

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

جامعة سعد دحلب البلدة  
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا  
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك  
Département d'Électronique



## Mémoire de Master

Mention Électrotechnique  
Spécialité Machine Électrique

Présenté par

Lamali Arezki

&

Bettache Hamza

# Étude et simulation de la protection d'un transformateur contre les défauts du réseau électrique

Proposé par : Belazzoug Messaoud

Année Universitaire 2015-2016

## Remerciements

---

Louange à Dieu le clément, le miséricordieux, qui nous a donné le courage et la patience de mener à bien ce travail.

Il nous est un devoir d'exprimer notre profonde gratitude et notre estime à notre promoteur Monsieur Belaazoug Messaoud pour nous avoir aimablement accueilli et dirigé au sein du projet. Vos conseils et votre aide incessante nous ont beaucoup marqué.

Nos remerciements vont également aux Mr Rekkab Abd El Kader formateur à l'école technique de Sonelgaz de blida, Mr Abbaci Mohamed doctorant à l'université Yahia Fares de Médéa, dont l'extrême gentillesse, l'aide incessante ainsi que leur présence à nos côtés nous ont trop marqué.

Nous remercions particulièrement nos parents pour leur soutien, leur amour et leurs encouragements sans cesse renouvelés. Nous leur en sommes à jamais reconnaissants.

Nous remercions notre le reste de notre famille, nos amis, nos collègues de classe pour leur soutien moral, et Tous ceux qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de ce travail

## Liste des figures

<b>Figure I.1</b> : Structure général d'un réseau électrique .....	3
<b>Figure I.2</b> : Schéma d'un réseau électrique .....	4
<b>Figure I.3</b> : Schémas de Différentes types de structures des réseaux .....	5
<b>Figure I.4</b> : Architecture générale de réseau d'énergies électrique en Algérie [6] .....	6
<b>Figure I.5</b> : Réseau d'interconnexion de la région d'Alger [48] .....	8
<b>Figure I.6</b> : Réseau de répartition Région d'Alger .....	9
<b>Figure I.7</b> : Structure arborescente du réseau HTA [8] .....	11
<b>Figure I.8</b> : Structure coupure d'artère du réseau HTA [8] .....	11
<b>Figure I.9</b> : Structure en double dérivation du réseau HTA [8] .....	12
<b>Figure I.10</b> : Exemple d'un réseau de distribution en BTA [9] .....	13
<b>Figure II.1</b> : Poste classique extérieur « AIS » [7] .....	15
<b>Figure II.2</b> : Poste Blindé « GIS » [7] .....	16
<b>Figure II.3</b> : Architecture simple antenne [11] .....	18
<b>Figure II.4</b> : Architecture double antenne [11] .....	19
<b>Figure II.5</b> : Architecture double antenne avec double jeu de barres [11] .....	20
<b>Figure II.6</b> : A. Schéma unifilaire du poste 60/10 kV du SIDI ELKEBIR, (Etage 10KV) [49] .....	22
<b>Figure II.6</b> : B. Schéma unifilaire du poste 60/10 kV du SIDI ELKEBIR, (Etage 10KV) [49] .....	23
<b>Figure II.7</b> : Jeux de Barres 60 KV - poste BMR [51] .....	24
<b>Figure II.8</b> : Travée Ligne [51] .....	26
<b>Figure II.9</b> : Travée Transformateur [51] .....	26
<b>Figure II.10</b> : Travée couplage 60KV [50] .....	26
<b>Figure II.11</b> : Travée Arrivée TR [49] .....	26
<b>Figure II.12</b> : Les composants d'un disjoncteur 60 kV [51] .....	27
<b>Figure II.13</b> : Déroulement du coupure le courant dans un pôle Disjoncteur [14].....	28
<b>Figure II.14-A</b> : Présentation sectionneur barre 60 kV - Poste BMR .....	30
<b>Figure II.14-B</b> : Sectionneurs du TR 60/30KV - Poste BMR .....	30
<b>Figure II.14-C</b> : Sectionneurs d'une ligne 60KV - Poste BMR .....	30
<b>Figure II.15</b> : Transformateur de tension (TT) 60KV – Poste BMR .....	32
<b>Figure II.16</b> : Transformateur de Courant (TC) 60kV – Poste BMR .....	33
<b>Figure II.17</b> : Batterie de condensateur 5MVAR [52] .....	34

<b>Figure II.18</b> : Transformateur des services auxiliaires (TSA) - Poste BMR .....	36
<b>Figure II.19</b> : Batteries d'accumulateurs au plomb 127 VCC et 48 VCC [26] .....	38
<b>Figure II.20</b> : Les Redresseurs de charge [23] .....	38
<b>Figure III.1</b> : Transformateur à colonnes [28] .....	41
<b>Figure III.2</b> : Transformateur Type cuirassé [28] .....	42
<b>Figure III.3</b> : Enroulements triphasé d'un Transformateur HT [53] .....	43
<b>Figure III.4</b> : Circuit magnétique du Transformateur HT [34] .....	44
<b>Figure III.5</b> : Couverture des enroulements avec le papier imprégné [53] .....	45
<b>Figure III.6</b> : Vue d'ensemble d'un Transformateur HTB/HTA [55] .....	46
<b>Figure III.7</b> : Système de Refroidissement ONAF [34] .....	48
<b>Figure III.9</b> : Changeur de prise dans un transformateur de puissance [34] .....	50
<b>Figure III.11</b> : Cycle de commutation en Drapeau [35] .....	52
<b>Figure III.12</b> : Régulateur de Tension – Poste BMR .....	53
<b>Figure III.13</b> : Conservateur avec ballon en nitrile [34] .....	54
<b>Figure III.14</b> : Traversées (Huile-Air) et TC Dôme du transformateur [34] .....	55
<b>Figure III.15</b> : Transformateur de courant type Tor [17] .....	56
<b>Figure III.16</b> : Relais Buchholz .....	57
<b>Figure III.18</b> : Soupape de surpression .....	58
<b>Figure III.19</b> : Thermomètres à cadran [39] .....	59
<b>Figure III.20</b> : Indicateur du Niveau d'huile [34] .....	60
<b>Figure III.21</b> : Déshumidificateurs d'air [56] .....	60
<b>Figure IV.1</b> : Les défauts internes du Transformateur [42] .....	64
<b>Figure IV.2</b> : Formes des défauts externes [6] .....	66
<b>Figure IV.3</b> : Exemple d'un défaut coté HTA du transformateur .....	67
<b>Figure IV.4</b> : Schéma équivalent du circuit de défaut .....	67
<b>Figure IV.5</b> : Plan de protection du transformateur HTB/HTA [42] .....	70
<b>Figure IV.6</b> : Fonctionnement du Relais Buchholz [33] .....	72
<b>Figure IV.7</b> : Schéma de principe de la protection différentielle 87T [33] .....	74
<b>Figure IV.8</b> : Equilibrage d'amplitudes [43] .....	76
<b>Figure IV.9</b> : Mode de couplage du transformateur triangle / étoile [43].....	77
<b>Figure IV.10</b> : Indice horaire du transformateur d'Y/N11.....	78
<b>Figure IV.11</b> : Equilibrage de phases.....	79

<b>Figure IV.12</b> : Courant d'enclenchement du transformateur [45].....	81
<b>Figure IV.13</b> : Valeurs De Réglages Conseillées [42].....	83
<b>Figure IV.14</b> : Protection masse cuve TR [45].....	85
<b>Figure IV.15</b> : Variation des courants de court-circuit en fonction de l'impédance [47].....	88
<b>Figure IV.16</b> : Réaction de la protection un défaut sur un départ HTA [47].....	89
<b>Figure V.1</b> : Source de Tension triphasée [59].....	92
<b>Figure V.2</b> : Disjoncteur Triphasé [59].....	92
<b>Figure V.3</b> : Modèle d'un transformateur [59].....	92
<b>Figure V.4</b> : Contrôleur de défaut triphasé.....	93
<b>Figure V.5</b> : Logique du temps de défaut [59].....	93
<b>Figure V.6</b> : Différentes charges [59] .....	93
<b>Figure V.7</b> : Transformateur de courant [59].....	94
<b>Figure V.8</b> : Bloc de gain [59].....	94
<b>Figure V.9</b> : Bloc FFT [59].....	95
<b>Figure V.10</b> : Relais différentiel [59].....	95
<b>Figure V.11</b> : Canevas du système de protection du transformateur.....	96
<b>Figure V.12</b> : Traitement des signaux d'entrée.....	97
<b>Figure V.13</b> : Les courants primaires et secondaires à la sortie des Blocks des gains.....	98
<b>Figure V.14</b> : Modules des courants primaires et secondaires fournit par la FFT.....	98
<b>Figure V.15</b> : Blocks des relais différentielles [57].....	99
<b>Figure V.16</b> : Circuit logique de la protection différentielle.....	100
<b>Figure V.17</b> : Les courants différentiels et les courants de biais (Défaut A-G).....	101
<b>Figure V.18</b> : Le signal de déclenchement des disjoncteurs (Défaut A-G).....	101
<b>Figure V.19</b> : Les courants triphasés primaires et secondaires (Défaut A-G).....	102
<b>Figure V.20</b> : Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut A-G).....	102
<b>Figure V.21</b> : Le courant différentiel et le courant de biais (Défaut AB G).....	103
<b>Figure V.22</b> : Signal de déclenchement (Défaut AB-G).....	104
<b>Figure V.23</b> : Les courants triphasés primaires et secondaires (Défaut AB-G).....	104
<b>Figure V.24</b> : Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut AB-G).....	105
<b>Figure V.25</b> : Le courant différentiel et le courant de biais de chaque phase (Défaut AC).....	106
<b>Figure V.26</b> : Signal de déclenchement (Défaut AC).....	106

<b>Figure V.27</b> : Les courants primaires et secondaires (Défaut AC).....	10
<b>Figure V.28</b> : Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut AC).....	107
<b>Figure V.29</b> : Le courant différentiel et le courant de biais de chaque phase (Défaut ABC)...	108
<b>Figure V.30</b> : Signal de déclenchement (Défaut ABC).....	109
<b>Figure V.31</b> : Les courants triphasés primaires et secondaires (Défaut ABC).....	109
<b>Figure V.32</b> : Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut ABC).....	110

---

**ملخص:** الشبكة الكهربائية عبارة عن مجموعة من البنيات التحتية التي تسمح بنقل الطاقة الكهربائية من مراكز الإنتاج الى المستهلكين. يستعمل محول الطاقة لتخفيض الضياعات الناتجة في أسلاك التوصيل. عند حدوث خلل يتعطل عمل محول الطاقة و ينتج عن هذا أعطاب ضارة. لهذا سونلغاز اختارت مخطط حماية ضد الخلل الداخلي و الخارجي لمحول الطاقة. يدور محتوى هذه المذكرة حول عرض واحدة من الحميات الداخلية للمحول «الحماية التفاضلية 87T» من أجل معرفة اختبار استجابة هذه الحماية للمعايير : السرعة, الحساسية, و الدقة, سنقوم بعمل نموذج لهذه الحماية و محاكاته باستعمل برنامج PSCAD.

**كلمات المفاتيح:** محول الطاقة; الحماية التفاضلية; المحاكاة بـ PSCAD.

---

**Résumé :** Le réseau électrique est un ensemble d'infrastructure permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs. Le transformateur de puissance est utilisé pour réduire les pertes générées dans les lignes. Il existe des défauts qui causent le dysfonctionnement du transformateur, donc il en résulte des conséquences défavorables. Pour cela, La Sonelgaz a choisi un plan de protection contre les défauts interne et externes du transformateur. Cette thèse fait l'objet de présenter l'une des protections interne du transformateur « la protection différentielle 87T ». Afin de vérifier sa réponse aux critères : rapidité, sensibilité et fiabilité, nous allons modéliser et simuler cette protection contre les défauts les plus fréquents en utilisant le Logiciel PSCAD.

**Mots clés :** Transformateur de puissance; Protection différentielle ; Simulation par PSCAD.

---

**Abstract :**

The Electric network is a set of infrastructure allowing to deliver the electrical power from the Production centers to consumers. The power transformer is used to reduce energy losses in lines. Electrical faults lead to dysfunction the transformer. so it results in unfavorable consequences, for this, the Sonelgaz has chosen a plan of protection against internal and external transformer faults. This thesis is about presenting one of the internal transformer protections « the 87T differential protection ». In order to verify its response criteria to: rapidity, sensitivity, and reliability, we are going to model and simulate this protection against the most frequent faults using the software PSCAD.

**Keywords:** power transformer; differential protection; simulation by PSCAD.

---

## Liste des tableaux

<b>Tableau I.1</b> : Tableau des domaines de tension [3].....	4
<b>Tableau II.1</b> : Comparatif entre le AIS et GIS [7] .....	17
<b>Tableau II.2</b> : Niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite.....	18
<b>Tableau III.1</b> : Parties et composants associés au Transformateur HTB/HTA [33] .....	49
<b>Tableau IV. 1</b> : Caractéristiques du Transformateur 40 MVA, 60/10,5 kV [57].....	69
<b>Tableau IV.2</b> : Examen Visuel Des Gaz Prélevés [42].....	72
<b>Tableau IV. 3</b> : Examen complémentaire des gaz prélevés [42].....	73
<b>Tableau V. 1</b> : Paramètres de transformateur de courant (TC1) [57].....	94
<b>Tableau V. 2</b> : Paramètres de transformateur de courant (TC2) [57].....	94
<b>Tableau V. 3</b> : Les paramètres du système de simulation [57].....	96

## Listes des acronymes et abréviations

**Un** : Tension nominale.

**TBT** : Très basse tension.

**HT, BT, MT** : Haute tension, Basse tension, Moyenne tension.

**HTA, HTB** : Haute tension type A, Haute tension type B.

**BTA, BTB** : Basse tension type A, Basse tension type B.

**Hz, kV** : Hertz, Kilovolt.

**MW, MVA** : Mégawatt, Méga volt ampère.

**TC, TT** : Transformateur de Courant, Transformateur de tension.

**TC1** : Transformateur de Courant(1).

**TC2** : Transformateur de Courant(2).

**w, f** : pulsation de la fréquence de fondamentale, fréquence.

**ICC** : Courant de court-circuit.

**ICCMAX** : Courant de court-circuit maximal.

**ICCmin** : Courant de court-circuit minimal.

**Idiff** : Courant différentiel.

**IS1** : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (IDiff).

**IS2** : Le seuil du courant de biais (IBias).

**Air, Gis** : Air Insulated Switchgear, Gas Insulated Switchgear.

**TR** : Transformateur.

**SB1, SB2** : Sectionneur Barres 1, Sectionneur Barres 2.

**JDB** : Jeux de barres.

**SN** : Sectionneur de neutre.

**SL** : Sectionneur de ligne.

**TSA** : Transformateur des services auxiliaires.

**SI** : Sectionneur d'isolement.

**SMALT** : Sectionneur de mais à la terre.

**BC** : Batterie de condensateur.

**RDN** : Résistance de neutre.

**Pc** : pertes cuivre.

**U<sub>r</sub>** : Tension de rétablissement.

**P<sub>f</sub>** : Pouvoir de fermeture.

**CEI** : La commission d'électrotechnique internationale.

**Poste BMR** : Poste beni mered.

**A, Ah** : Ampère, Ampère par heure.

**°C** : Température en Celsius.

**Enr, CM** : Enroulement, Circuit magnétique.

**Z<sub>tr</sub>, Z<sub>a</sub>** : L'impédance du transformateur, L'impédance en amont.

**U<sub>so</sub>** : Tension entre phase à vide du secondaire du transformateur.

**R<sub>a</sub>** : Résistance amont du TR ramenée en secondaire.

**X<sub>a</sub>** : Réactance amont du TR ramenée en secondaire.

**X<sub>tr</sub>** : Réactance du transformateur.

**P<sub>TR</sub>** : Puissance Nominale du transformateur.

**P<sub>cu</sub>** : Pertes en Court-Circuit (Pertes Cuivre) du transformateur.

**R<sub>tr</sub>** : Résistance du transformateur.

**U<sub>cc</sub>** : Tension de Court-Circuit du transformateur.

**I<sub>sn</sub>** : Courant Nominal Au Secondaire pour la Puissance Nominale du Secondaire

**S<sub>cc</sub> = 800 MVA** : La puissance du court- circuit du réseau en amont.

**ABB** : ASEA Brown Boveri (sociétés d'ingénierie).

**Z<sub>t</sub>** : L'impédance totale.

**I<sub>1N</sub>, I<sub>2N</sub>** : Courant primaire nominale, courant secondaire nominale.

**M** : Courant ramené au secondaire divisé par le courant nominal du secondaire des TC.

**M<sub>1</sub>** : Facteur de couplage côté primaire du transformateur.

**M<sub>2</sub>** : Facteur de couplage côté secondaire du transformateur.

**I<sub>d</sub>** : C'est la valeur absolue de la différence de courant entre I<sub>1</sub> et I<sub>2</sub>.

**I** : C'est la moyenne des courants I<sub>1</sub> et I<sub>2</sub>.

**I<sub>NS</sub>** : C'est le courant nominal de secondaire des TC (1A).

**I<sub>BIAIS</sub>** : Le rapport (I / I<sub>NS</sub>) du courant moyen I sur le courant secondaire des TC principaux (TC de phases).

**$I_R$**  : Seuil de courant de réglage.

**$T_{HTA}$**  : La temporisation la plus élevée sur les départs HTA.

**$I_{RH}$**  : le courant du départ le plus bas réglé.

**PSCAD**: Power Systems Computer Aided Design.

**FFT** : Fast Fourier Transform.

**$I1M$**  : Le module du courant primaire.

**$I2M$**  : Le module du courant secondaire.

**$I1P$**  : La phase du courant primaire.

**$I2P$**  : La phase du courant secondaire.

**$I1$**  : Le courant primaire triphasé.

**$I2$**  : Le courant secondaire triphasé.

**$ia1m, ib1m, ic1m$**  : Modules des courants primaires fournis par la FFT.

**$ia2m, ib2m, ic2m$**  : Modules des courants secondaires fournis par la FFT.

**$ia1p, ib1p, ic1p$**  : Phases des courants secondaires fournis par la FFT.

**$ia2p, ib1p, ic1p$**  : Phases des courants secondaires fournis par la FFT.

**$I1m$**  : Module du courant primaire triphasé.

**$I2m$**  : Module du courant secondaire triphasé.

**$I1p$**  : Phases du courant primaire triphasé.

**$I2p$**  : Phase du courant secondaire triphasé.

# Introduction générale

---

L'électricité est une source d'énergie indispensable dans la vie quotidienne de l'être humain, donc il faut assurer la mise en commun de ses moyens de productions et le transit de puissance vers les différents utilisateurs.

Afin de réduire le courant et donc les pertes joules générés dans les lignes, un transformateur est utilisé pour l'élévation de la tension au départ de la centrale de production d'énergie électrique puis l'abaisser à l'arrivée au voisinage des utilisateurs.

Le transformateur est constitué de différentes parties et composants. Il est certainement le dispositif qui a permis l'essor puis la domination des réseaux alternatifs pour le transport, la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique, donc il est indispensable à l'interconnexion des différents réseaux d'énergie.

Tant que Les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique reposent essentiellement sur les transformateurs, alors il est nécessaire que ces derniers fonctionnent correctement durant de nombreuses années. Le dysfonctionnement de ces transformateurs a des conséquences défavorables.

Le réseau électrique est exposé à plusieurs types de défauts, donc le transformateur de puissance est affecté par des perturbations qui peuvent l'endommager et aussi compliquer le schéma d'exploitation du réseau. Pour cela, la Sonelgaz a choisi un plan de protection approprié afin de protéger le transformateur contre les défauts internes et externes.

La protection différentielle est l'une des protections internes du transformateur. Elle est connue par sa rapidité, sa sensibilité et sa fiabilité. En plus, elle est simple à implémenter. Elle consiste à comparer le courant entrant et sortant d'un appareil électrique. Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs de puissance. Pour cela, nous visons à modéliser cette protection et la simuler contre les défauts les plus fréquents en utilisant le logiciel PSCAD/EMTDC.

## I. 1 Introduction

Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de stabilité, de qualité et de service. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures énergétiques plus ou moins disponibles permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité. Il est constitué de lignes électriques exploitées à différents niveaux de tension, connectées entre elles dans des postes électriques. Les postes électriques permettent de répartir l'électricité et de la faire passer d'une tension à une autre grâce aux transformateurs.

## I. 2 Structure générale d'un réseau électrique

L'évolution de la production d'énergie électrique est tournée vers des réseaux interconnectés de lignes de transport reliant les centrales de production avec les centres de consommation (villes, usines..., comme présente la Figure I-1) dans les grands systèmes intégrés [1].

