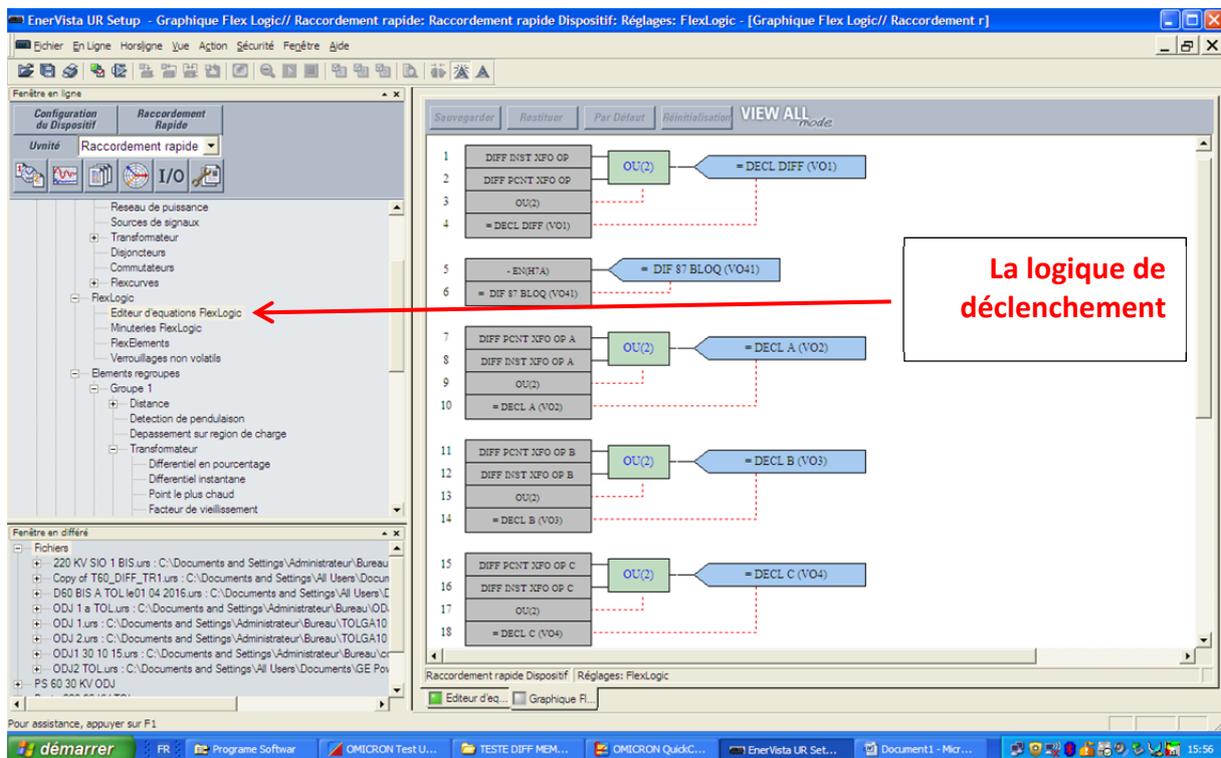


Figure III.20: création de la logique de déclenchement

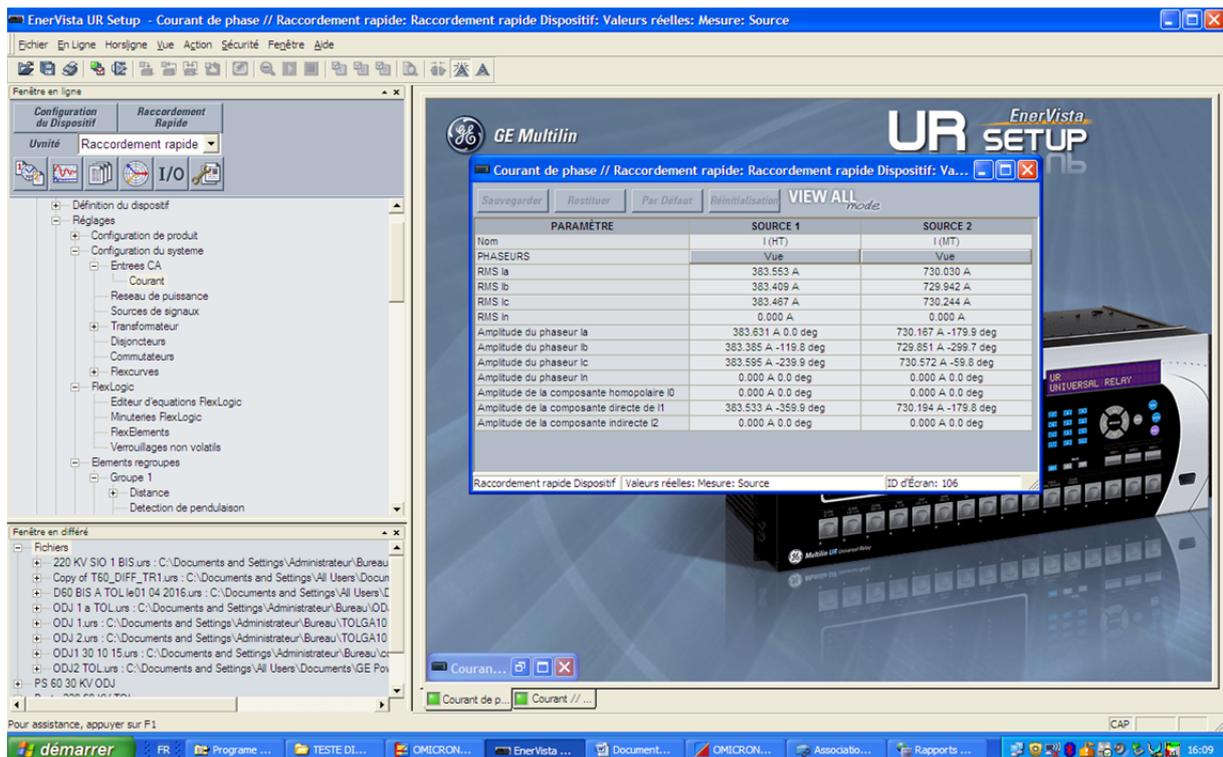


Figure III.21 : Visualisation des valeurs de mesures des courants réels

### III.2.6.2 Description du test effectuée :

Comme on pas pu faire un test sur la caractéristique a pourcentage de la protection différentielle par maque de **licence** du module de **test différentielle** sur notre caisse d'injection **CMC356** de OMICRON on a utilisé un test efficace à l'aide du module de teste **QuikCMC** il a été effectué au niveau du poste 220/60/30 kV de GRTE BISKRA comme suit :

Après avoir effectué tous les étapes de paramétrage de la protection différentielle T60 et la caisse d'injection CMC 356 selon la méthodologie expliquée d'avance, on a entamée au raccordement est câblage des circuit courants coté secondaire et coté primaire et la sortie déclenchement de la protection vers l'entrée binaire de la caisse pour permettre l'arrêt de la caisse d'injection au moment de défaut et l'obtention du rapport de test détaillé, les test effectués ont touchés plusieurs défauts à savoir :

- Défaut monophasé.
- Défaut Biphassé.
- Défaut Triphasé

Tous les essais et les résultats de tests sont récapitulés dans le rapport de test suivant :

**Rapport et résultats des tests :**

**Poste/Départ:**

Poste: 220/60/30 KV Adresse poste: STE- BISKRA  