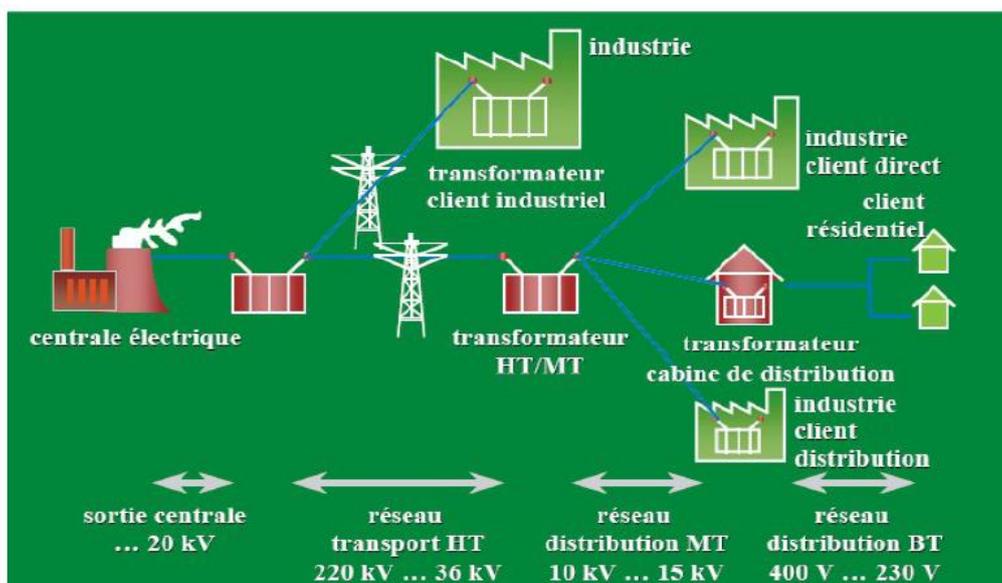


Figure I. 1. Structure général d'un réseau électrique [1].

L'énergie électrique est transportée en haute tension, voire très haute tension pour limiter les pertes joules (les pertes étant proportionnelles au carré de l'intensité) puis progressivement abaissée au niveau de la tension de l'utilisateur final (Figure I-2) [2].

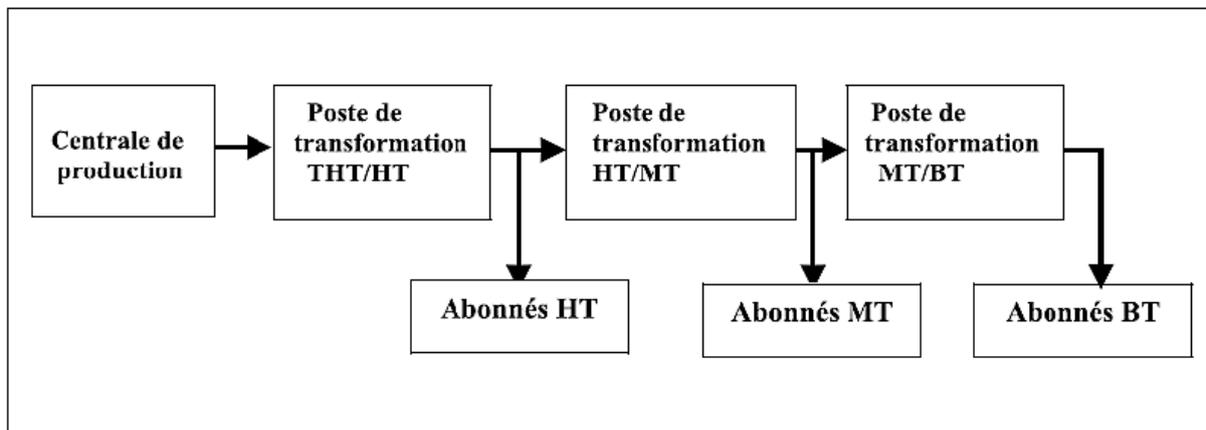


Figure. I. 2. Schéma d'un réseau électrique [2].

### I. 3 Classification des tensions

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences.

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu décrit dans le tableau I-1 [3].

Domaine de Tension		Valeur de la Tension Nominale ( $U_n$ en Volts)	
		Courant Alternatif	Courant Continu
Très Basse Tension (TBT)		$U_n \leq 50$	$U_n \leq 120$
Basse Tension (BT)	BTA	$50 < U_n \leq 500$	$120 < U_n \leq 750$
	BTB	$500 < U_n \leq 1000$	$750 < U_n \leq 1500$
Haute Tension (HT)	HTA	$1000 < U_n \leq 50000$	$1500 < U_n \leq 75000$
	HTB	$U_n > 50000$	$U_n > 75000$

Tableau I.1. Tableau des domaines de tension [3].

## I. 4 Différents types de structures des réseaux

Les réseaux électriques peuvent être organisés selon plusieurs types de structures.

### I. 4. 1 Structure maillée

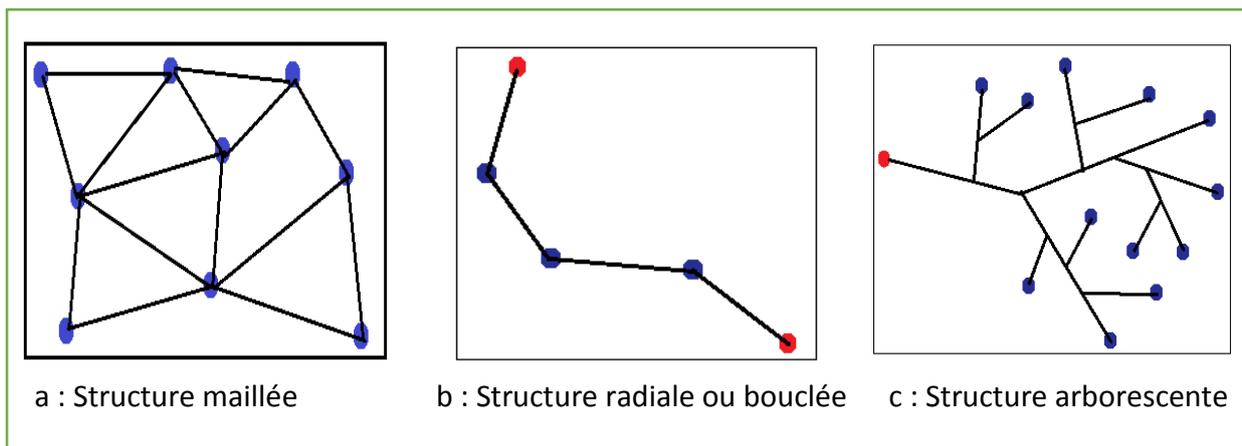
Les postes électriques sont reliés entre eux par de nombreuses lignes électriques (comme présente la figure : I-3-a), offrant une grande sécurité d'alimentation [4].

### I. 4. 2 Structure radiale ou bouclée

La sécurité d'alimentation, bien qu'inférieure à celle de la structure maillée, reste élevée, (Les postes rouges dans la Figure I-3-b représentent les apports d'énergie) [4].

### I. 4. 3 Structure arborescente

La sécurité d'alimentation est faible puisqu'un défaut sur la ligne ou sur le poste rouge coupe l'ensemble des clients en aval comme présente la figure I-3-c, (Les postes rouges représentent les apports d'énergie) [4].



**Figure I. 3.** Schémas de Différents types de structures des réseaux [4].

Chaque type de structure possède des spécificités et des modes d'exploitation très différents. Les grands réseaux d'énergie utilisent tous ces types de structure.

Dans les niveaux de tension les plus élevés, on utilise la structure maillée : c'est le réseau de transport. Dans les niveaux de tension inférieurs, la structure bouclée est utilisée en parallèle avec la structure maillée : c'est le réseau de répartition. Enfin, pour les plus bas niveaux de tension, la structure arborescente est quasiment exclusivement utilisée : c'est le réseau de distribution [5].

## I. 5 Présentation (Description) des réseaux électriques

Les réseaux électriques classiques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension (Figure I-4). Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50Hz) [6].

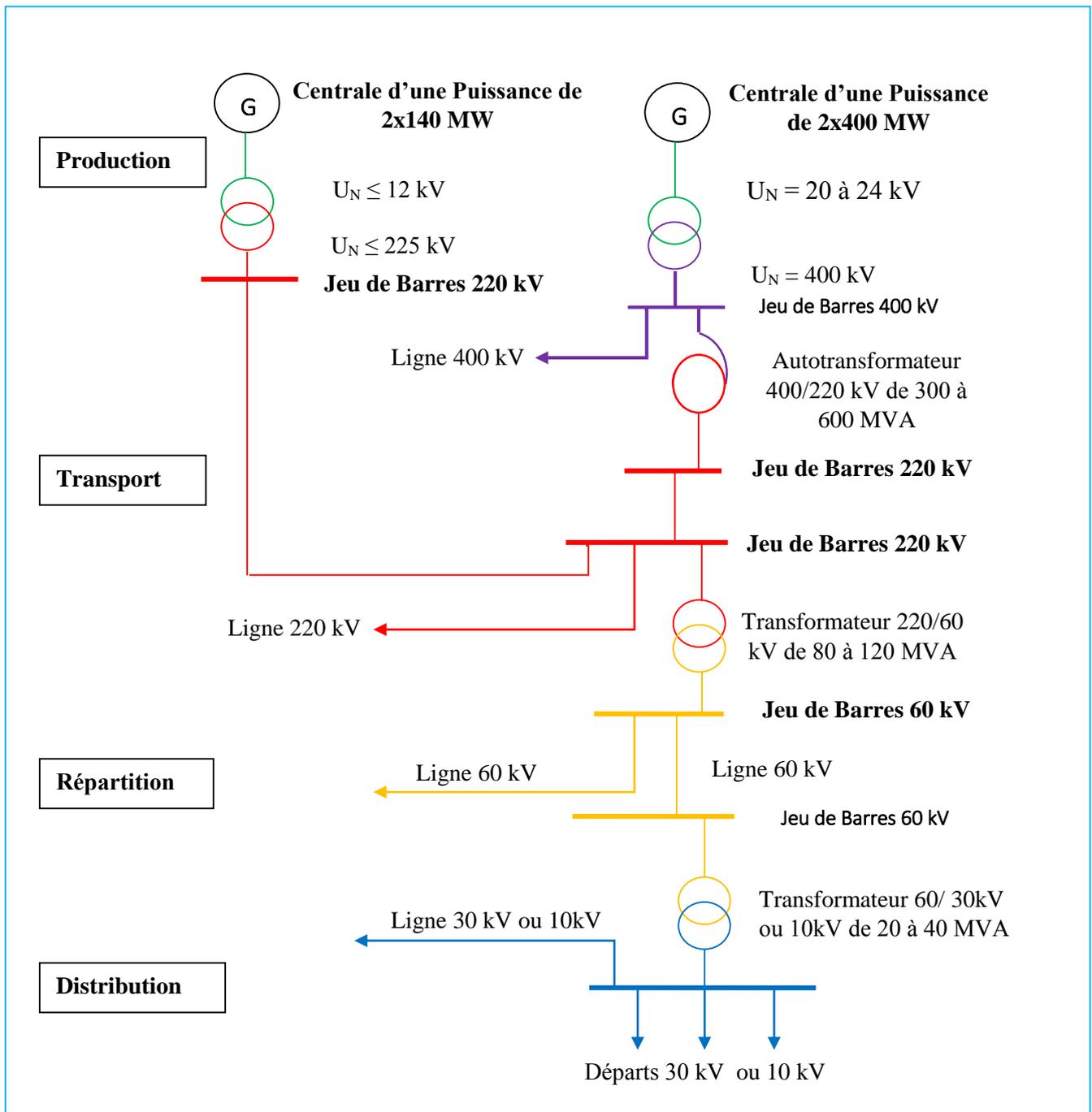


Figure I. 4. Architecture générale de réseau d'énergies électrique en Algérie [6].

Le transport d'électricité de la sortie de la centrale électrique au compteur de l'utilisateur final entraîne des pertes dues à l'effet Joule, qui dépendent de l'intensité  $I$ , de la tension  $U$  et de la résistance  $R$  de la ligne. Pour un courant triphasé on obtient par phase [4] :

$$P_{\text{perte joule}} = RI^2 = R \left( \frac{P_{\text{électrique}}}{U\sqrt{3}} \right)^2$$

Pour une même puissance électrique transmise par la ligne et à résistance égale, les pertes par effet Joule diminuent donc comme le carré de la tension : elles sont divisées par quatre quand la tension double. Ainsi, une ligne d'une centaine de km avec une résistance de 10  $\Omega$  par phase sur laquelle circule 400 MW entraînerait environ 40 MW de perte Joules si elle était exploitée à 200 kV, mais seulement 10 MW si elle était exploitée à 400 kV [4].

L'enjeu de ces pertes peut se mesurer aux montants d'énergie très importants. Les coûts de construction d'une ligne à 400 kV, 30 kV ou 230 V sont cependant très différents. Il faut donc trouver un optimum technico-économique entre les différents niveaux de tension, au vu du gain espéré (relatif à la diminution des pertes par effet Joule). On arrive ainsi à une structure multicouche des réseaux électriques, avec les réseaux transportant de grandes quantités d'énergie exploités à des tensions de plusieurs centaines de kilovolts, la tension diminuant au fur et à mesure que les puissances transportées décroissent [7].

### **I. 5. 1 Le Réseau de transport et Interconnexion**

Les réseaux de transport sont à haute tension (HTB) (de 150 kV à 400 kV) et ont pour rôle de transporter l'énergie des grands centres de production vers les régions consommatrices d'électricité, et de permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction d'interconnexion), comme c'est illustré sur la figure I-5.

Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure maillée (ou interconnectée). Les réseaux maillés garantissent une très bonne sécurité d'alimentation, car la perte de n'importe quel élément (ligne électrique, transformateur ou groupe de production) n'entraîne aucune coupure d'électricité si l'exploitant du réseau de transport respecte la règle dite du "N-1" (possibilité de perdre n'importe quel élément du réseau sans conséquences inacceptables pour les consommateurs) [1].

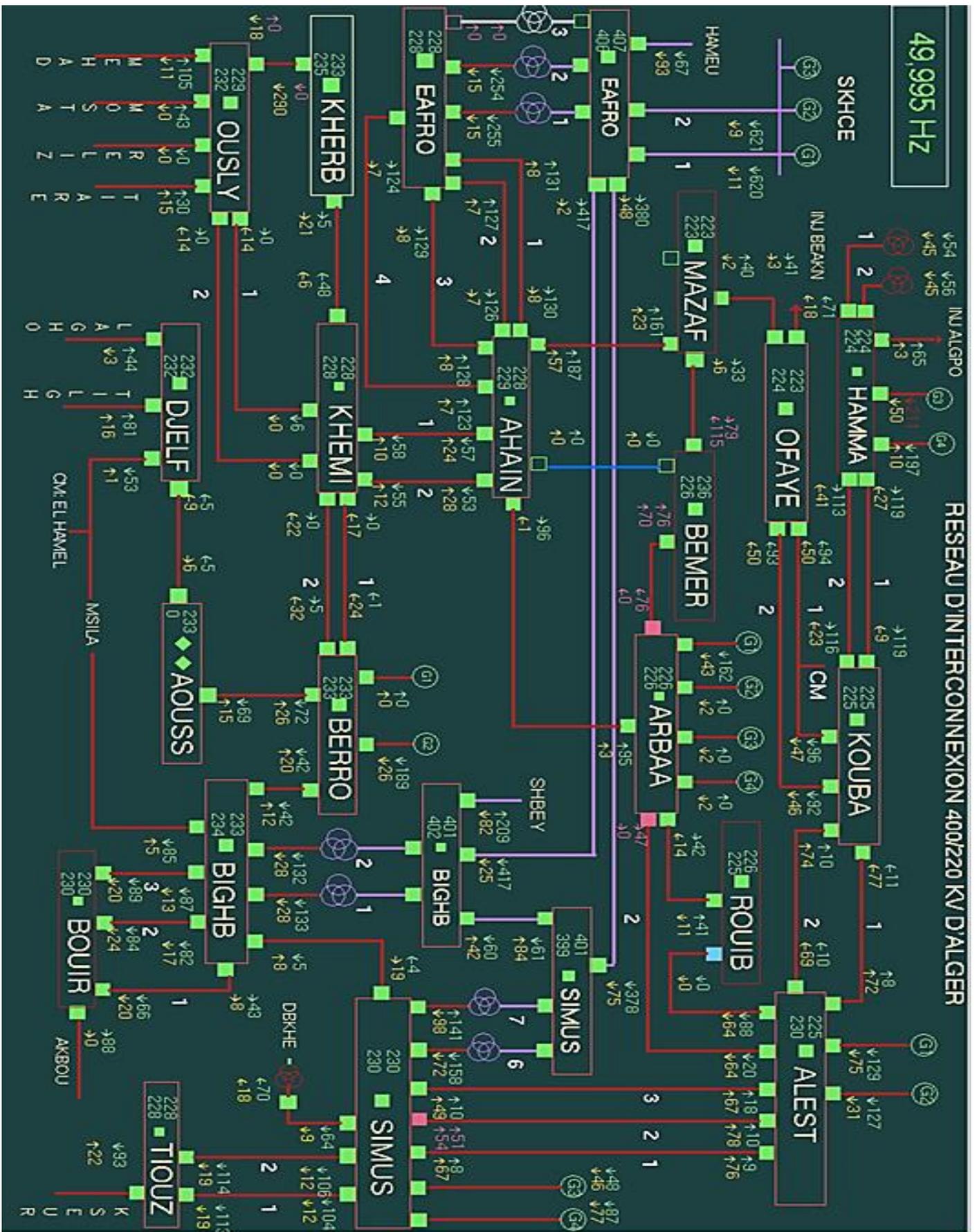


Figure I. 5. Réseau d'interconnexion de la région d'Alger [48].

## I. 5. 2 Le Réseaux de répartition

Les réseaux de répartition sont à haute tension (de l'ordre de 90 et 60 kV) et ont pour but d'assurer à l'échelle régionale la fourniture d'électricité. L'énergie y est injectée essentiellement par le réseau de transport via des transformateurs, mais également par des centrales électriques de moyennes puissances (inférieures à environ 100 MW). Les réseaux de répartition sont distribués de manière assez homogène sur le territoire d'une région [1].

Ils ont une structure à la fois maillée et bouclée suivant les régions considérées. Contrairement aux réseaux de transport qui sont toujours bouclés (afin de pouvoir assurer un secours immédiat en N-1), les réseaux de répartition peuvent être exploités bouclés ou débouclés selon les transits sur le réseau (débouclé signifie qu'un disjoncteur est ouvert sur l'artère, limitant ainsi les capacités de secours en N-1). Les problèmes de report de charge se posent également pour le réseau de répartition, sa conduite est donc assurée en coordination avec celle du réseau de transport et nécessite également des moyens de simulation en temps réel [1].

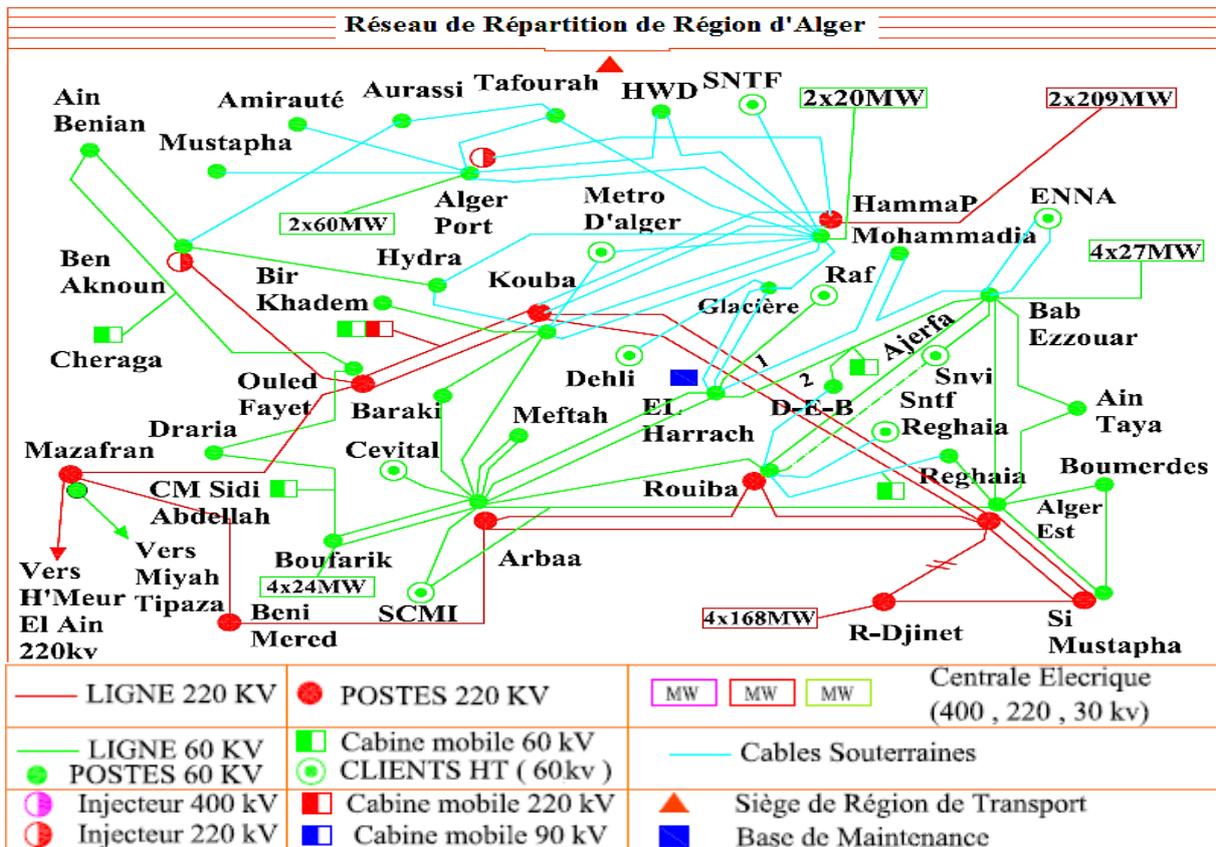


Figure I. 6. Réseau de répartition Région d'Alger [15].