 Tranche: TR 60/30 KV Adresse départ: BISKRA

**Equipement:**

Nom/description: Protection Différentiel Constructeur: Général Electrique  
 Type équipement: T60 Adresse équipement: F87T

**Valeurs nominales:**

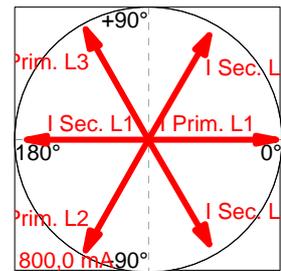
f nom: 50,00 Hz Nombre de phases: 3  
 U nom 100,0 V U primaire: 60,00 kV  
 (secondaire):  
 I nom (secondaire): 1,000 A I primaire: 500,0 A

**Module de test**

Nom: OMICRON Quick MC Version: 3.01  
 Début test: 20-juin-2019 17:39:41 Fin test: 20-juin-2019 17:56:17  
 Nom utilisateur: TOBBECHE Aabdelhak Responsable: Essayeur Protections  
 Société: STE BISKRA - GRTE / Setif

• **Teste de stabilisée**

I Prim. L1	0,770A	0,00°
I Prim. L2	0,770A	-120,00°
I Prim. L3	0,770A	120,00°
I Sec. L1	0,733A	180,00°
I Sec. L2	0,733A	60,00°
I Sec. L3	0,733A	300,00°



**Tableau III.4 :** les courants primaire et secondaires injectés

**FigureIII.22:** Stabilisée

- **Interprétation :** ce test a été effectué pour confirmer la stabilité de la protection différentiel et confirmé le sens d'orientation des réducteurs de courant en injectant les courant nominales coté primaire et coté secondaire avec le déphasage de 180°, (Tableau III.4) (FigureIII.22) du transformateur la protection ne réagit pas cela confirme que le bon câblage des secondaires des réducteurs de courant (TC) aussi le courant différentiel est nul .