### **I. 5. 3 Réseaux de distribution**

Les réseaux de distribution ont pour but d'alimenter l'ensemble des consommateurs. Il existe deux sous niveaux de tension :

- Les réseaux moyenne tension (anciennement MT devenu HTA de 1 à 50 kV)
- Les réseaux basse tension (anciennement BT devenu BTA, 220 et 400 V), sur lesquels sont raccordés les utilisateurs domestiques [2].

#### ***1. 5. 3. 1 Réseaux de distribution à moyenne tension HTA***

Contrairement aux réseaux de transport et de répartition, les réseaux de distribution à moyenne tension présentent une diversité de structure selon les zones (rurale, urbaine, agglomérée), ainsi que selon la densité de population [5].

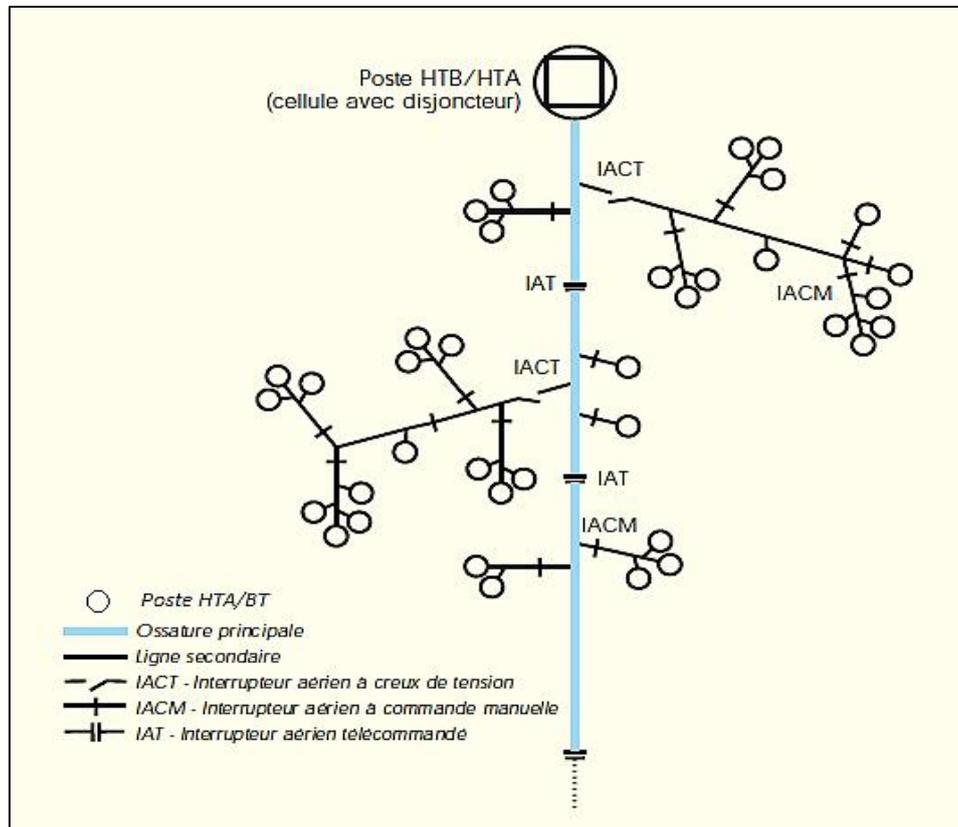
##### ***a. Structures Arborescente***

Les réseaux à moyenne tension (HTA) ont de façon très majoritaire une structure arborescente, qui autorise des protections simples et peu coûteuses : à partir d'un poste source (lui-même alimenté par le réseau de répartition), l'électricité parcourt une artère (ou ossature) sur laquelle sont reliées directement des branches de dérivation au bout desquelles se trouvent les postes HTA/BT de distribution publique, qui alimentent les réseaux basse tension (BT) sur lesquels sont raccordés les plus petits consommateurs. La structure arborescente de ces réseaux implique qu'un défaut sur une ligne électrique HTA entraînera forcément la coupure des clients alimentés par cette ligne, même si des possibilités de secours plus ou moins rapides existent. Comme le montre la figure I-7 [8].

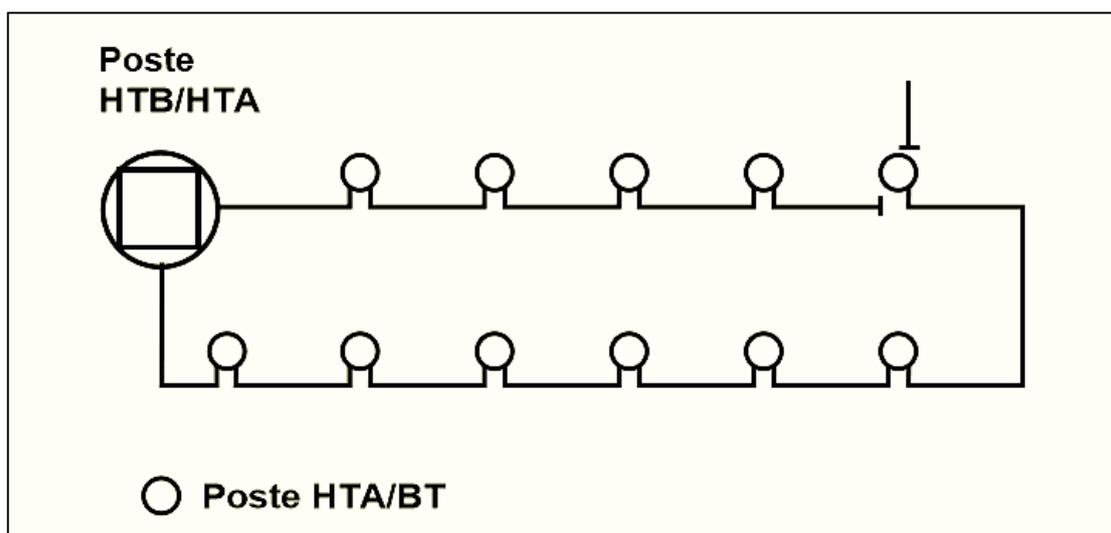
##### ***b. Structures en coupure d'artère***

Les réseaux HTA aériens sont majoritaires en zone rurale, où la structure arborescente prédomine largement. Par contre en zone urbaine les contraintes d'encombrement, d'esthétique et de sécurité conduisent à une utilisation massive des câbles souterrains.

Les réseaux souterrains étant soumis potentiellement à de longues indisponibilités en cas d'avarie (plusieurs dizaines d'heures), il est fait appel à des structures en coupure d'artère qui est illustrer dans la figure (Figure I-8), ou en double dérivation ou à des structures radiales débouclées munies d'appareils automatiques de réalimentation, permettant une meilleure sécurité d'alimentation [8].



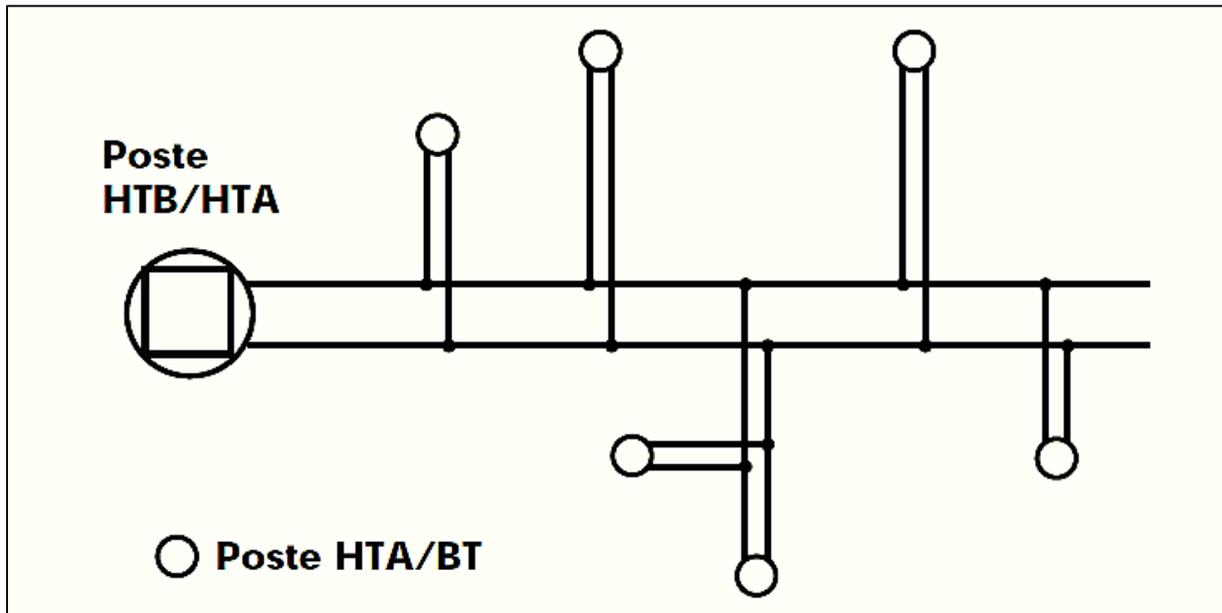
**Figure I. 7.** Structure arborescente du réseau HTA [8].



**Figure I.8.** Structure coupure d'artère du réseau HTA [8].

**c. Structure en double dérivation**

Cette structure est employée dans les zones urbaines, elle est utilisée pour assurer une continuité de service optimale, En cas de défaut sur l'une des lignes, l'alimentation de l'abonné est permutée sur la seconde (Figure I-9). Il existe un verrouillage entre les deux interrupteurs pour éviter une alimentation simultanée par les deux câbles [8].



**Figure I.9.** Structure en double dérivation du réseau HTA [8].

Ces deux dernières structures sont appliquées aux zones à densité de charge plus importante et en particulier aux réseaux souterrains qui, de par leur délai de dépannage, nécessitent des possibilités de tronçonnement et de reprise.

Ces trois structures sont exploitées en départs non bouclés de façon permanente. Les bouclages ne sont effectués que pendant la durée minimale permettant les reports de charge sans coupure de la clientèle. On admet que le plan de protection fonctionne de manière dégradée lors de ces bouclages occasionnels [8].

**d. Réseau de distribution à basse tension BTA**

Les Réseaux de Distribution basses tension BTA sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est comprise entre 230 et 380 volts. Ce sont celles qui nous permettant d'acheminer l'énergie électrique des Réseaux de Distribution HTA aux points de faible consommation dans le domaine public (Figure I-10) [9].

Elles permettent donc la distribution d'énergie électrique vers les ménages et les artisans et représentent plus de la moitié du réseau national.

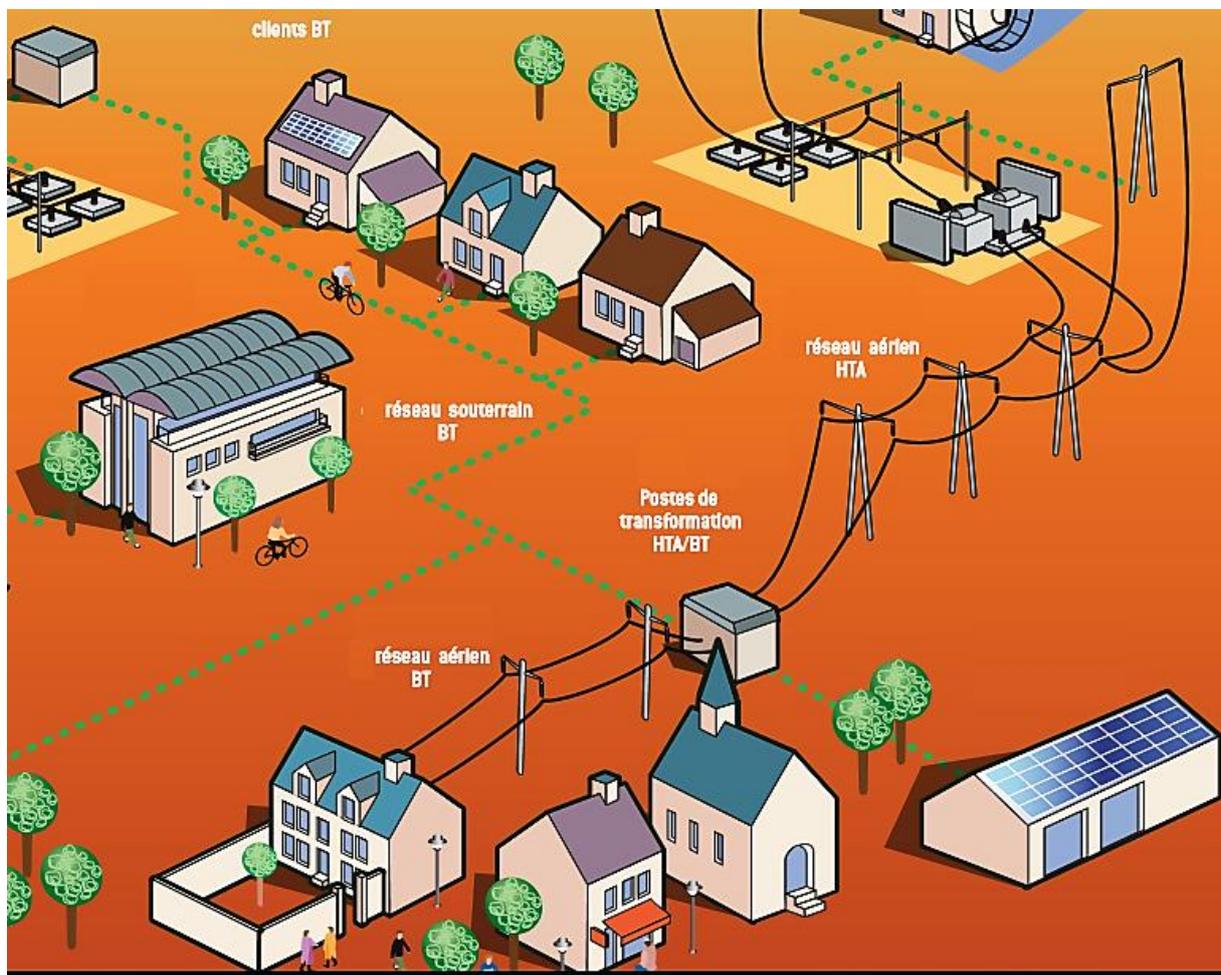


Figure I. 10. Exemple d'un réseau de distribution en BTA [9].

## I. 6 Conclusion

Afin d'expliquer le principe du transfert d'énergie du lieu de production vers le lieu de consommation, nous avons énuméré d'une façon générale la structure d'un réseau électrique, ainsi que les différentes architectures du réseau (Production, Transport, Distribution).

### II. 1 Introduction :

L'architecture des postes électriques obéit à certaines règles précises en fonction de leur importance, du nombre d'ouvrages qu'elles relient, du niveau de tension et du niveau de sûreté recherché.

Un poste électrique est donc un élément du réseau électrique servant à la fois la transmission et la distribution d'électricité. Il permet d'élever la tension électrique pour la transmission d'énergie, puis de la diminuer en vue de sa consommation par les utilisateurs (particuliers ou industriels). Les postes électriques se trouvent donc aux extrémités des lignes de transmission ou de distribution.

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

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

### II. 2 Description générale d'un poste électrique

Les fonctions du réseau de transport sont réalisées grâce à des lignes aériennes, des lignes souterraines et des transformateurs de puissance qui forment un réseau maillé dont les nœuds sont les postes [10].

Ces postes réalisent les actions suivantes :

- L'aiguillage des lignes de même tension entre elles.
- L'évacuation de l'énergie des sources de production vers le réseau.
- La liaison entre des réseaux de tensions différentes.

À cet effet, les postes constituent, pour chaque échelon de tension, un point commun appelé jeu de barres omnibus et les actions précédentes sont assurées par l'appareillage à haute tension qui permet de :

- Contrôler les grandeurs électriques (tension et courant).
- Établir ou interrompre le passage du courant, grâce aux disjoncteurs.
- Assurer la continuité ou l'isolement d'un circuit, grâce aux sectionneurs.
- Modifier la tension de l'énergie électrique, grâce aux transformateurs de puissance.

Les postes sont donc des points névralgiques dans l'organisation du réseau puisque la défaillance d'une unité peut provoquer la mise hors service de nombreuses lignes qui deviennent inutilisables [10].

## II. 3 Familles des postes de livraison HTB/HTA

On distingue deux familles principales des postes électriques de haute tension :

### II. 3. 1 Postes AIS "ouverts"

Les postes à isolation dans l'air, également appelés postes « conventionnels » ou AIS (Air Insulated Switchgear). On parle parfois de « postes ouverts ou classiques », présenté dans la Figure II-1.



**Figure II. 1.** Poste classique extérieur « AIS » [7].

L'isolement diélectrique est assuré par l'air à la pression atmosphérique. Dans ces conditions, on a défini des distances d'isolement et de sécurité à partir desquelles ont été obtenues les dimensions géométriques des installations [7].

Ces postes peuvent être réalisés à l'extérieur, ou bien en bâtiment. Cette variante permet de réduire les dimensions du poste, les équipements de haute tension, notamment les isolateurs, étant à l'abri des intempéries et de la pollution.

### **II. 3. 2 Postes GIS « Blindés »**

Les postes à isolation gazeuse, appelés aussi postes Sous Enveloppe Métallique, ou GIS (Gas Insulated Switchgear). On parle parfois de « postes blindés ».

Afin de réduire l'encombrement des postes, on a remplacé l'air à la pression normale par un gaz lourd, inodore, incolore, stable et ininflammable, l'hexafluorure de soufre ( $\text{SF}_6$ ). Ce gaz comprimé à 3.5 bars est obtenu dans des enveloppes en aluminium étanches et reliées à la terre, à raison d'une enveloppe par phase.



**Figure II. 2.** Poste Blindé « GIS » [7].

Le poste Blindé ou GIS présenté dans la Figure II-2, se présente comme un assemblage de caissons remplis de  $\text{SF}_6$  et contenant, non seulement les conducteurs, mais aussi les appareils à haute tension. Pour des raisons de sécurité, ces caissons sont divisés en compartiments étanches et surveillés individuellement [7].

### 3-3 Comparatif entre les postes AIS et GIS

La principale différence est que les postes ouverts sont constitués de composants reliés entre eux par des liaisons et des jeux de barres à l'air libre. La distance entre ces composants doit donc respecter les distances d'isolement dans l'air et rend ces installations particulièrement encombrantes.

Dans les postes à isolation gazeuse, les composants sont encapsulés dans une enveloppe métallique remplie d'un gaz ayant des propriétés diélectriques : le SF<sub>6</sub>. Le SF<sub>6</sub> est en général sous pression afin de diminuer la distance et donc l'encombrement du poste.

Les deux types de postes réalisent exactement la même fonction et le choix de l'un et de l'autre dépend de différents facteurs [7].

Critères	AIS (postes « ouverts »)	GIS (postes « blindés »)
<b>Coût initial</b>	Faible	Elevé
<b>Encombrement au sol</b>	Important	Réduit
<b>Maintenance</b>	Maintenance régulière sur les parties à l'air libre. Possibilité de facilement remplacer un composant.	Peu de maintenance mais nécessite le support du constructeur en cas d'intervention (souvent critique).
<b>Flexibilité</b>	Facile à étendre et à modifier (sous réserve de place au sol disponible).	Extensions et modifications réalisables mais cout élevé. Forte dépendance vis-à-vis du constructeur de l'équipement
<b>Fiabilité</b>	Selon les composants	Excellente (durée de vie de 30 ans)
<b>Pollutions : environnement salin, pollution chimique, conditions climatiques extrêmes</b>	Sensible au niveau des parties à l'air libre.	Très résistant aux conditions extrêmes.
<b>Installation</b>	Réalisable par une société de services.	Nécessite le support du constructeur.
<b>Gestion des déchets industriels</b>	SF <sub>6</sub> dans les chambres de coupure des disjoncteurs, volume limité	Gros volumes de SF <sub>6</sub> dans les cuves

**Tableau II. 1.** Comparatif entre le AIS et GIS [7].

## II. 4 La source d'alimentation des postes de livraison HTB

La tension de la source d'alimentation des postes de livraisons HTB est liée à la puissance de livraison. Le tableau II-2 indique les niveaux de tensions d'alimentation usuellement choisis par SONELGAZ en fonction de la puissance souscrite [3] [11].

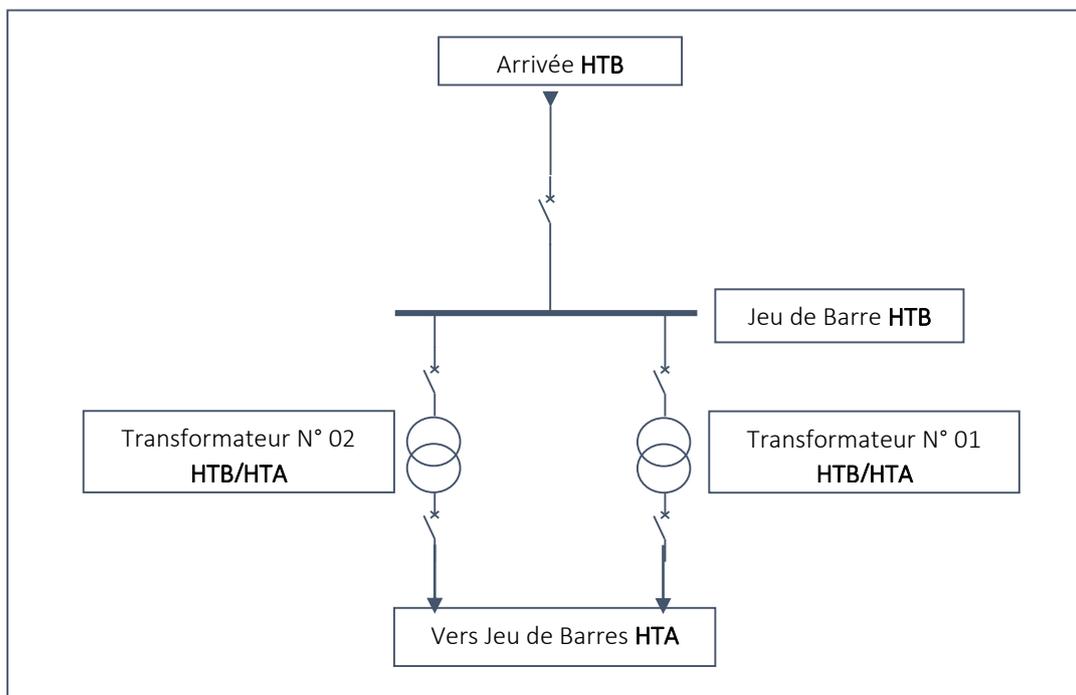
tension d'alimentation	puissance de livraison			
	0	250 kVA	10000 kVA	40000 kVA
BTA	[Barre grise de 0 à 250 kVA]			
HTA	[Barre grise de 250 à 10000 kVA]			
HTB 63 kV ou 90 kV	[Barre grise de 10000 à 40000 kVA]			
HTB 225 kV	[Barre grise de 40000 à ∞ kVA]			

**Tableau II. 2.** Niveaux de tension d'alimentation en fonction de la puissance souscrite [11].

## II. 5 Type d'architecture des postes de livraison HTB/HTA

Les schémas électriques des postes de livraison HTB/HTA les plus couramment rencontrés sont les suivants :

### II. 5. 1 Architecture Simple antenne



**Figure II.3.** Architecture simple antenne [11].

**a. Mode d'exploitation**

- ❖ **Normal** : Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.
- ❖ **Perturbé** : En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

**b. Avantages et Inconvénient**

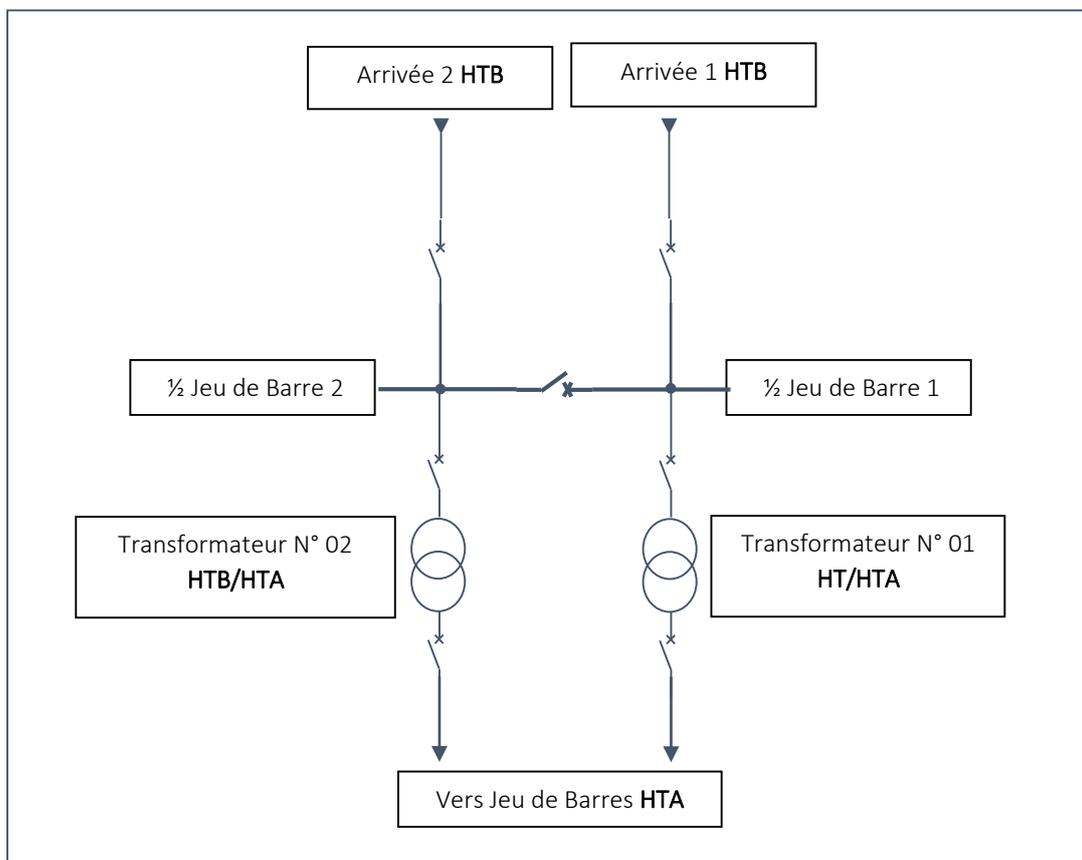
❖ **Avantage**

- Structure la plus simple.
- Facile à protéger.
- Coût minimal.

❖ **Inconvénient**

- Faible disponibilité d'alimentation.
- Temps de coupure sur défaut éventuellement long.
- Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne [11].

**II. 5. 2 Architecture Double antenne**



**Figure II. 4.** Architecture double antenne [11].

**a. Mode d'exploitation**

❖ **Normal**

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

❖ **Perturbé**

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.

**b. Avantages et Inconvénient**

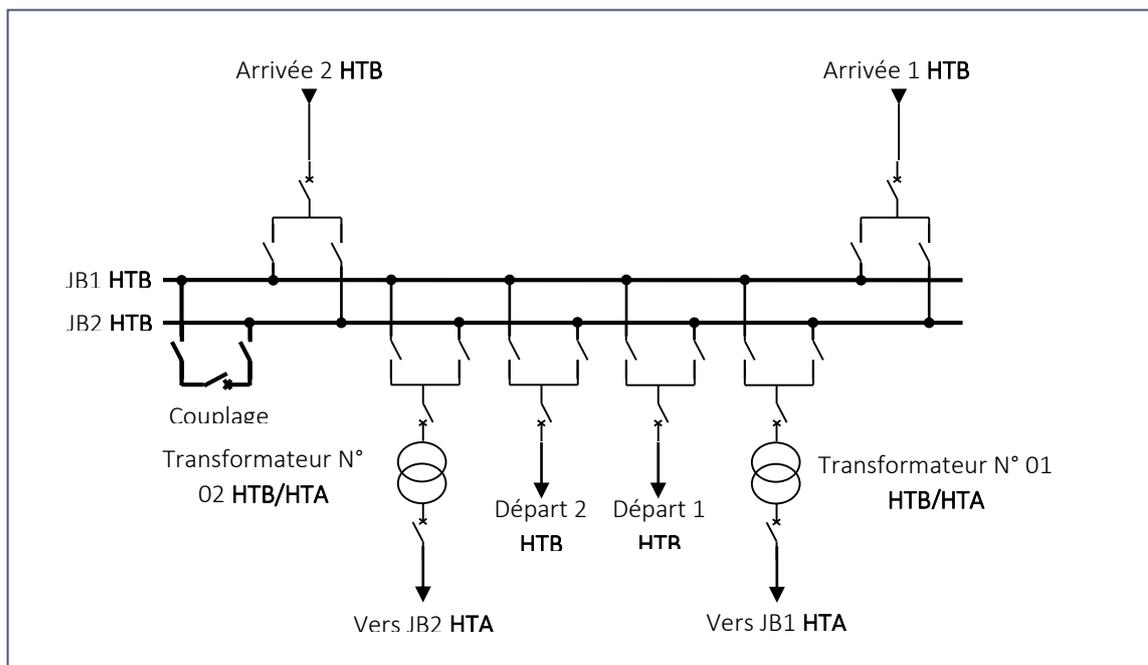
❖ **Avantage**

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau.
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

❖ **Inconvénient**

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne.
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

**II. 5. 2 Architecture Double antenne avec double jeu de barres**



**Figure II. 5.** Architecture double antenne avec double jeu de barres [11].

**a. Mode d'exploitation**

❖ **Normal**

- L'Arrivée 1 est aiguillée sur le JB1 avec le Départ 1 et le TR. N° 01.
- L'Arrivée 2 est aiguillée sur le JB2 avec le Départ 2 et le TR. N° 02.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

❖ **Perturbé**

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

**b. Avantages et Inconvénient**

❖ **Avantage**

- Bonne disponibilité d'alimentation.
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges et pour la maintenance des jeux de barres.
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manoeuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

❖ **Inconvénient**

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres.
- Nécessité des fonctions d'automatisme. Du fonctionnement [11].

## **II. 6 Constitution détaillée d'un poste HTB/HTA**

Le poste de répartition est constitué principalement d'un ou de deux jeux de barres sur lesquels sont connectées des dérivations (feeder) qu'on répartit en travées : Ligne, Transformateur, Arrivée transformateur, Couplage. [10](Figures II-6-A et B)

Dans une travée on trouve d'une façon générale les appareils HT suivants :

- Les appareils d'isolement ou d'aiguillage : les sectionneurs.
- Les appareils de coupure : le disjoncteur.
- Les appareils de mesures : les TT et les TC.
- Les appareils de télé protection : le circuit bouchon.

- Les protections HT : parafoudres
- Les dispositifs de mise à la terre (MALT).

Et bien entendu le contrôle commande, les protections et les auxiliaires associés.

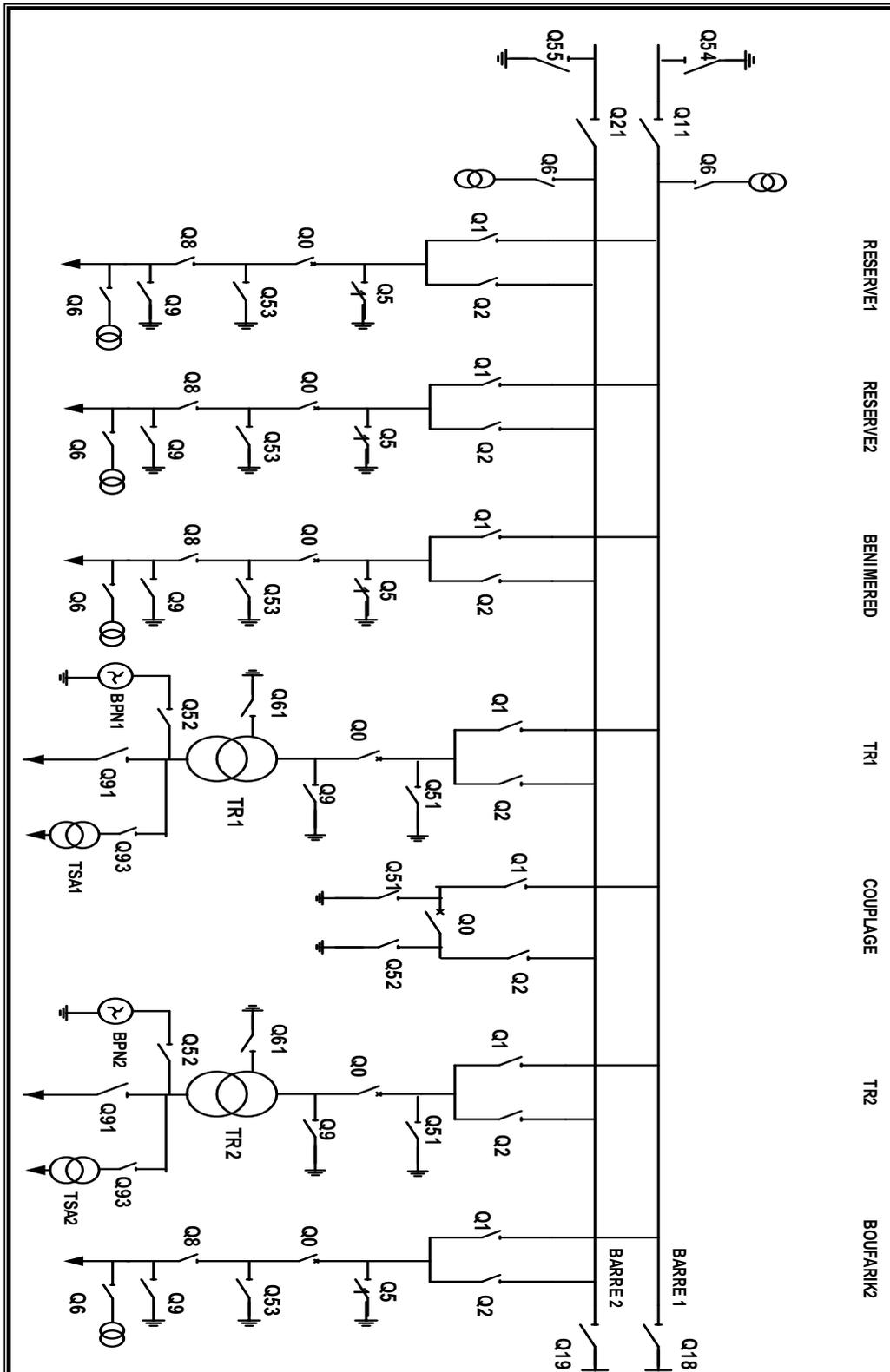


Figure II. 6. A. Schéma unifilaire du poste 60/10 kV du SIDI ELKEBIR, (Etage 60 kV) [49].

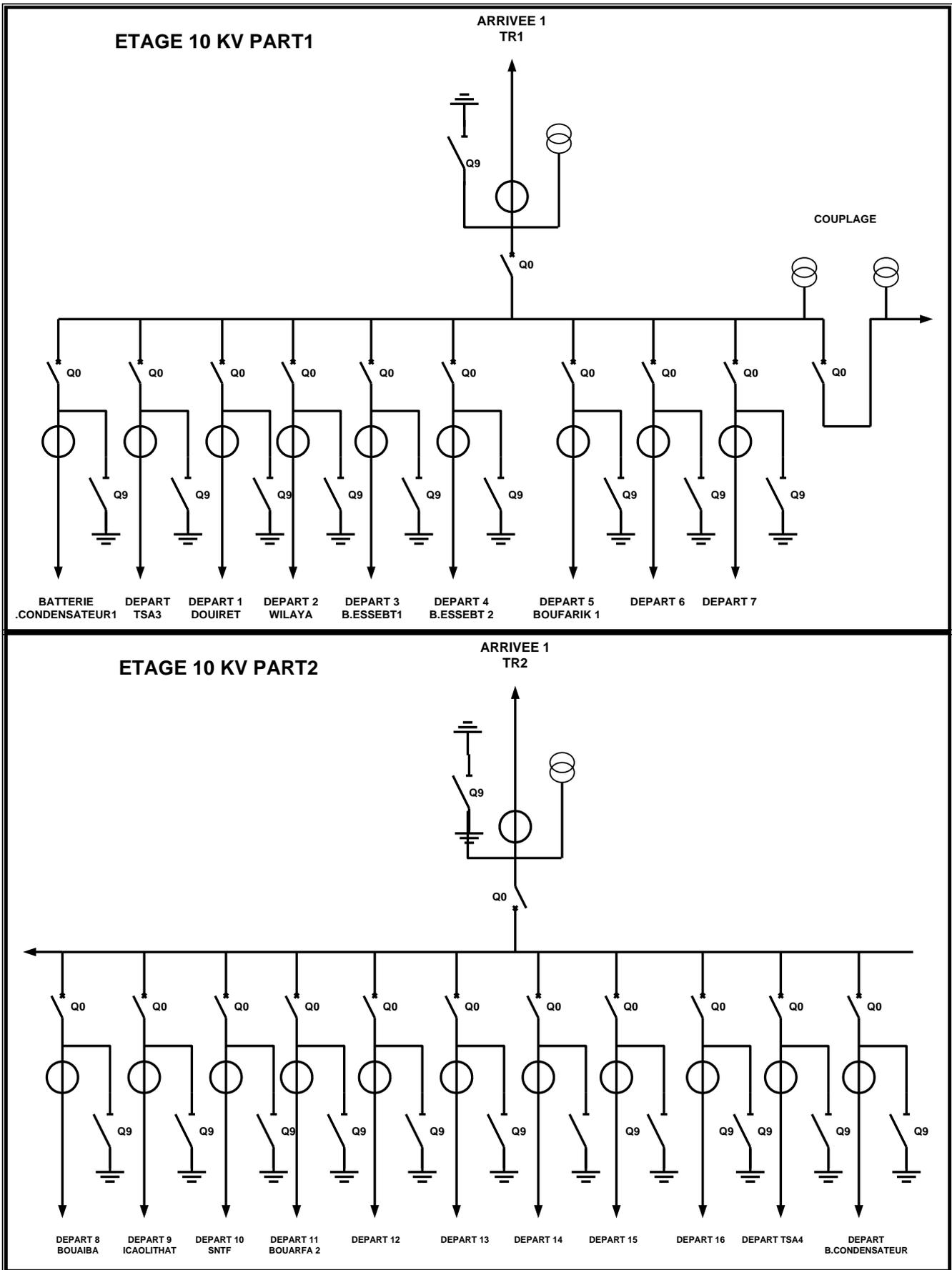
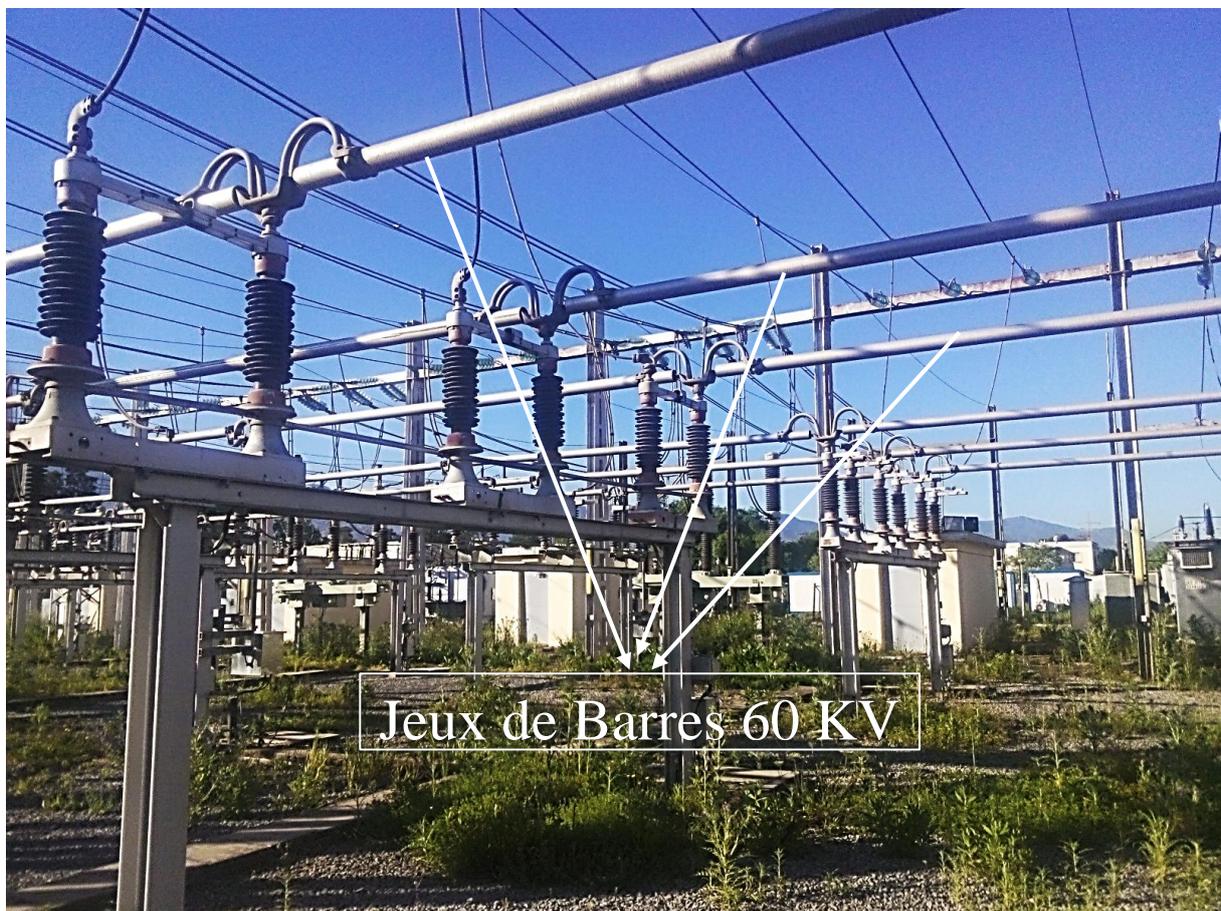


Figure II. 6. B. Schéma unifilaire du poste 60/10 kv du SIDI ELKEBIR, (Etage 10KV) [49].