• Défaut monophasé L1 coté primaire

I Prim. L1	<b>0,260A</b>	0,00°
I Prim. L2	0,770A	-120,00°
I Prim. L3	0,770A	120,00°
I Sec. L1	0,733A	180,00°
I Sec. L2	0,733A	60,00°
I Sec. L3	0,733A	300,00°

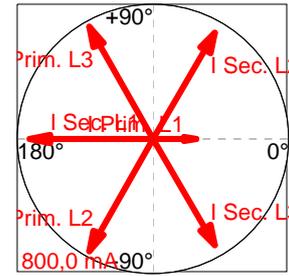
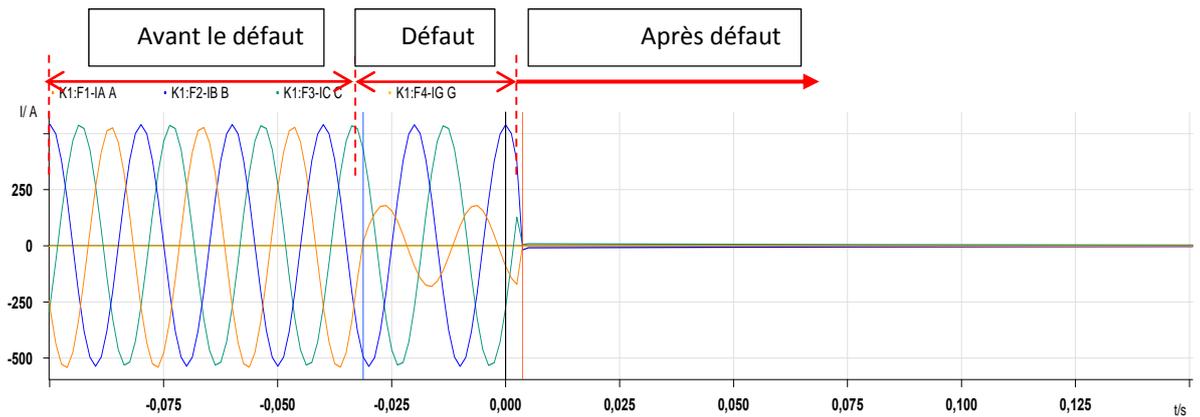
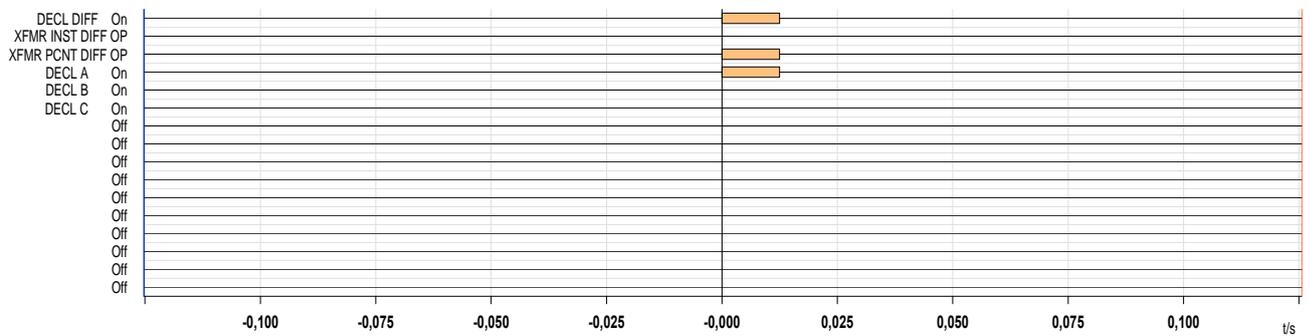


Tableau III.5 : le courant de la phase L1 en défaut

FigureIII.23: Défaut sur L1



FigureIII.24 : Représentation des signaux de courant primaire avec, la phase L1 en Défaut



FigureIII.25 : représentation des sorties logiques de déclenchement

- **Interprétation** : le tableau III.5 et la figure III.23 et la figure III.24, nous montrent la valeur du courant primaire de la phase L1 après la diminution automatiquement (par pas de 10 mA) jusqu'à ce qu'elle atteindra la valeur du courant de fonctionnement de la protection, cette dernière provoque un arrêt de la caisse d'injection via une entrée binaire à un temps de  $T = 0,023s$  c'est le temps de déclenchement du relai.

• Défaut biphasé L1-L2 coté primaire

I Prim. L1	0,390A	0,00°
I Prim. L2	0,390A	-120,00°
I Prim. L3	0,770A	120,00°
I Sec. L1	0,733A	180,00°
I Sec. L2	0,733A	60,00°
I Sec. L3	0,733A	300,00°

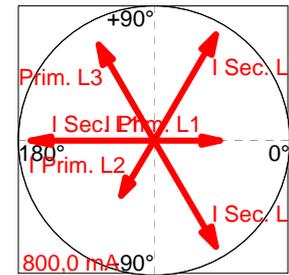
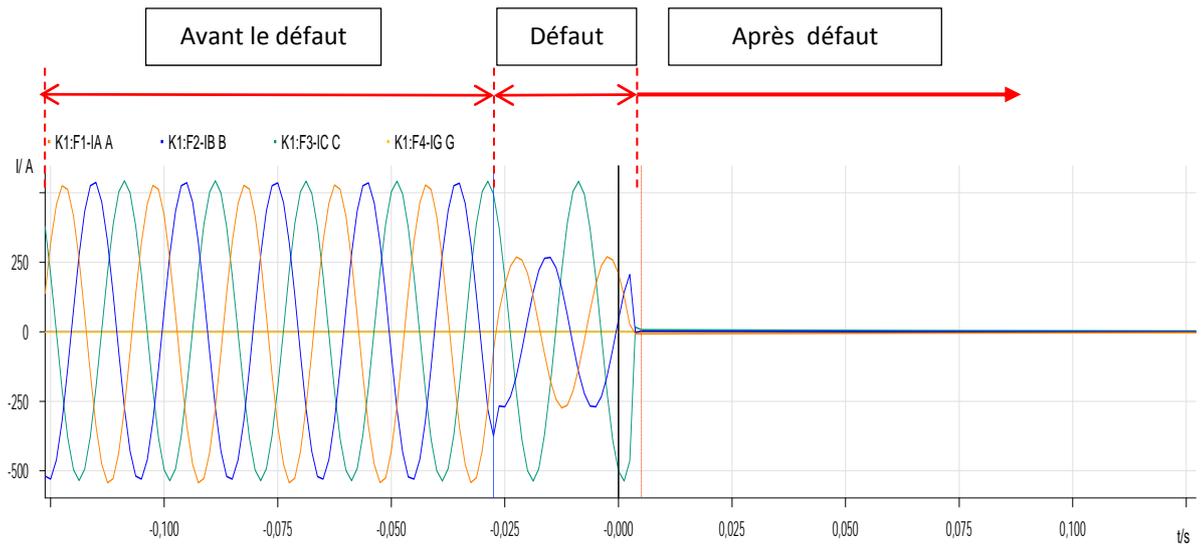
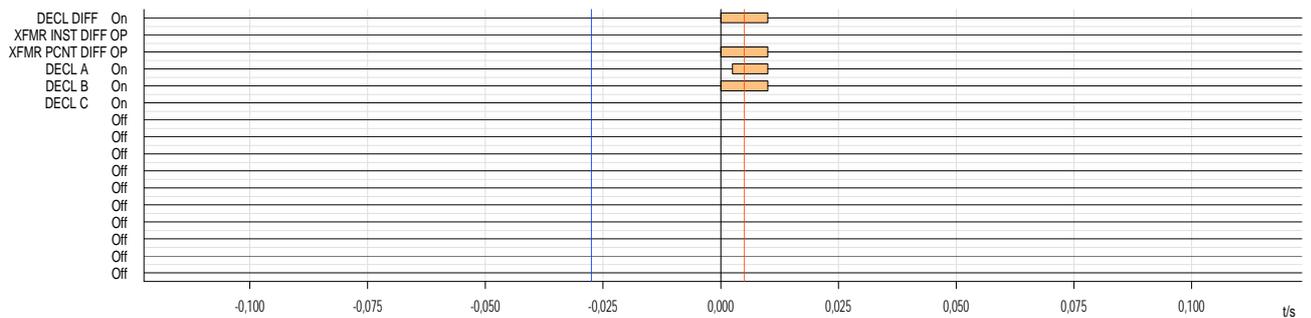


Tableau III.6 : les courants des phases L1 et L2 en défauts

FigureIII.26 : Défaut sur L1-L2



FigureIII.27 : Représentation des signaux des courants primaire ainsi les phases L1-L2 en Défauts



FigureIII.28 : représentation des sorties logiques de déclenchement

- **Interprétation :** le tableau III.6, la figure III.26 et la figure III.27, nous montre les valeurs des courants primaires des phases L1 et L2 après leur diminution automatiquement (par pas de 10 mA) jusqu'à ce qu'elles attendront les valeurs du courants de fonctionnement de la protection, cette dernier provoque un arrêt de la caisse d'injection via a une entrée binaire a un temps  $T = 0,017s$  qui est le temps de déclenchement du relai