## II. 6. 1 Les différents types de travées et sous-ensembles des postes

### a. Jeux De Barres

Les jeux de barres constituent un composant critique dans un poste, car ils relient les différents composants du poste. Un court-circuit affectant un jeu de barres unique entraînerait la mise hors tension du poste complet. Pour élaborer une redondance, la plupart des postes HTB comportent deux jeux de barres construits en parallèle (Figure II-7). Ceci permet en particulier d'effectuer la maintenance sur un jeu de barres pendant que l'autre reste sous tension, donc permet en effet la continuité du service dans le cas où l'un des jeux de barres est défaillant [7].



**Figure II. 7.** Jeux de Barres 60 KV - poste BMR [51].

### b. Travées

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

Les différents types des travées sont : ligne, transformateur, couplage, arrivée transformateur [7].

### ❖ **Travée ligne**

La travée ligne présentée dans la figure II-8, est composée de [7] :

- Jeux de barres en tube AGS (alliage de : l'aluminium, magnésium et silicium).
- Sectionneurs barres ou d'aiguillage (02 pour le cas de deux jeux de barres et un pour le cas des Postes Simplifiés).
- Disjoncteur.
- Sectionneur de ligne (SL) + sectionneur mais à la terre (SMALT).
- Transformateurs de courant (TC : un par phase).
- Transformateur de tension de type capacitif (TP : 03 par travée pour le 220 kV et un par travée pour 60 kV en phase médiane).
- Circuit bouchon.

### ❖ **Travée Transformateur**

La travée Transformateur qui est présentée dans la figure II-9 est composée de [7] :

- Jeux de barres (JDB) en tube AGS (alliage de : aluminium, magnésium, silicium).
- Sectionneurs barres (SB1 et SB2).
- Disjoncteur.
- Le transformateur de puissance.
- Protection HT (parafoudres).
- Sectionneurs de neutre (SN).
- Transformateur des services auxiliaires (TSA).
- Transformateur de tension (TT).
- Transformateur de courant (TC).
- Sectionneur d'isolement (SI).
- Batterie de condensateur (BC).
- Résistance de neutre (RDN).

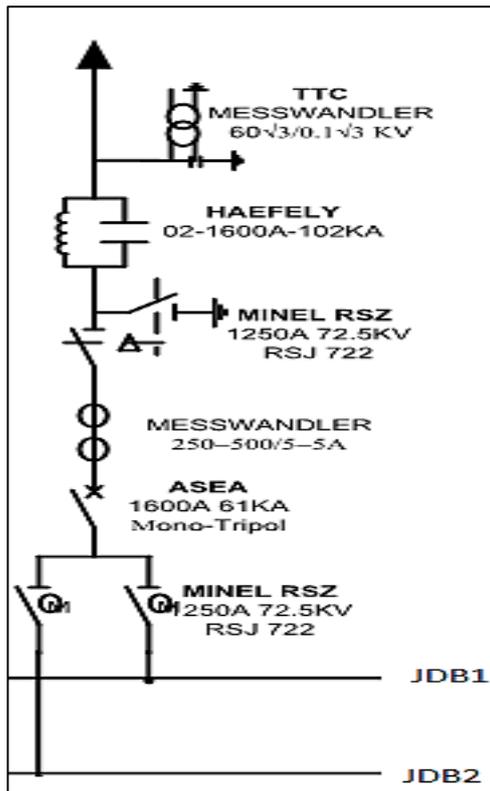


Figure II. 8. Travée Ligne [51].

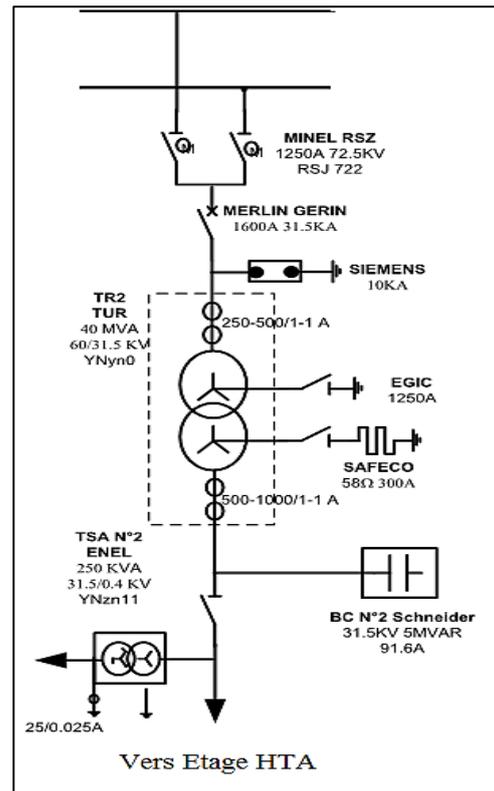


Figure II. 9. Travée Transformateur [51].

### ❖ Travée Couplage

La travée couplage qui est présentée dans la Figure II-10 est constituée de [7].

- Jeux de barres en tube AGS (alliage de : aluminium, magnésium, silicium).
- Sectionneurs barres ou sectionneurs d'aiguillage.
- Disjoncteur.
- Transformateur de tension.

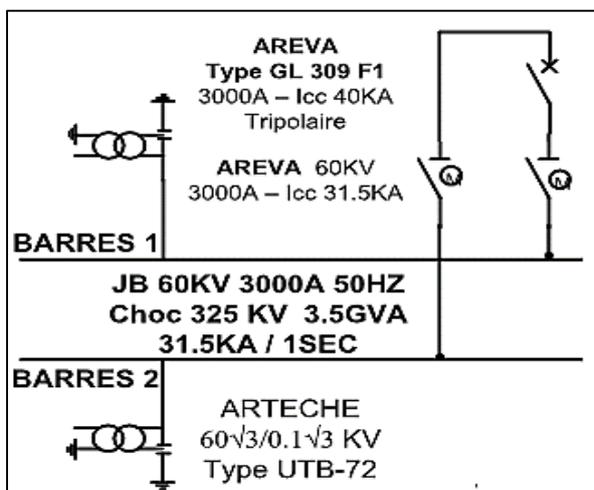


Figure II. 10. Travée couplage 60KV

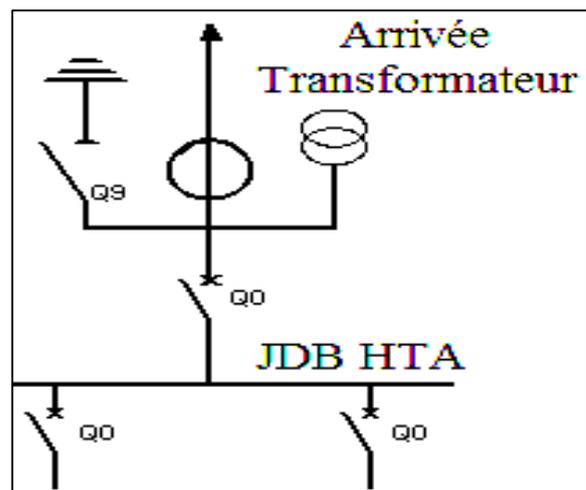


Figure II. 11. Travée Arrivée TR [49].

## ❖ Travées arrivée transformateur

La travée arrivée transformateur qui est présentée dans la Figure II-11 est constituée de [7] :

- Jeux de barres en tube AGS (JDB).
- Sectionneurs barres ou d'aiguillage (SB).
- Disjoncteur.
- Transformateurs de courant (TC : un par phase).
- Transformateurs de tension (TP : de type inductif).
- Sectionneur d'isolement (SI).

## II. 6. 2 Caractéristiques des différents éléments des travées

### II. 6. 2. 1 Disjoncteurs Haute Tension

Le disjoncteur à haute tension présentés dans la figure II-12, est destiné à établir, supporter et interrompre des courants sous sa tension assignée (la tension maximale du réseau électrique qu'il protège), selon la définition donnée par la CEI [12].

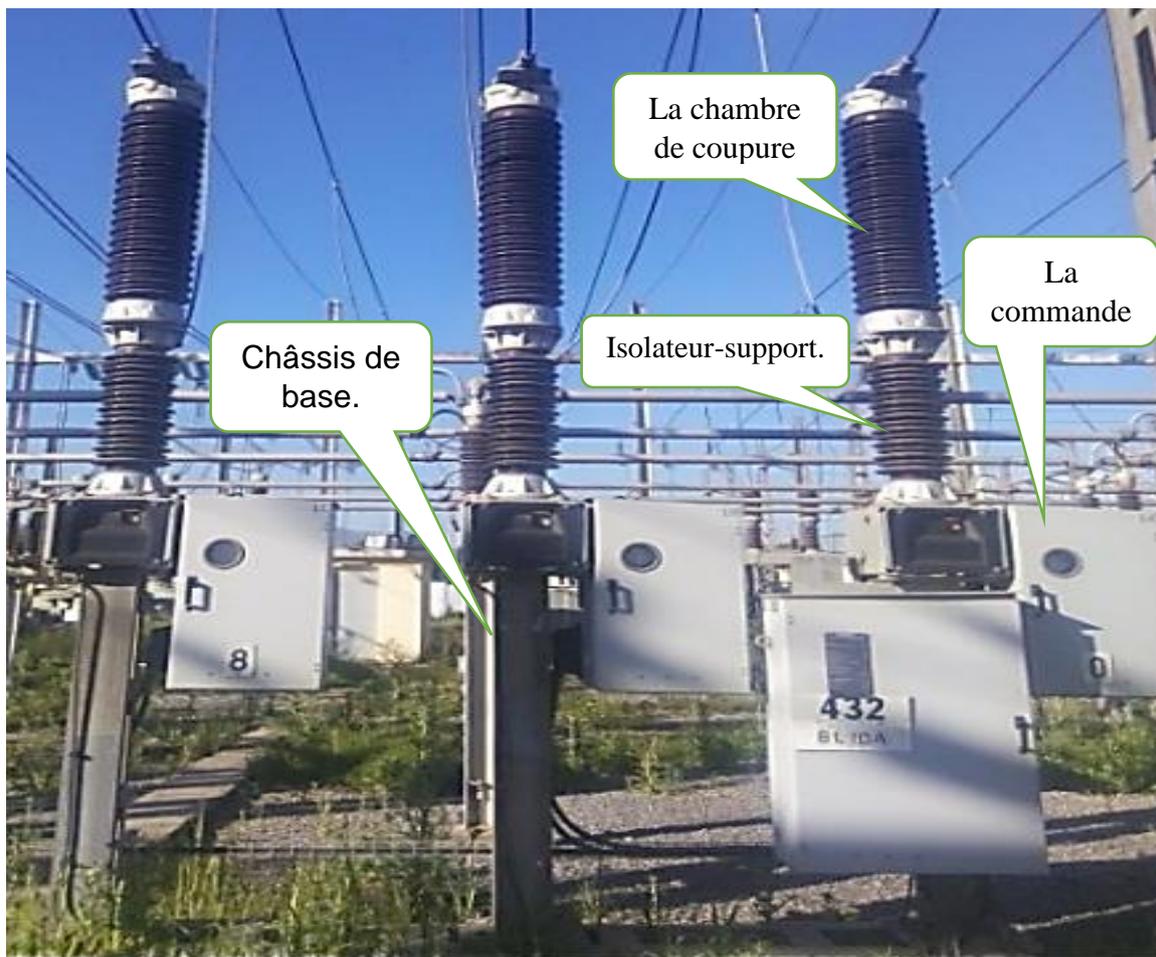


Figure II. 12. Les composants d'un disjoncteur 60 kV [51].

Il opère à la fois :

- Dans des conditions normales de service, pour connecter ou déconnecter une ligne dans un réseau électrique.
- Dans des conditions anormales spécifiées, en particulier pour Isoler les défauts qui peuvent survenir sur les installations constituent le réseau.

De par ses caractéristiques, un disjoncteur est l'appareil de protection essentiel d'un réseau à haute tension, car il est seul capable d'interrompre un courant de court-circuit et donc d'éviter que le matériel connecté sur le réseau soit endommagé par ce court-circuit [13].

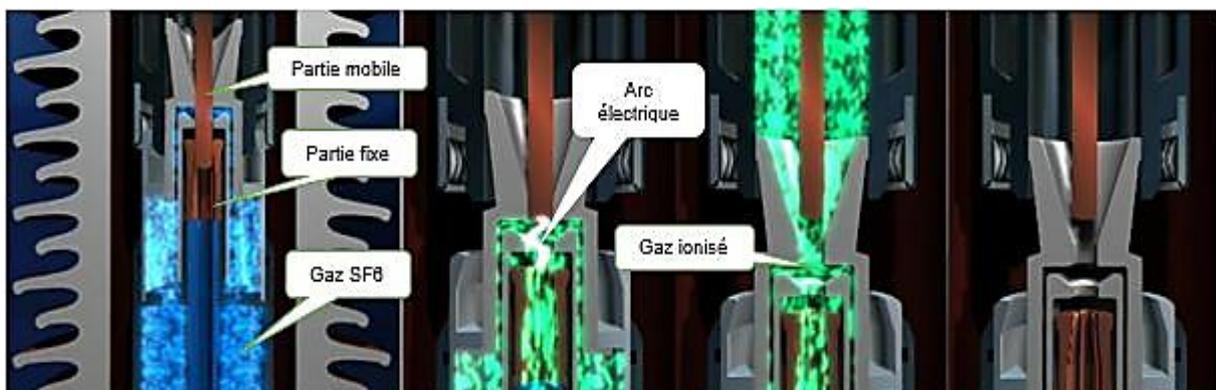
#### **a. Caractéristique d'un disjoncteur HT**

Un disjoncteur est caractérisé par :

- Sa tension nominale **Un** qui conditionne les distances d'isolement.
- Son intensité nominale **In** qui conditionne les sections de passage des contacts.
- Son pouvoir de coupure **Pc** (en kVA, MVA) qui caractérise la possibilité de couper les courants de court-circuit. Le pouvoir de coupure est fonction de la tension de rétablissement **Ur** immédiatement après la coupure et de l'intensité efficace **Ir** à l'instant de la séparation des contacts.  **$Pc = Ur \times Ir \times 3 = Un \times Icc \times 3$** .
- Son pouvoir de fermeture **Pf** qui est plus élevé que le pouvoir de coupure **Pc**, ( $Pf > Pc$ ) car il est plus facile d'établir un courant que de le couper. Le pouvoir de fermeture **Pf** est caractérisé par l'intensité du courant que le disjoncteur est capable d'établir il est fonction de la vitesse de fermeture (nécessité d'un dispositif de fermeture rapide).

#### **b. Principe de fonctionnement**

Le principe de coupure d'un disjoncteur à haute tension est illustré dans la figure II-13.



**Figure II. 13.** Déroulement du coupure le courant dans un pôle Disjoncteur [14].

La coupure d'un courant électrique par un disjoncteur à haute tension est obtenue en séparant des contacts dans un milieu isolant (l'huile, le vide ou un gaz SF<sub>6</sub>). Après séparation des contacts, le courant continue de circuler dans le circuit à travers un arc électrique qui s'est établi entre les contacts du disjoncteur, ce dernier est nuisible et dangereux (par sa mobilité, par son rayonnement lumineux, par sa haute température ...). La température de l'arc devient très élevée, elle peut atteindre 20 000 °C ou plus au cœur de l'arc.

À ce jour, les disjoncteurs à haute tension (72,5 kV à 1 100 kV) utilisent essentiellement le gaz ou l'huile pour l'isolement et la coupure. Dans les disjoncteurs à gaz, le courant est coupé lorsqu'un soufflage suffisant est exercé sur l'arc électrique pour le refroidir et l'interrompre [13].

À l'état normal, le gaz contenu dans le disjoncteur est isolant, il permet de supporter la tension du réseau connecté à ses bornes. Lorsque les contacts du disjoncteur se séparent, l'intervalle entre les contacts est soumis à un fort champ électrique, le courant circule alors à travers un arc qui est un plasma (ou gaz ionisé) composé de molécules de gaz décomposées, d'électrons et d'ions. Sous l'action du soufflage exercé sur l'arc lors du fonctionnement du disjoncteur, la température de l'arc diminue, les électrons et les ions se recombinent et le fluide retrouve ses propriétés isolantes. La coupure de courant est alors réussie [14].

### **II. 6. 2. 2 Sectionneurs Haute Tension**

Un sectionneur est un appareil destiné à ouvrir ou à fermer un circuit électrique à vide (courant à couper nul). Il ne possède aucun dispositif d'extinction de l'arc électrique (pouvoir de coupure nul), c'est pourquoi il ne doit jamais être manœuvré en charge. Ils sont utilisés pour isoler un ensemble de circuits, un appareil, une machine, une section de ligne aérienne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'accéder aux ouvrages sans danger [7].

#### **a. L'utilité d'un sectionneur**

Le sectionneur assure à la fois la fonction d'exploitation et de sécurité :

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

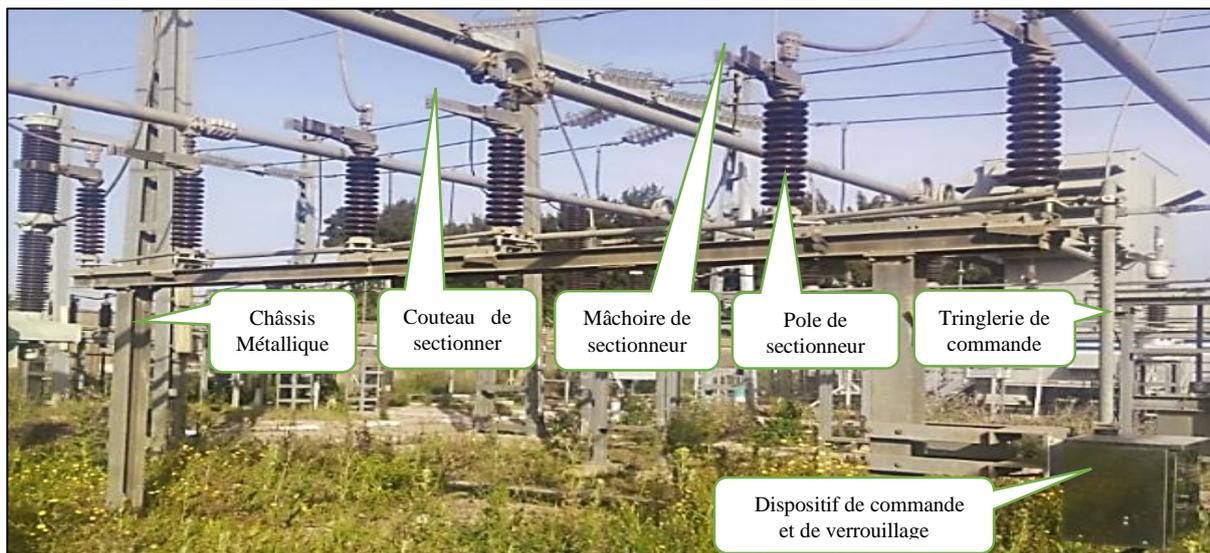
Le sectionneur doit assurer le passage du courant normal de service sans échauffement exagéré et supporter le courant de court-circuit ( $I_{cc}$ ) jusqu'à l'ouverture du disjoncteur.

La commande d'un sectionneur n'est jamais automatique, son ouverture ou sa fermeture est toujours provoquée par un opérateur (commande manuelle : mécanique ou électrique) [7].

### **b. Les différents types des sectionneurs**

Afin de bien isoler les différentes appareilles haute tension on peut citer les types des sectionneurs comme suit [15] :

- Sectionneur de barre (SB 1 et 2). (Figure II-14-A).
- Sectionneur de ligne (SL). (Figure II-14-C).
- Sectionneur d'isolement transformateur (SI). (Figure II-14-B).
- Sectionneurs du neutre Transformateur (SN : HTB et HTA). (Figure II-14-B).
- Sectionneur de mais à la terre (SMALT). (Figure II-14-C).



**Figure II. 14. A.** Présentation sectionneur barre 60 kV - Poste BMR.



**Figure II. 14. B.** Sectionneurs du TR 60/30KV - Poste BMR.

**Figure II. 14. C.** SL 60KV - Poste BMR.

## ❖ Composition d'un Sectionneur

Le sectionneur présenté dans la Figure II-12-A est composé principalement de :

- Pôle Sectionneur (unipolaire pour le sectionneur de Neutre et tripolaire pour les sectionneurs de : Barre, Ligne, Isolement, Terre).
- Un châssis Métallique (support).
- Un mécanisme de commande, la commande peut être :
  - Manuelle par tringlerie mécanique (pour les sectionneurs : Ligne, D'isolement, Neutre, Terre).
  - Electrique par un moteur, (pour les sectionneurs de barre).
- Dispositif de verrouillage : Afin d'éviter l'ouverture spontanée ou accidentelle.

Etant donné qu'un sectionneur ne doit jamais s'ouvrir en charge, on adopte généralement pour les contacts, la disposition à couteau et mâchoires assurant un renforcement de serrage en cas de surintensité (efforts électrodynamiques). Enfin l'ouverture spontanée ou accidentelle est interdite par un dispositif de verrouillage (commande irréversible [7]).