Défaut biphasé L1-L2 coté secondaire:

I Prim. L1	0,770A	0,00°
I Prim. L2	0,770A	-120,00°
I Prim. L3	0,770A	120,00°
I Sec. L1	0,423A	180,00°
I Sec. L2	0,423A	60,00°
I Sec. L3	0,733A	300,00°

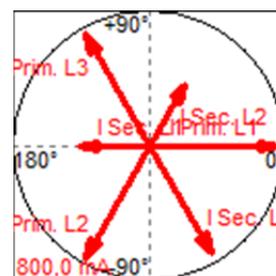
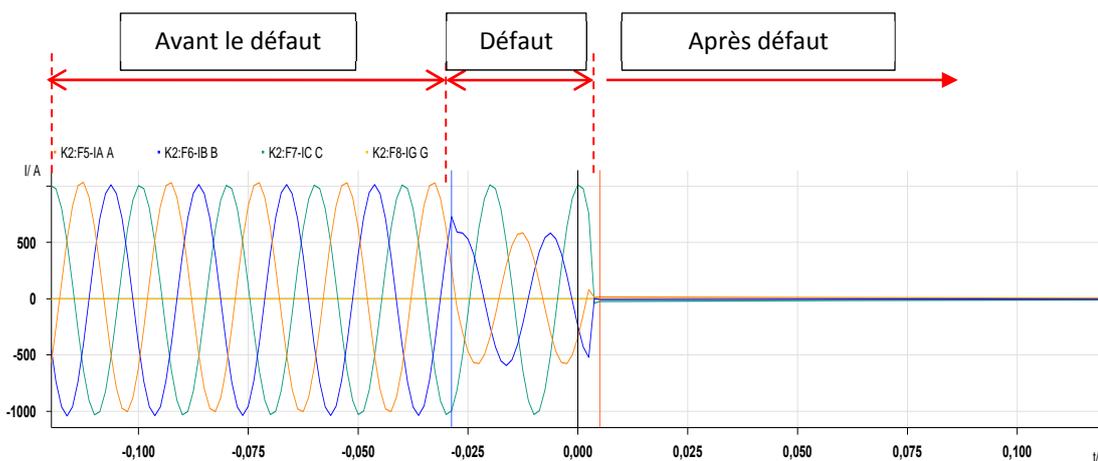
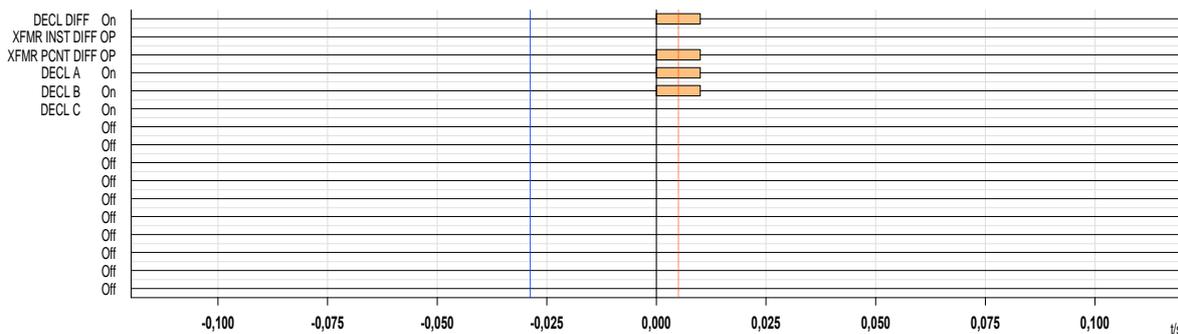


Tableau III.7 : les courants des phases L1 et L2 en défauts

FigureIII.29: Défaut sur L1-L2



FigureIII.30: Représentation des signaux de courants secondaires avec la phase L1-L2 en Défauts



FigureIII.31 : représentation des sorties logiques de déclenchement

- Interprétation :** le tableau III.7, la figure III.29 et la figure III.30, nous montrent les valeurs des courants secondaires des phases L1 et L2 après leur diminution automatiquement (par pas de 10 mA) jusqu'à ce qu'elles attendront les valeurs du courants de fonctionnement de la protection, cette dernier provoque un arrêt de la caisse d'injection via a une entrée binaire a un temps  $T = 0,014s$  qui est le temps de déclenchement du relai

• Défaut triphasé L1-L2-L3 coté primaire

I Prim. L1	0,430A	0,00°
I Prim. L2	0,430A	-120,00°
I Prim. L3	0,430A	120,00°
I Sec. L1	0,733A	180,00°
I Sec. L2	0,733A	60,00°
I Sec. L3	0,733A	300,00°

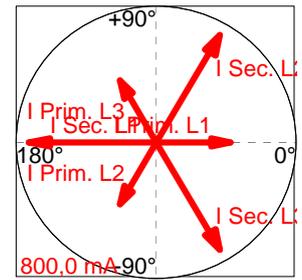
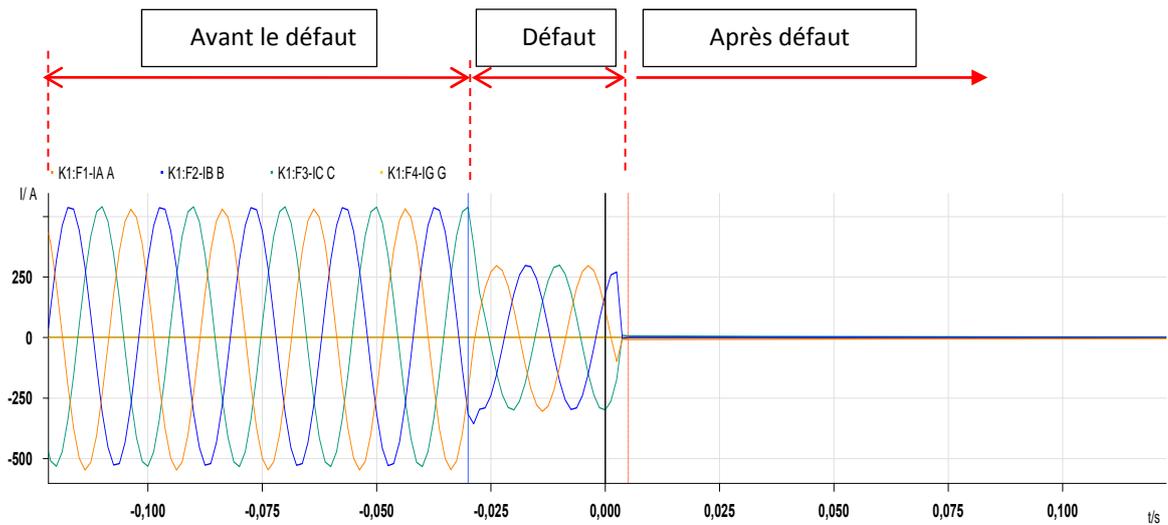
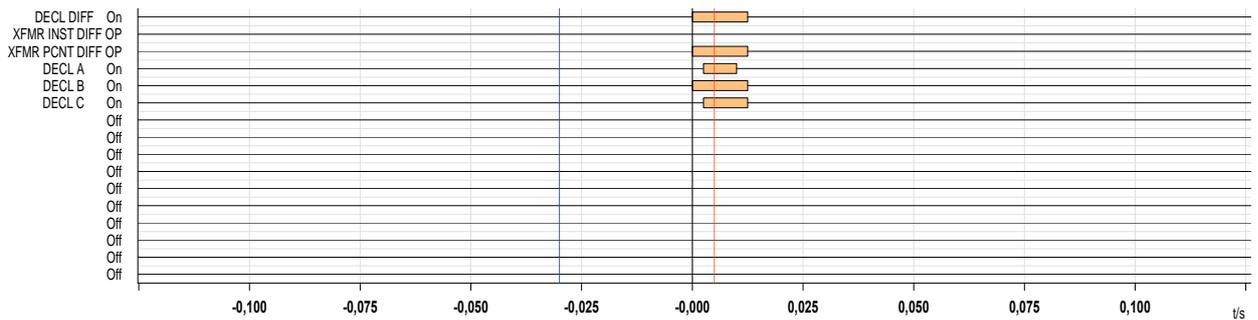


Tableau III.8 : les courants les phases L1, L2 et L3 en défauts

FigureIII.32: Défaut sur L1-L2-L3



FigureIII.33 : Représentation des signaux de courants primaires avec les phases L1, L2 et L3 en défauts



FigureIII.34 : représentation des sorties logiques de déclenchement

- **Interprétation :** le tableau III.8, la figure III.33 et la figure III.34, nous montrent les valeurs des courants primaires des phases L1, L2 et L3 après leur diminution automatiquement (par pas de 10 mA) jusqu'elles attendront les valeurs du courants de fonctionnement de la protection, cette dernier provoque un arrêt de la caisse d'injection via a une entrée binaire a un temps  $T = 0,027s$  c'est le temps de déclenchement du relai

• Défaut triphasé L1-L2-L3 coté secondaire

I Prim. L1	0,770A	0,00°
I Prim. L2	0,770A	-120,00°
I Prim. L3	0,770A	120,00°
I Sec. L1	0,463A	180,00°
I Sec. L2	0,463A	60,00°
I Sec. L3	0,463A	300,00°