### **II. 6. 2. 3 Transformateur de mesure**

La maîtrise de l'énergie électrique nécessite la mise en œuvre d'unités de traitement de l'information capables de surveiller les réseaux ou les équipements et, selon les besoins, de déclencher les actions appropriée [16].

Selon la définition de la CEI, un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais et autres appareils analogues. Ils sont utilisés pour permettre la mesure de la tension ou du courant quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement. Ils doivent transformer la tension ou le courant de manière proportionnelle et sans déphasage [17].

On peut distinguer deux types des transformateurs des mesures [7]:

- Transformateur de Tension (TT), ou Transformateur de Potentiel (TP).
- Transformateur de courant TC ou Transformateur d'Intensité (TI).

#### **a. Transformateur de Tension**

Selon la définition donnée par la CEI, un transformateur de tension est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi,

pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions » [18].



**Figure II. 15.** Transformateur de tension (TT) 60KV – Poste BMR.

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques avec une bonne précision et sans intervention sur l'installation haute tension. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts.

La caractéristique la plus importante d'un "transformateur de tension" est donc son rapport de transformation entre le primaire et le secondaire, par exemple 63 000 V~/100 V~ [7].

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

- Au primaire en kV : 3.2 - 5.5 - 10...30...63...90...225 – 380.
- Au secondaire : toujours 100 v ou 150 v.

On distingue deux types de transformateurs de tensions :

#### ❖ Transformateur inductif de tension

La technologie du transformateur inductif de tension : il s'agit en fait d'un transformateur à induction classique, mais prévu pour ne délivrer qu'un très faible courant et donc une très faible puissance au secondaire [18].

### ❖ Transformateur capacitif de tension :

La technologie du transformateur capacitif de tension, qui fonctionne sur le principe du pont capacitif diviseur de tension associé à un transformateur classique et une impédance pour réduire l'impédance de sortie du dispositif. Il permet le couplage d'un système de télécommunication par courants porteurs (CPL) pour communiquer sur les lignes à haute tension [18].

### *b. Transformateur de courant TC*

Les transformateurs de courant sont utilisés pour fournir l'information aux « relais » de protection et de mesure du courant, de la puissance, de l'énergie. Pour cela ils doivent délivrer un courant secondaire proportionnel au courant primaire qui les traverse. Ils doivent donc être adaptés aux caractéristiques du réseau : tension, fréquence et courant. Ils sont soit montés de manière séparée sur un isolateur propre (Figure II-16), soit placés dans les dômes des traversées des transformateurs de puissance [16].



*Figure II. 16.* Transformateur de Courant (TC) 60kV – Poste BMR.

### ❖ Le rôle du TC

Dans les réseaux haute tension où des courants de plusieurs kilo ampères transitent, la mesure de ces courants élevés est difficile. Pour la faciliter, les transformateurs de courant ont pour rôle de diviser la valeur du courant à mesurer par un facteur constant. Cette démarche permet également de standardiser les équipements de mesure du courant et de les isoler diélectriquement du réseau haute tension [19].

L'équipement de mesure connecté à son secondaire est en général un ampèremètre, mais on peut également brancher un wattmètre ou des relais de protection. Tous sont conçus pour mesurer des courants de quelques ampères [20].

Les caractéristiques les plus importantes d'un transformateur de courant est donc [7] :

- Le rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400 A/1 A pour les compteurs de mesure et 400A/5A pour les protections.
- La puissance.
- La classe de précision.

#### ❖ **Précautions d'emploi D'un TC**

Un transformateur de courant doit être connecté à une charge de faible impédance, sa précision étant maximale quand son secondaire est en court-circuit.

Sa précision est garantie si la charge connectée est de puissance (au courant nominal) inférieure à une puissance limite dite puissance de précision. Au secondaire, hors charge, une tension élevée peut apparaître aux bornes du transformateur de courant ; on ne doit donc jamais laisser un transformateur de courant à secondaire ouvert [19].

#### **II. 6. 2. 4 Les batteries de condensateurs**

Sur le réseau, les condensateurs sont groupés sous forme de batteries (comme présente la figure II-17) avec l'appareillage indispensable à leur mise en service et à leur protection (Le Disjoncteur, les sectionneurs).



**Figure II. 17.** Batterie de condensateur 5MVAR [52].

Une batterie de condensateurs est un générateur de puissance réactive nécessaire pour alléger la puissance apparente des réseaux en amont des lieux de consommation.

Ce composant passif du réseau est sollicité particulièrement pendant les périodes de forte consommation (périodes de pointes et de surcharges). Sa disponibilité sur le réseau pendant ces périodes est très souhaitable pour réduire les chutes de tension et les pertes en réseau et donc pour optimiser le coût du kilowattheure [21].

#### ***a. L'intérêt de la compensation l'énergie réactive***

L'énergie réactive demandée par les charges est fournie par le réseau électrique. Cette énergie doit être fournie en plus de l'énergie active. Ainsi, la circulation de l'énergie réactive sur les réseaux électriques entraîne du fait d'un courant appelé plus important :

- La surcharge des transformateurs.
- Des échauffements supplémentaires dans les liaisons, ...donc des pertes en plus.

Ce sont les principales raisons qui conduisent les distributeurs d'énergie à pénaliser les consommateurs d'énergie réactive (industriels). Pour ces raisons, il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau et donc augmenter le rendement de son installation [22].

#### ***II. 6. 2. 5 Les Services auxiliaires***

L'ensemble des services auxiliaires comprend [7] :

- Les services auxiliaires à courant alternatif 220/380 Volts.
- Les services auxiliaires à courant continu 127 et 48 Volts.

##### ***a. Services auxiliaires à courant alternatif***

Les services auxiliaires à courant alternatif seront alimentés en tension alternative triphasée 50 HZ 220/380V par l'un des deux transformateurs HTA/BT, et un groupe diésel assurera le secours d'une partie des auxiliaires [23].

Les services auxiliaires fournissent l'énergie nécessaire au fonctionnement normal pour les utilisations demandant une puissance importante (éclairage, chauffage, force motrice des disjoncteurs, des sectionneurs et des régleurs en charge, etc...) et pour les redresseurs.

##### ***b. Services auxiliaires à courant continu***

Les services auxiliaires à courant continu seront constitués principalement de [23] :

- Deux redresseurs 380VAC/130 VCC montés en parallèle, commandés par un inverseur alimentent la batterie et l'installation (JDB) 127VCC.

- Un redresseur de réserve assure le secours des redresseurs.

Les services auxiliaires à courant continu assurent deux fonctions principales :

- Alimentation des dispositifs de commande protection, signalisation et des automates.
- Secours de certaines fonctions (par exemple éclairage) en cas de défaillance du réseau alternatif.

Le matériel de télécommunication sera alimenté en courant continu (48 VCC) par un ensemble "redresseur–batteries" et un "redresseur de secours".

### **c. Transformateur de service auxiliaire**

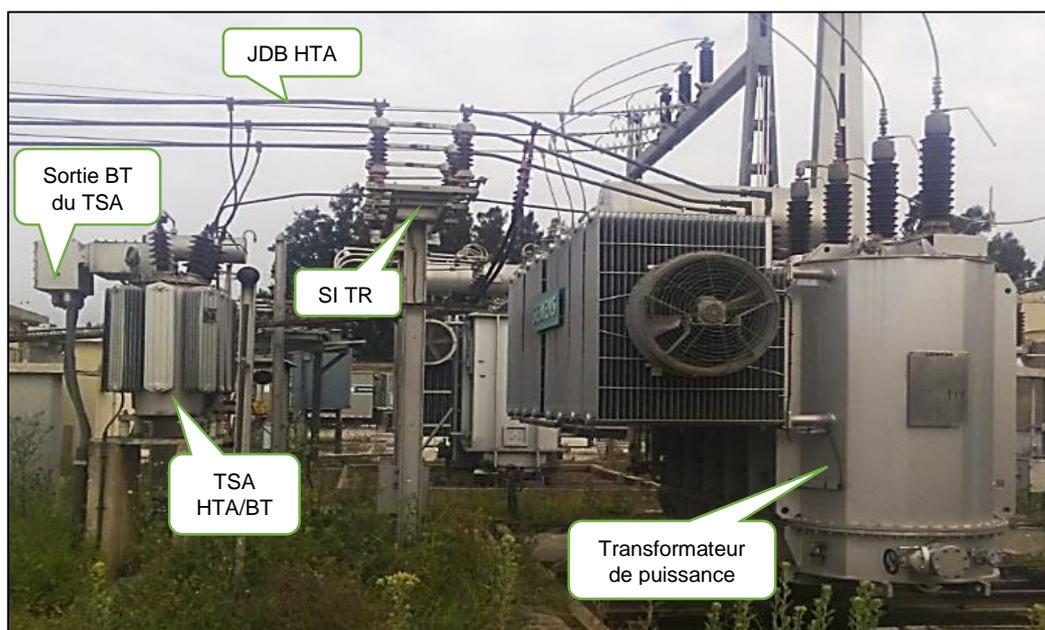
Ces transformateurs permettent d'alimenter l'ensemble des auxiliaires dans les postes sources. Ils sont connectés au réseau HTA directement sur le jeu de barre au secondaire du transformateur de puissance, comme présente la Figure II-18 [24].

Les services auxiliaires sont présentés comme suit [23] :

- Les services auxiliaires de sécurité (Les protections, les automatismes, la conduite ...).
- Les services auxiliaires essentiels, ils alimentent :
  - Les pompes et les aéroréfrigérants des transformateurs.
  - Les moteurs des pompes des commandes oléopneumatique des disjoncteurs.
  - Les redresseurs.

Peut éventuellement être secourue par un groupe électrogène.

- Les services auxiliaires de service (ils alimentent les circuits du chauffage, d'éclairage et de la climatisation du poste...).



**Figure II. 18.** Transformateur des services auxiliaires (TSA) - Poste BMR.

### **II. 6. 2. 6 Batteries d'accumulateurs**

Les batteries Classique apportent des solutions d'énergie fiables et universelles pour les systèmes de télécommunications, les réseaux d'alimentation et de distribution électriques, les systèmes d'alarme et de sécurité, ainsi pour tous les systèmes d'alimentation de secours du poste [25].

#### **a. Batteries d'accumulateurs 127 VCC**

Chaque batterie d'accumulateurs (comme présente la Figure II-18) sera prévue pour marcher en mode flottant « floating » avec un redresseur [7].

##### **❖ Tension de Floating**

L'exploitation en floating se caractérise par le maintien permanent de la batterie sous une tension dite de floating, régulée à 1%. Afin de fournir à la batterie un courant qui compense l'autodécharge. La batterie, dont l'état de charge est maintenu complet, n'est donc utilisée que pour pallier à une déficience du courant secteur.

En raison de la variation de la résistance interne liée à la température ambiante, il convient d'ajuster la tension de floating en fonction de la température de l'électrolyte [26].

##### **❖ Caractéristiques**

- Stationnaire au plomb.
- 58 éléments.
- Capacité 800Ah.
- Tension de floating à déterminer par le constructeur mais doit avoisiner 127 V soit 2,5V par élément.
- Tension de charge à déterminer par le constructeur mais doit avoisiner 133,4 V soit 2,3V par élément.
- La tension MIN batterie : 110,02 VCC soit 2,15 V par élément.
- La tension MAX batterie : 135 VCC soit 2,3 V par élément.
- La capacité de la batterie est dimensionnée pour assurer une autonomie de 4 à 8 heures de service [7].

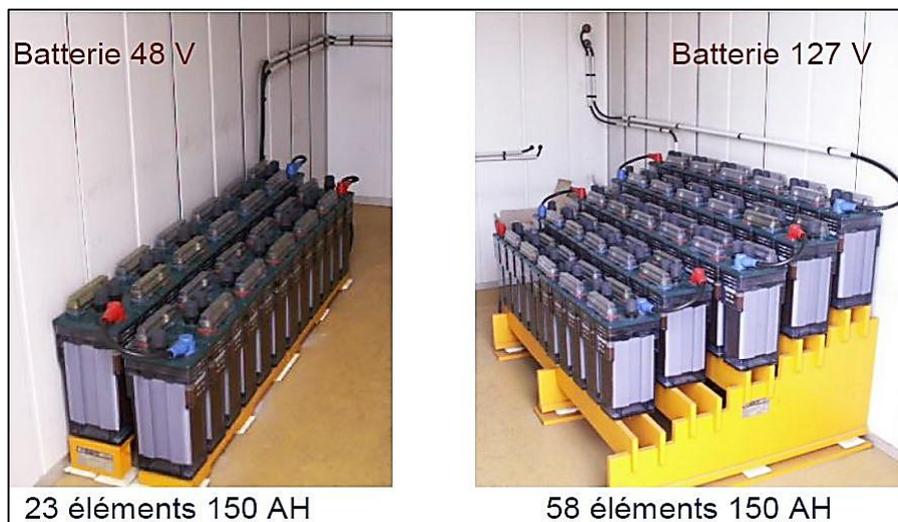
#### **b. Batteries d'accumulateurs 48 VCC**

Chaque batterie d'accumulateurs (Figure II-19) 48VCC sera prévue pour marcher en mode Flottant « floating » avec un redresseur pour alimenter les modules de télécommunication [7].

### ❖ Caractéristiques

Les caractéristiques de la batterie 48 V sont [7] :

- Stationnaire au plomb.
- 23 ou 24 éléments.
- Capacité : 200Ah.
- Tension de floating à déterminer par le constructeur mais doit avoisiner 52 V soit 2,17V par élément.
- Tension de charge d'égalisation à préciser par le constructeur mais doit A voisiner 54 V soit 2,25V par élément.



**Figure II. 19.** Batteries d'accumulateurs au plomb 127 VCC et 48 VCC [26].

#### II. 6. 2. 7 Les Redresseurs de charge

Les redresseurs des charges à courant continu (Figure II-20) pour une alimentation ininterrompue sont destinés à toutes les applications où la disponibilité d'énergie est primordiale, par exemple dans les centrales électriques, les postes de transformation et l'industrie des processus.



**Figure II-20 :** Les Redresseurs de charge [23].

Ces redresseurs ont été développés pour le chargement des batteries stationnaires alcalines ou à plomb et la fourniture de la charge de base. Ils présentent une conception robuste et fiable adaptée aux applications cruciales. Plusieurs redresseurs peuvent être utilisés en parallèle pour garantir une plus grande capacité, disponibilité et fiabilité [27].

**a. Les Redresseurs 127 VCC**

Il y'a trois redresseurs identique pour l'alimentation des deux batteries 1 et 2. Le redresseur n° : 3 assure le secours pour chacune de ces deux redresseurs [7].

**b. Les Redresseurs 48 VCC**

Il y'a deux redresseurs identique dont le premier pour l'alimentation de la batterie et l'autre sera branché en secours par embrochage des disjoncteurs l'encadrant [7].

## **II. 7 Conclusion**

La présentation de l'architecture d'un poste de Transformation HTB/HTA, implique d'une part une connaissance approfondie des caractéristiques techniques de tous les équipements constituant le poste source, ainsi que le fonctionnement de ses principaux équipements. Ces derniers sont conçus et installés en général pour de longue durée et assurent une continuité de service, d'où une maintenance préventive doit être planifiée pour chaque poste, afin d'éliminer très rapidement les incidents qui peuvent survenir sur les installations constituant le poste électrique.

### III. 1 Introduction

Depuis les prémisses des "générateurs secondaires" conçus par Lucien Gaulard aux alentours des années 1880 jusqu'aux modèles contemporains, les transformateurs de puissance se sont imposés comme des équipements essentiels dans les réseaux d'énergie alternative. On dénombre ainsi en moyenne sept transformateurs de la source de production au consommateur. Les matériaux et les modes de conception évoluant, les transformateurs à colonnes, cuirassés, se partagent actuellement les marchés commerciaux du transport, de la répartition et de la distribution de l'électricité [28].

De nombreux aspects sont à prendre en compte pour la conception d'un Transformateur de puissance. Dans ce chapitre nous allons expliciter ses différentes parties qui le constituent (circuit magnétique, enroulements, conducteurs, isolation, cuve, système de refroidissement...etc.), ainsi que les différents composants associés qui doivent être conçus en parallèle comme le changeur de prises, les traversées isolées, les protections et leurs capteurs.

### III. 2 Définition

Un transformateur de puissance est un composant électrique haute-tension essentiel dans l'exploitation des réseaux électriques. Sa définition selon la commission électrotechnique internationale est la suivante : « Appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, à la même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [29] ».

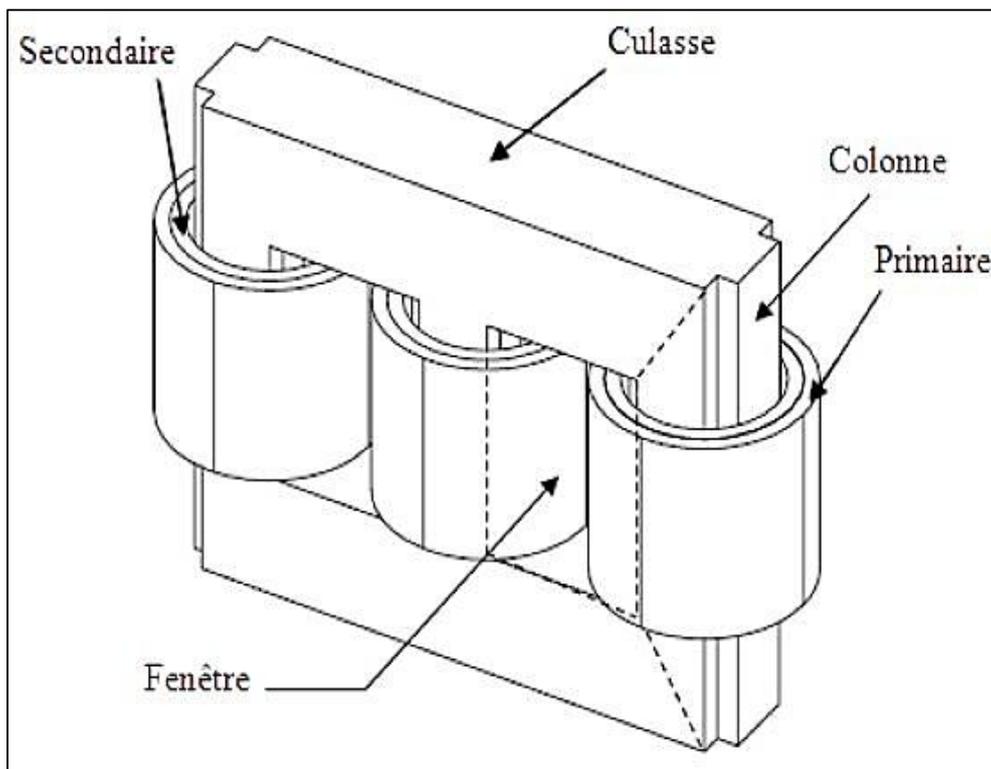
### III. 3 Types de Transformateurs de Puissances

Le choix d'un type de transformateur dépend non seulement des contraintes électriques, mécaniques et thermiques, mais également des problèmes économiques et d'encombres.

Il existe plusieurs types de transformateurs de puissance, du point de vue construction, deux principales topologies sont distinguées, à savoir les transformateurs à colonnes et les transformateurs cuirassés.

#### III. 3. 1 Transformateur à colonnes

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase, comme montre la figure III.1, Ces enroulements sont montés sur un noyau ferromagnétique qui se referme à ses extrémités via des culasses afin d'assurer une bonne canalisation du flux magnétique.

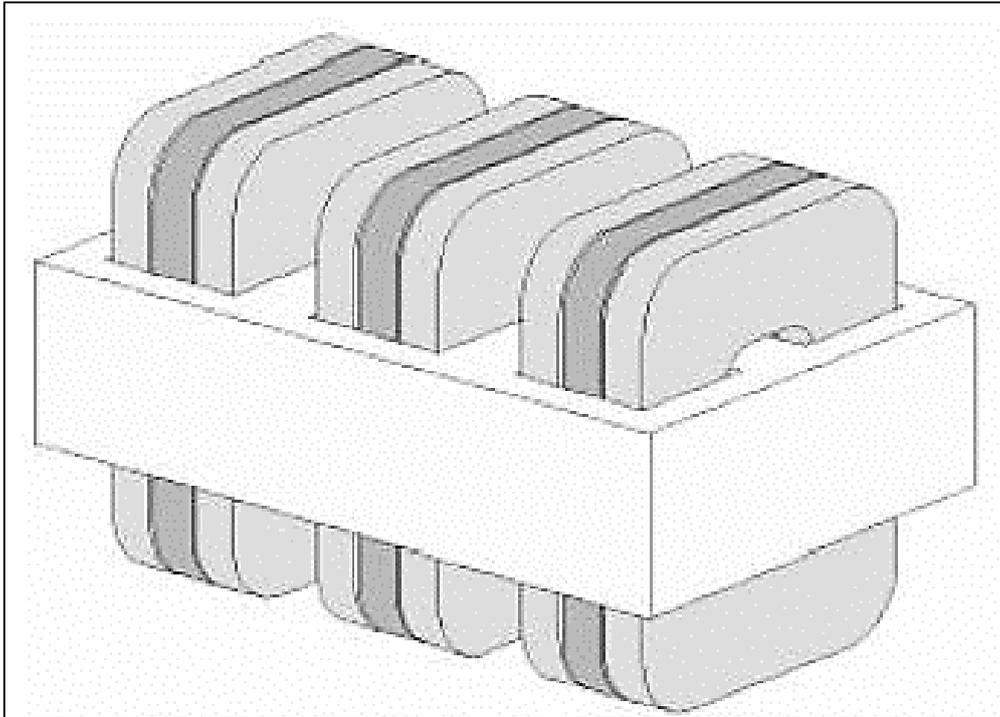


**Figure III. 1.** Transformateur à colonnes [28].

Dans cette technologie, ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs. Les conducteurs sont de dimensions variables et de topologies multiples, selon les puissances mises en jeux [28].

### III. 3. 2 Transformateur Cuirassé

Dans cette technologie, le circuit magnétique entoure complètement le bobinage, comme montre la figure III.2, ce qui lui confère un fonctionnement à "flux libre".



*Figure III. 2.* Transformateur Type cuirassé [28]

La cuve assure le serrage de l'ensemble et le transformateur ainsi constitué est alors assuré d'une excellente rigidité mécanique associée à une grande compacité.

En contrepartie, le confinement résultant rend plus difficile le refroidissement de l'ensemble. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, où les surtensions transitoires sont fréquentes. Dans cet environnement, ils doivent se prémunir des effets néfastes, voire dévastateurs de ces surtensions sur les enroulements. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [28].

## III. 4 Constitution Interne du Transformateur HTB/HTA

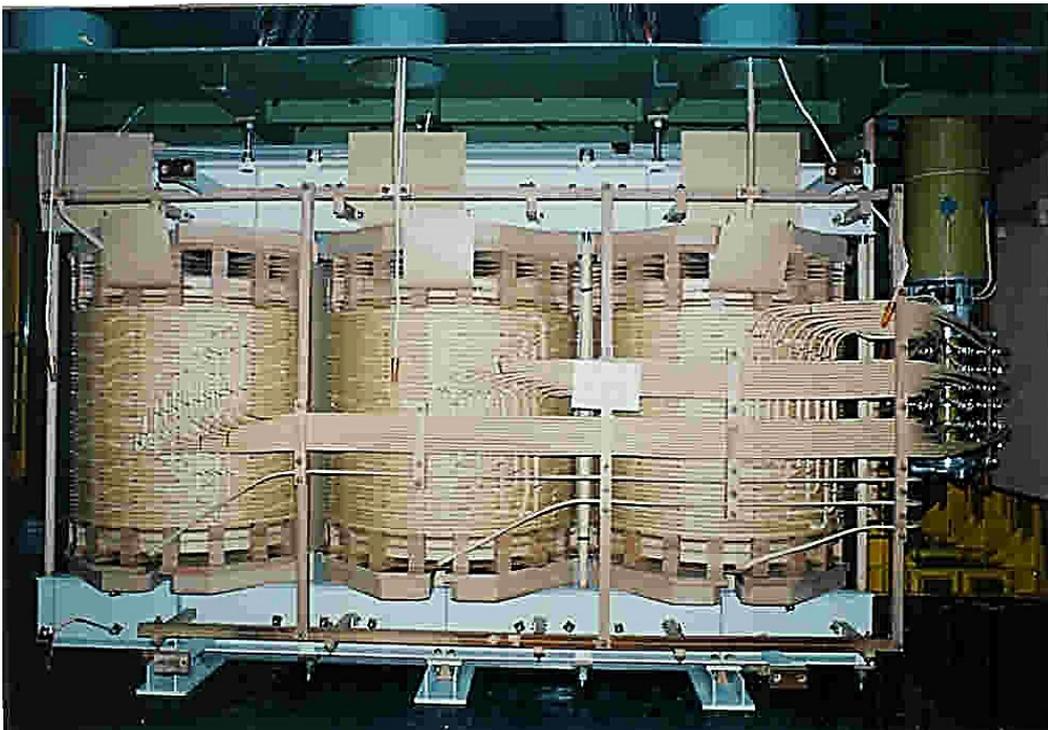
### III. 4. 1 La partie active

La partie active est définie comme le circuit magnétique et les enroulements. Le circuit magnétique se trouvant au centre des enroulements haute tension, s'il n'est pas mis à la terre, son potentiel flottant peut devenir élevé. Il est donc relié à la terre en un point seulement.

En effet, s'il y a plusieurs mises à la terre un courant peut circuler entre elles et échauffer le noyau [30].

#### **a. Les enroulements**

Un enroulement de transformateur présentés dans la figure III-3, est l'ensemble des spires formant un circuit associé à l'une des tensions pour lesquelles le transformateur a été établi [31]. En d'autre terme il s'agit d'une bobine électrique placée autour du noyau magnétique d'un transformateur.



**Figure III. 3.** Enroulements triphasés d'un Transformateur HT [53].

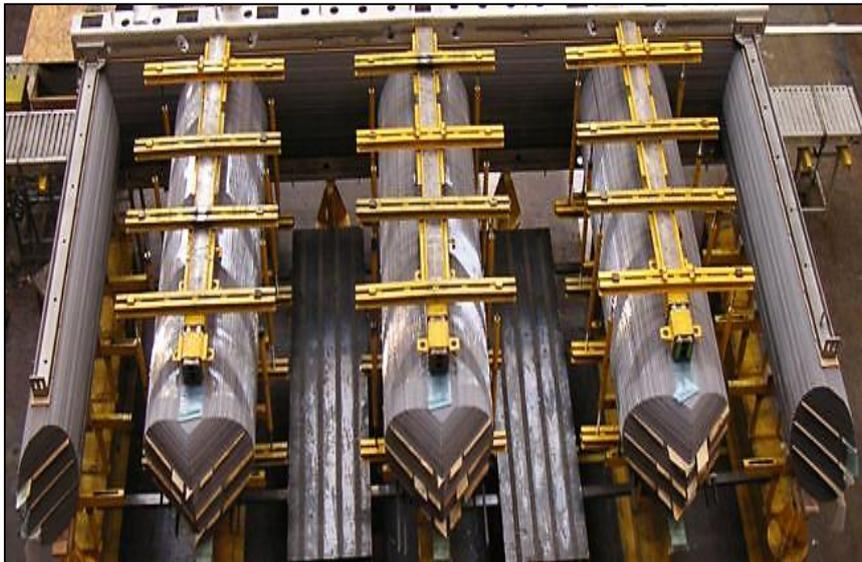
Les enroulements sont généralement concentriques pour minimiser les fuites de flux. Le conducteur électrique utilisé dépend des applications, mais le cuivre est le matériau de choix pour l'ensemble des applications à fortes puissances. Les fils électriques de chaque tour doivent être isolés les uns des autres pour que le courant circule dans chaque tour, on entoure les conducteurs de papier diélectrique imprégné d'huile minérale.

Les enroulements du primaire possèdent des connexions externes, nommées prises, à des points intermédiaires de l'enroulement pour permettre une sélection de rapport de tension. Les prises peuvent être connectées à un changeur automatique de prises en charge pour le contrôle de la tension du circuit secondaire [29].

### **b. Le circuit magnétique**

Le rôle du noyau est de guider le flux magnétique entre le primaire et le secondaire. La densité du flux doit être aussi haute que possible sans que le noyau entre en saturation. Cela permet de réduire la taille du transformateur et ainsi son prix.

Pour les transformateurs les plus courants, les tôles empilées ont la forme de E et de I, comme montre la figure III.4, donnant la possibilité ainsi de glisser une bobine au sein des fenêtres du circuit magnétique ainsi constitué [31].



**Figure III. 4.** Circuit magnétique du Transformateur HT [34].

## **III. 4. 2 L'isolation du transformateur**

L'isolation diélectrique du transformateur, qu'elle soit solide ou liquide, doit permettre au transformateur de résister à la fois à la tension alternative en régime permanent et aux surtensions transitoires sans décharge électrique. Pour ce faire, elle doit homogénéiser le champ électrique dans le transformateur. L'isolation solide est constituée principalement de cellulose, celle liquide est normalement constituée d'huile [32].

### **a. L'huile**

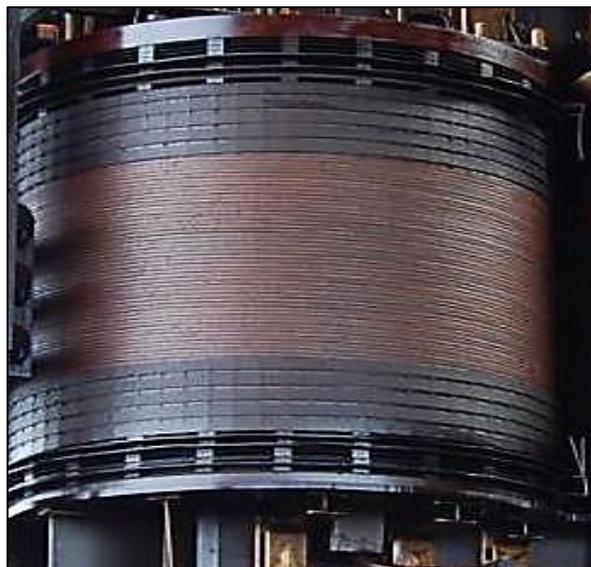
Les transformateurs de puissance sont traditionnellement remplis d'huile minérale spécifique. Elle permet l'isolation diélectrique des enroulements entre eux ainsi que le refroidissement du transformateur. Elle a en effet une rigidité diélectrique nettement supérieure à l'air par exemple : typiquement une huile minérale a une rigidité de 70 kV/2,5 mm soit 280 kV/cm alors que l'air n'est qu'à 24 kV/cm, cela influe fortement sur le dimensionnement du transfo.

L'huile est un bon conducteur thermique, et sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur. Elle doit posséder un haut niveau d'isolation diélectrique et un haut point d'inflammation pour permettre une exploitation en toute sécurité [33].

#### ***b. Papier diélectrique Imprégné***

L'isolation papier est réalisée à l'aide de couches de papier superposées, imprégnées d'huile puis séchées. Les pores du papier atteignent alors une grande rigidité diélectrique, des pertes diélectriques faibles et une constante diélectrique proche de celle de l'huile. Il est à noter que le papier associé à l'huile a de bien meilleures propriétés diélectriques que le papier ou l'huile séparément. La présence d'humidité dans l'isolation est très néfaste pour ses propriétés [33].

Cette isolation est ensuite disposée dans le transformateur entre les enroulements et la cuve comme montre la figure III-5, en suivant la technique des barrières, c'est-à-dire que de fines couches d'isolation sont alternées avec de l'huile.

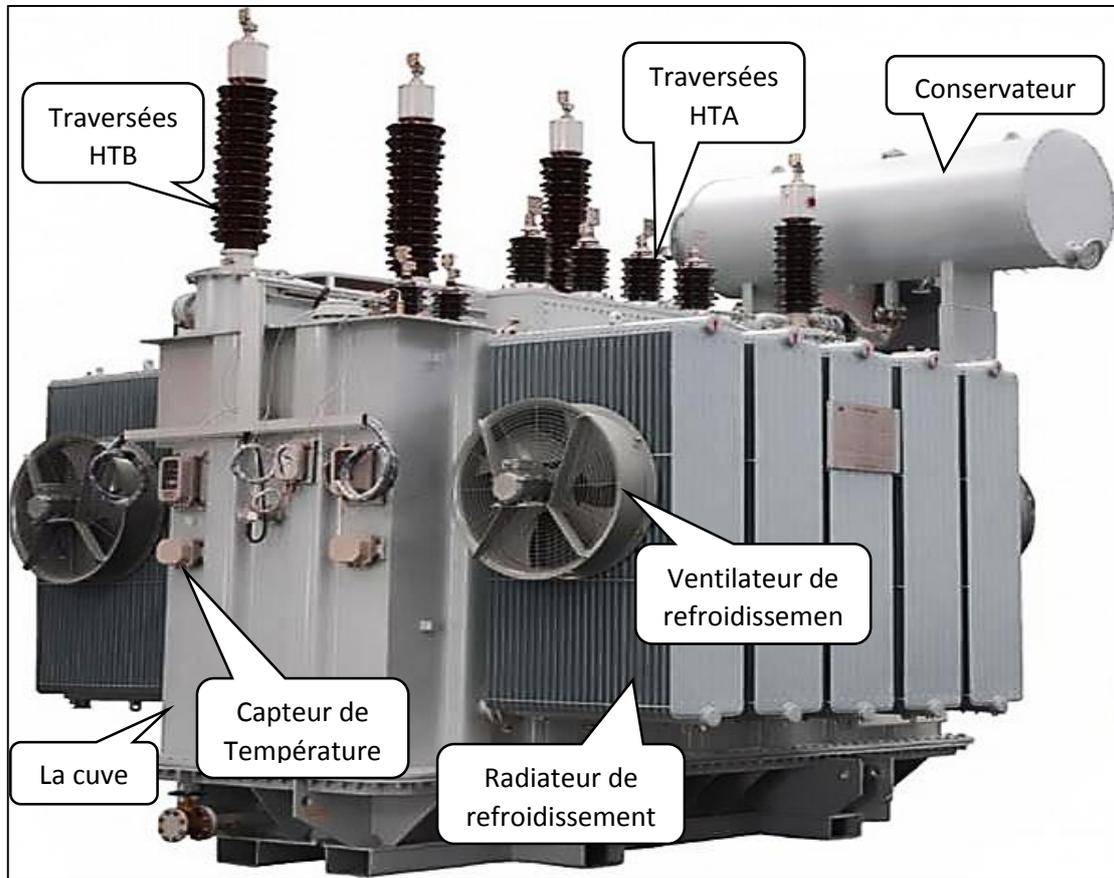


**Figure III. 5.** Couverture des enroulements avec le papier imprégné [53].

La partie centrale est simplement constituée de cylindres concentriques, la contrainte électrique étant purement radiale. L'extrémité des enroulements et le flux de fuite en résultant rendent la partie supérieure plus technique, la solution consiste à alterner des couches « pétales » espacées entre elles d'environ 8 cm. Auparavant cette partie supérieure faisait des angles droits avec les cylindres centraux, depuis des parties moulées épousent mieux les équipotentielles grâce à leurs formes arrondies [33].

### III. 4. 3 La cuve

La cuve des transformateurs présentés dans la figure III-6, est faite de tôles d'acier. Elles doivent pouvoir résister aux forces exercées lors du transport du transformateur.



*Figure III. 6.* Vue d'ensemble d'un Transformateur HTB/HTA [55].

Leur couvercle est amovible et scellé grâce à des boulons ou une soudure. Il est incliné d'au moins  $1^\circ$  afin d'évacuer les eaux de pluie. Afin de garantir l'étanchéité, des joints en caoutchouc synthétique sont utilisés. L'étanchéité doit être parfaite, la cuve est testée sous vide pour contrôler ce point. Afin de résister aux conditions extérieures les cuves sont peintes à l'aide d'un revêtement résistant à la corrosion. Par ailleurs pour les transformateurs de forte puissance, le flux de fuite devient assez important, pour éviter un échauffement trop important des enroulements ou de la cuve, liés au courant de Foucault s'induisant en leurs seins, des écrans sont placés à l'intérieur des parois de la cuve. Ceux-ci conduisent le flux et évitent ainsi son passage dans les autres parties et ainsi leur échauffement par courant de Foucault. Comme pour les circuits magnétiques, afin d'éviter la circulation du courant, il est important qu'ils ne soient mis à la terre qu'en un point [32].

### III. 4. 4 Système de refroidissement

Un système de refroidissement est caractérisé par un code de quatre lettres. La première lettre désigne le fluide de refroidissement interne, O : l'huile minérale (99 % des cas), K : les liquides isolant ayant un point de feu > 300 °C, L : les liquides à point de feu non mesurable. La seconde lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement interne, N : naturel, F : forcé (présence d'une pompe, mais l'huile circule librement), D : forcé et dirigé (pompe et l'huile est forcée et dirigée à travers les enroulements). La troisième lettre indique le fluide de refroidissement externe, A : air, W : eau. La quatrième lettre désigne le mode de circulation du fluide de refroidissement externe ; N : naturel, F : forcer (ventilateurs).

Ainsi le mode de refroidissement le plus simple est l'ONAN. Concrètement l'huile colporte la chaleur vers l'extérieur du transformateur et est refroidie à l'intérieur du radiateur, qui évacue la chaleur par convection. Des ventilateurs permettent d'augmenter cette dernière.

#### ***a. Refroidissement par ventilateur***

Pour les transformateurs de puissance, on utilise des dispositifs de ventilation présentés dans la figure III-6, forcés d'un important flux d'air associé ou non à un échange thermique avec l'huile de la cuve. Le système de refroidissement est toujours couplé à un dispositif de capteurs de température jouant le rôle de thermostat (commande automatique de la mise en route de la ventilation) [32].

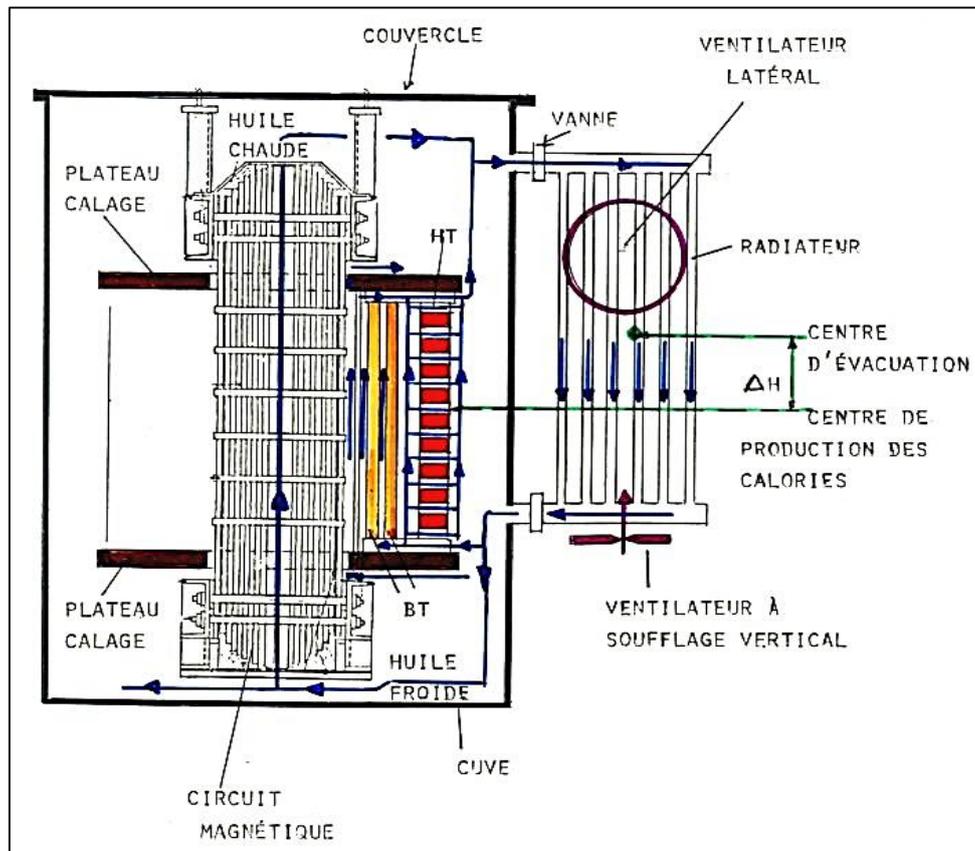
#### ***b. Refroidissement par Huile***

L'huile est une « huile isolante pour transformateurs et appareillages électriques semblables pour lesquels une stabilité à l'oxydation normale est requise. » Elle sert également à imprégner l'isolation papier de ces composants. Il s'agit traditionnellement d'huile minérale hautement raffinée, qui contient une bonne conductivité thermique, sa circulation au travers de radiateurs permet d'évacuer la chaleur produite par les bobines et le circuit magnétique du transformateur. Elle permet aussi l'isolation diélectrique des enroulements entre eux. De ce fait, elle doit posséder un haut niveau d'isolation diélectrique et un haut point d'éclair pour permettre une exploitation en toute sécurité.

Les ailettes métalliques présentées dans la figure III-6, sont fixées tout autour de la cuve du transformateur qui évacuent la chaleur par convection naturelle, ailettes fixes associées à un condenseur à circulation forcée de l'huile d'isolation galvanique du transformateur [33].