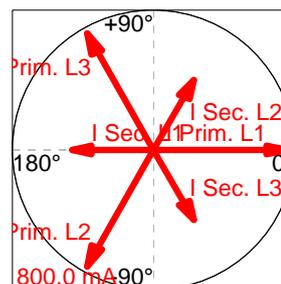
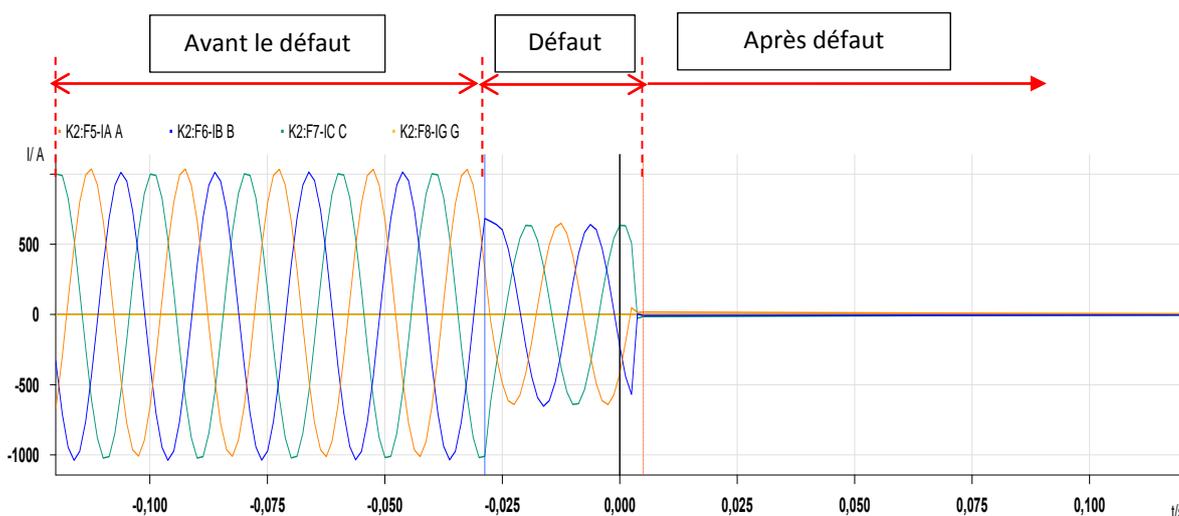
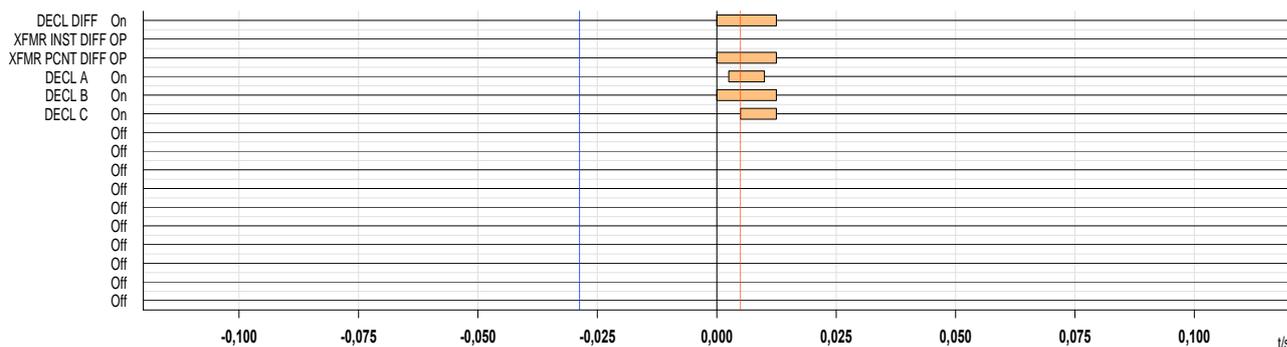


Tableau III.10: les courants les phases L1, L2 et L3 en défauts

FigureIII.35: Défaut sur L1-L2-L3



FigureIII.36 : Représentation des signaux de courants secondaires avec les phases L1, L2 et L3 en Défauts



FigureIII.37 : représentation des sorties logiques de déclenchement

- **Interprétation :** le tableau III.10, la figure III.35 et la figure III.36, nous montrent les valeurs des courants secondaires des phases L1, L2 et L3 après leur diminution automatiquement (par pas de 10 mA) jusqu'elles attendront les valeurs du courants de fonctionnement de la protection, cette dernier provoque un arrêt de la caisse d'injection via a une entrée binaire a un temps  $T = 0,021s$  c'est le temps de déclenchement du relai

**III.3 Conclusion :**

Dans ce chapitre, nous avons traité quelques protections internes et externes du transformateur de puissance tels que le relai bucholz et la protection différentielle, ainsi que les réducteurs de courants (TC). Vu l'importance de ces protections et équipements de mesure il est indispensable de faire des essais préventives c'est le cas de nos tests pratiques réalisés au niveau du poste 220/60/30 KV BISKRA GRTE. On à essayer de toucher les principaux tests associés a la protection différentielle tout en considérant l'application de plusieurs types de défauts de court-circuit à savoir le défaut phase terre, défaut biphasé isolé, et le défaut triphasé symétrique. Afin de montrer l'importance du bon choix de transformateur de courant sur l'efficacité du système de protection, des tests sur la courbe de magnétisation de TC ont été aussi effectuées.

### Conclusion générale

Le bon fonctionnement des relais de protection des transformateurs de puissance est une tâche primordiale et indispensable pour assurer la stabilité et la continuité de service du réseau électrique. Ce fonctionnement doit être conforme aux réglages affichés sur ces protections pour assurer une bonne sélectivité du système de protection. A cet effet des tests préventifs doivent être obligatoirement effectués avant la mise en service des transformateurs de puissance.

Pour cette raison notre mémoire de fin d'étude est consacrée à réaliser des tests expérimentaux basés sur la configuration d'une protection différentielle **T60** dédié à la protection des transformateurs de puissance par utilisation du logiciel **EnerVista UR Setup** et une caisse d'injection **CMC356 d'OMICRON** par laquelle on a fait des tests pratiques sur la protection différentielle à l'aide du logiciel de communication **Test Univers 3.01** permettant ainsi la simulation des données du réseau ainsi que les différents défauts. D'autres tests expérimentaux ont été aussi achevés tels que la détermination de la caractéristique magnétique du transformateur de courant, et les tests au niveau du relais Bucholz.

En perspectives nous proposons d'élargir cette étude pour étudier les points suivants :

1. Développer une méthodologie d'analyse et de réglages des protections tout en considérant l'effet de saturation des transformateurs de courant et le courant capacitifs.
2. Résoudre le problème de coordination entre la protection différentielle et d'autres protections.

### Bibliographie

- [1] Laib Hichem, "Contribution A L'étude du Contrôle du Flux de Puissance Par l'UPFC"  
Magister en Electrotechnique, université BATNA Soutenu le : 13/06/2009.>
- [2] [ZAIDI .F et MEBARAKOU .R plan de protection et philosophie de réglage opté par  
Sonelgaz GRTE/setif (Master En électrotechnique 2017)
- [3] SYSTÈMES D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE GUIDE DE RÉFÉRENCE/Les postes THT / HT ELEC  
International Symposium Édition 1998 Gil LEBOYER, Alain GIRODET et Jean-Claude VIAU  
BOUNEZOU ALSTOM
- [4] [REF/technique de l'ingénieur Réseaux électriques et applications (Réf. Internet ti302)]
- [5] Eléctrothéchnique WILDI-SYBILLE 4eme edition
- [6] Source de document GRTE- DTE ALGER
- [7] Information par SPE groupe SONELGAZ.
- [8] les protections et les automates des réseaux HT (principes généraux) EDF >
- [9] Formation générale au transformateur de puissance - R. Manderlier CG Holding Belgaum  
NV - Services Division Category: Training Intellectual property of CG /AVANTA
- [10] Dr. Mohamed ZELLAGUI Maître de Conférences institut de Formation de l'Electricité et du  
Gaz (IFEG) Centre de Formation Ain M'lila
- [11] NSTALLATIONS ELECTRIQUES VERIFICATION -ESSAIS SUR SITE MISE EN SERVICE  
PROCEDURE METHODE : GROUPE SCHNEIDER
- [12] Mr BOUCHAHDANE Mohamed diplômé de DOCTORAT EN SCIENCES EN  
ELECTROTECHNIQUE Année 2013 COORDINATION DE SYSTEMES DE PROTECTIONAPPLIQUEE  
AU RESEAU NATIONAL / UNIVERSITE CONSTANTINE 1
- [13] Projet d'un nouveau plan de protections Réseaux 400,220 et 60 KV de GRTE Plan de  
protection N°7 du réseau de transport de l'électricité EDITION GRTE SEPTEMBRE 2011 GRTE
- [14] Guide for Transformer Maintenance "Ownership of a CIGRE publication, Copyright © 2010
- [15] Test des Relais de Protection avec les équipements de test CMC Test Universe 3.00 -  
OMICRON Academy 2014.