### c. *Système de refroidissement ONAF*

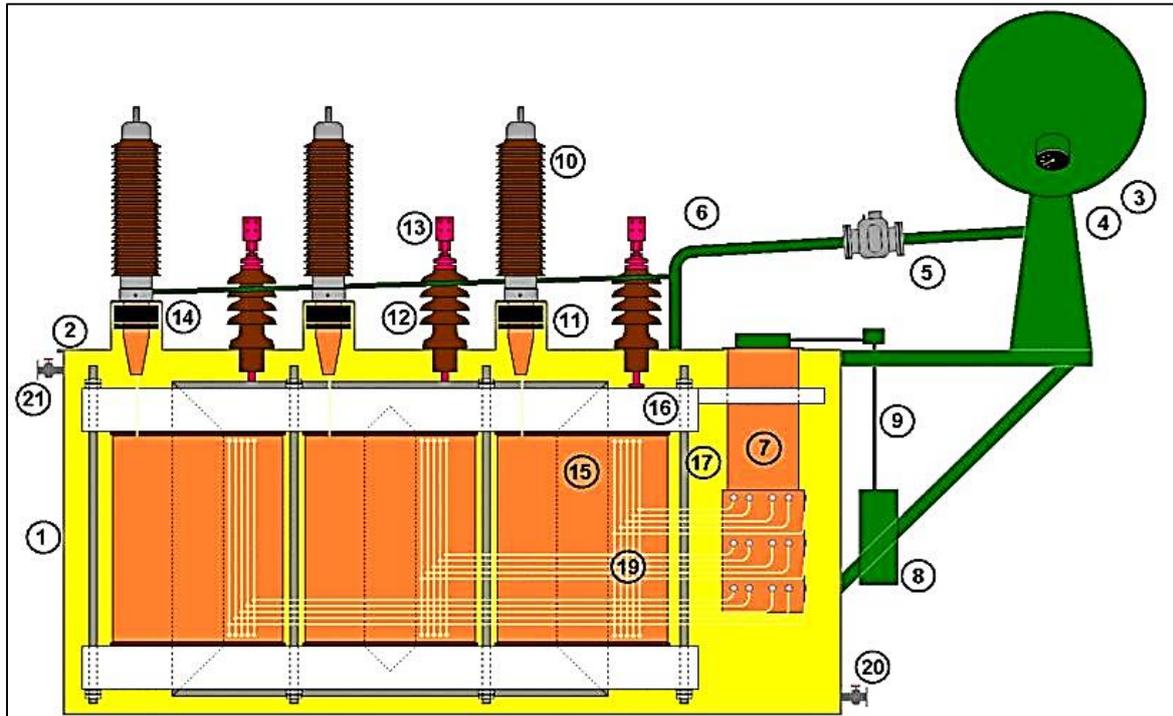
Dans le cadre des circuits électriques à haute tension et de forte puissance, les transformateurs utilisent le mode de refroidissement représenté dans la figure III-7, ONAF (Oil : Normal, Air : Forced) [34].



**Figure III. 7.** Système de Refroidissement ONAF [34].

## III. 5 Composants associés au transformateur de puissance

En plus de ses composants principaux cités précédemment, le transformateur dispose de nombreux composants secondaires présentés dans la figure III-8.



**Figure III-8 :** Parties associés au Transformateur de puissance HTB/HTA [33].

Le Tableau III-1 conduit à mentionner les différentes composants et parties associés au transformateur de puissance représentées dans la figure III-7.

1	Cuve	12	Traversée du secondaire
2	Couvercle	13	Connexion du secondaire avec l'extérieur
3	Conservateur	14	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur
4	Indicateur de niveau d'huile	15	Enroulements
5	Relais Buchholz	16	Noyau magnétique
6	Tuyau d'huile	17	Élément mécanique maintenant le noyau magnétique et les enroulements ensemble exerçant une force de compression
7	Changeur de prises	18	(Non représenté)
8	Moteur électrique du changeur de prises	19	Connexion du changeur de prises aux enroulements
9	Transmission mécanique du changeur de prises	20	Robinet d'huile
10	Traversée du primaire, avec connexion à son extrémité	21	Robinet d'air
11	Dôme avec transformateurs de courant à l'intérieur		

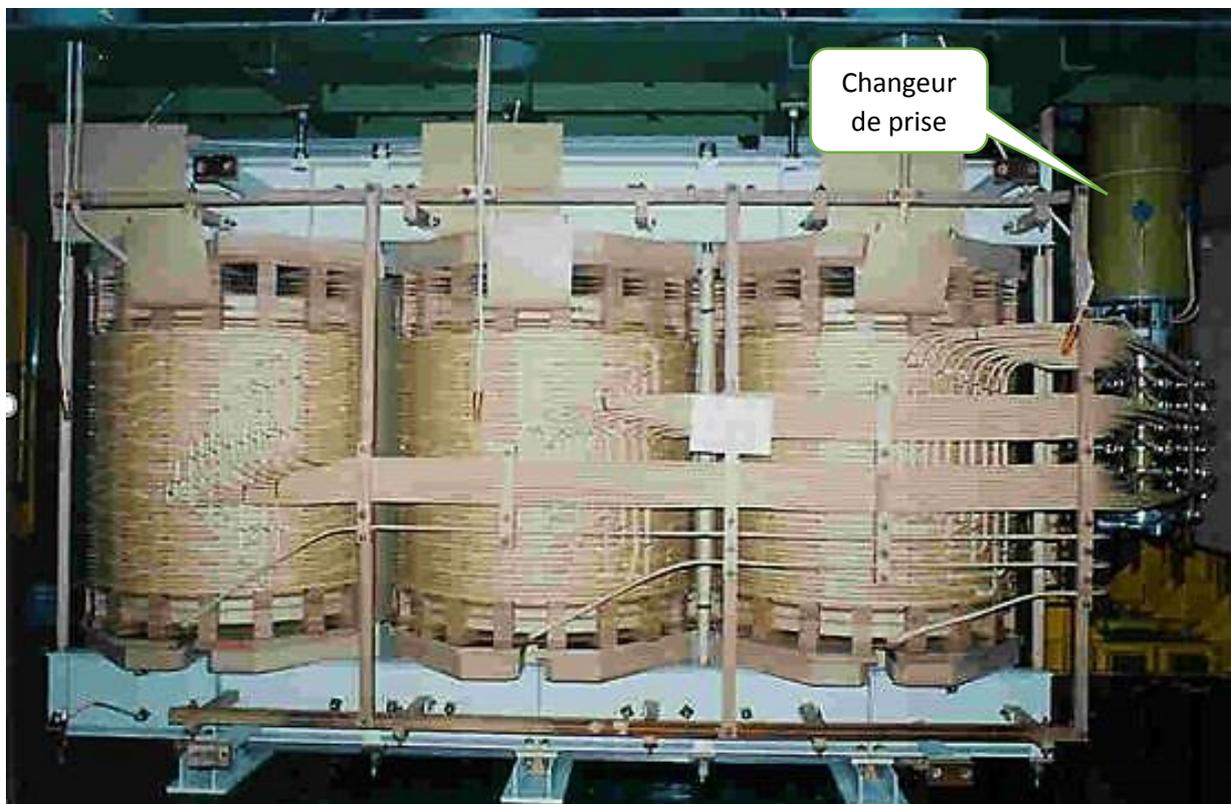
**Tableau III. 1.** Parties et composants associés au Transformateur HTB/HTA [33].

### III. 5. 1 Le régleur en charge (changeur de prise)

La charge d'un réseau électrique n'est pas constante, ces variations influent notamment la tension du réseau. Pour permettre au réseau de maintenir une tension stable plusieurs solutions existent, l'une d'entre elle est de modifier le rapport de transformation des transformateurs de puissance par un changeur de prise.

Un changeur de prise d'après la désignation de la CEI, régleur en charge, d'après la désignation de RTE (Réseau Transport Electrique de EDF), est un appareil permettant de rajouter ou de retrancher des spires à l'enroulement principal du transformateur. Le rapport de transformation du transformateur peut ainsi être adapté aux conditions de charge sur le réseau afin de maintenir la tension à un niveau optimal [35].

Le changeur de prises permet de modifier l'impédance de l'enroulement primaire du transformateur. Il n'y a pas d'enroulement dans le changeur de prise. C'est un élément purement mécanique, les inductances qui sont représentées dans la figure III-9, font partie de l'enroulement de réglage se trouvant dans le transformateur autour du noyau magnétique tout comme les enroulements primaire et secondaire [32].



**Figure III. 9.** Changeur de prise dans un transformateur de puissance [34].

### **a. Principe**

Le changeur de prises sert à connecter ou non ces spires dans le circuit principal sans interrompre le transfert d'énergie, ce qui est capital dans un réseau électrique. Par ailleurs, il doit le faire sans court-circuiter aucune partie de l'enroulement du transformateur. Il est constitué principalement de deux parties généralement distinctes : le sélecteur qui est le « dispositif destiné à être parcouru par le courant, mais non à l'établir ou à le couper » d'une part et d'autre part le commutateur qui a donc la fonction d'établir ou de couper le courant [32].

#### **❖ Le Sélecteur**

Le sélecteur sert donc à sélectionner la prise par laquelle va circuler le courant en régime permanent (contact 1 à 27), Le changeur de prise dispose de 27 prises, on peut donc choisir entre 27 valeurs du rapport de transformation différentes. Le sélecteur permet d'ajouter ou non un nombre important de spires aux précédentes prises.

Les contacts des sélecteurs sont déplacés en absence de courant les parcourant, ils ne subissent donc pas d'arc électrique [32].

#### **❖ Commutateur**

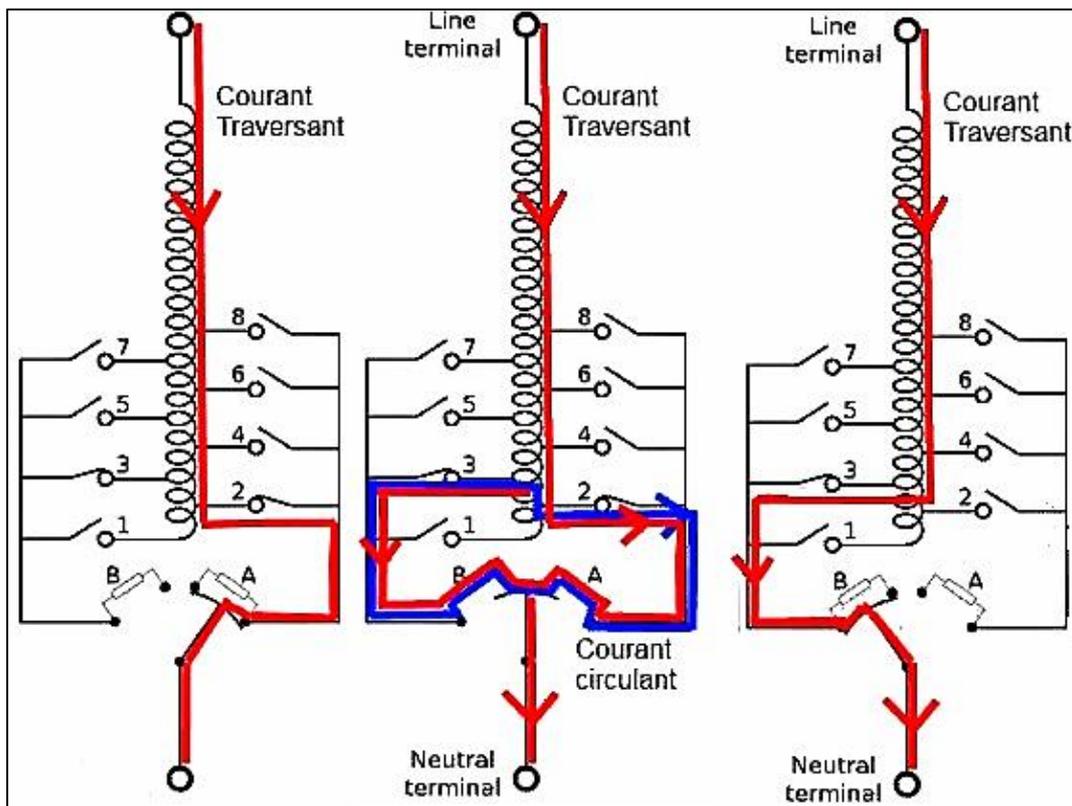
Le changement de prise nécessite le passage par un État où deux prises sont simultanément fermées (voir exemple entre la prise 2 et 3 présentés dans la figure III-11), un courant de commutation s'établit alors entre la prise 2 et 3, il circule au travers du commutateur (A, B). Il est nécessaire de limiter au maximum se courant pour éviter qu'il n'endommage la bobine, pour cela deux résistances sont présentes dans le circuit (A et B). Ces résistances sont souvent réalisées en nickel-chrome. Pour ne pas introduire de résistances inutiles en régime permanent ces résistances ne sont connectées que lors de la commutation. Pour pouvoir étouffer l'arc électrique, les commutateurs mécaniques sont émergés dans l'huile diélectrique, et les contacts du commutateur doivent être particulièrement résistant aux hautes températures. L'apparition des alliages de Tungstène-cuivre en lieu et place du cuivre pur utilisé auparavant a constitué un progrès significatif [32].

#### **❖ Cycle de commutation en drapeau**

Dans un cycle en drapeau, le courant traversant est commuté des contacts principaux de commutation avant que le courant de circulation ne s'établisse.

Le mécanisme de commutation en drapeau présenté dans la figure III-11 est le suivant :

- Le sélecteur de gauche sélectionne la prise 3.
- Le commutateur se met en action, le contact principal est ouvert. Le courant traversant circule alors à travers la résistance A.
- Le commutateur atteint le contact B, les deux prises sont alors connectées ensemble, un courant de circulation s'établit. Il est limité par les deux résistances.
- Le contact entre A et le commutateur est ouvert, le courant de circulation est interrompu (arc électrique), le courant traversant circule à travers la résistance B.
- Le contact principal en B est fermé. La résistance est court-circuitée.
- Le sélecteur de droite n'est plus traversé par aucun courant, il peut donc se déplacer à sa guise vers une autre prise [36].



**Figure III. 11.** Cycle de commutation en Drapeau [35]

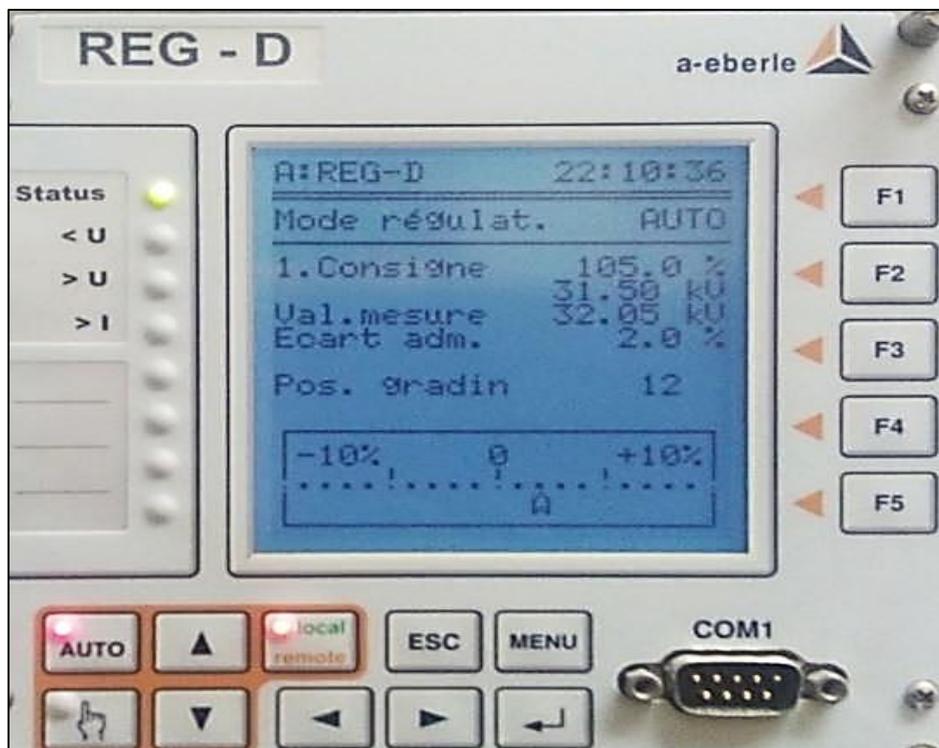
Les résistances de commutation ainsi que les arcs électriques provoquent un échauffement de l'huile. Le nombre de commutations en série s'en trouve limité.

### *b. Mécanisme d'entraînement*

Le mécanisme d'entraînement (présenté dans la figure III-8 par numéros 8 et 9) doit à la fois être rapide, pour limiter la durée d'arc, et fiable. La rapidité a été grandement améliorée depuis les débuts de la technologie. De nos jours, un moteur électrique charge des ressorts qui permettent ainsi de conserver l'énergie. Il met également en jeu une croix de malte, cela assure le déroulement dans le bon ordre des opérations et une bonne précision de l'ensemble<sup>27,29</sup>. Pour les transformateurs triphasés on utilise un seul moteur couplé mécaniquement à l'aide d'un arbre au changeur de prises [32].

### *c. Régulateur de tension*

À l'origine, les changeurs de prise étaient pilotés manuellement depuis un panneau de contrôle, l'opérateur choisissant lui-même la prise en fonction des conditions du réseau. De nos jours, les changeurs de prises disposent aussi d'un système de contrôle décidant de manière autonome du passage ou non à une autre prise. Ces systèmes sont les régulateurs de tension, présentés dans la figure III-12, ont pour but premier de maintenir la tension à la valeur de consigne. Pour éviter des changements de prises intempestifs, il y a une plage de tolérance autour de cette valeur ainsi qu'un délai avant le changement.



**Figure III. 12.** Régulateur de Tension – Poste BMR.

### III. 5.2 Le Conservateur

Le conservateur présenté dans la figure III-13, est un réservoir d'huile surplombant le transformateur. Il absorbe les modifications du volume d'huile dues aux variations de température (elle se dilate plus ou moins dépend de la température extérieure et de la charge du transformateur). Ainsi une augmentation de la température de 100 °C entraîne une augmentation du volume d'huile de l'ordre de 7 à 10 %. Il est donc nécessaire en cas de forte température de stocker le surplus, dans le cas des transformateurs dit « respirant » ce rôle est rempli par le conservateur.

Ce cylindre métallique peut être séparé en deux parties distinctes à l'aide d'un Ballon en nitrile, d'un côté l'huile du transformateur, de l'autre de l'air séché grâce à un dessiccateur se trouvant entre la poche d'air et l'extérieur (de l'humidité pourrait avec le temps traverser le ballon et dégrader les propriétés diélectriques de l'huile). L'huile peut donc monter ou descendre dans le conservateur sans être en contact avec l'air [34].

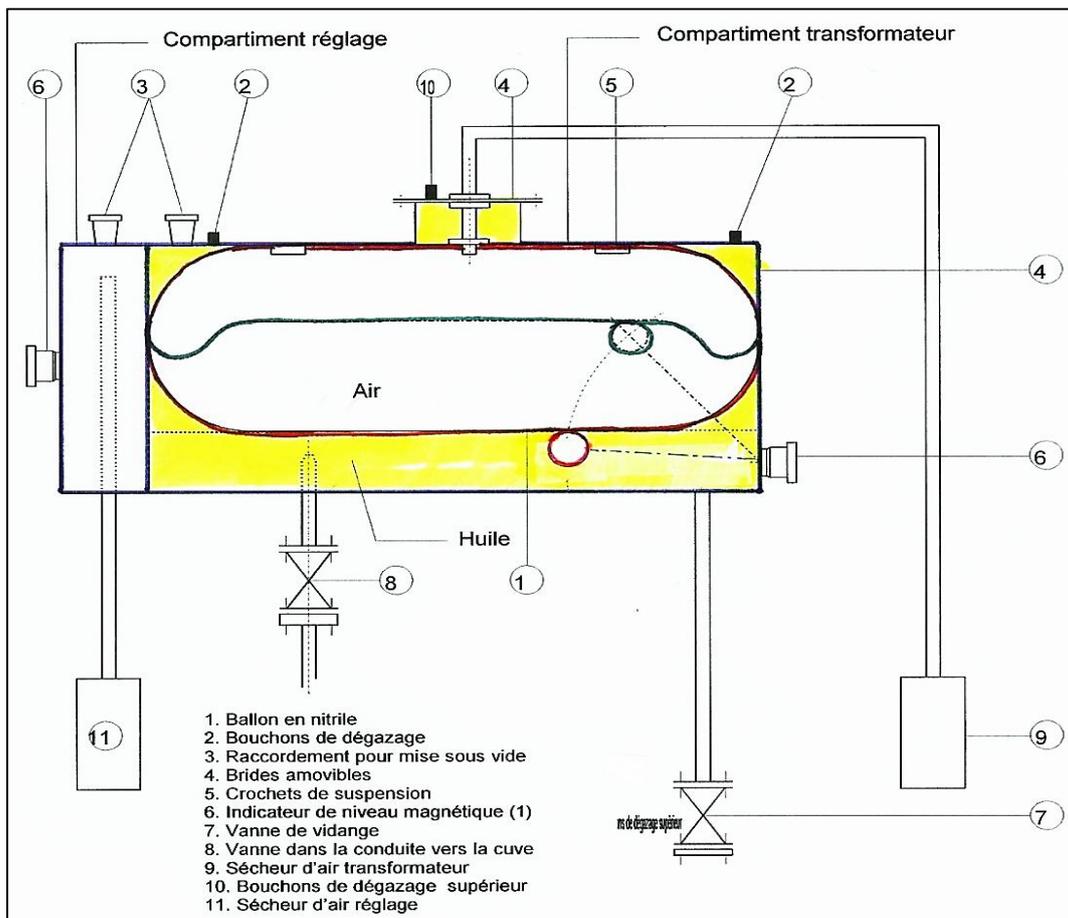


Figure III. 13. Conservateur avec ballon en nitrile [34].

### III. 5. 3 Traversées

Une traversée isolée (*Bushing* en anglais) est un composant électrique proche d'un isolateur « servant à faire passer un conducteur à travers une paroi, telle qu'un mur ou une cuve en isolant le conducteur de cette paroi » On les retrouve également sur les transformateurs et les GIS pour isoler les conducteurs entre eux. Ils peuvent atteindre des tensions de 1 200 kV en courant alternatif et de 800 kV en courant continu. Ils sont constitués à l'intérieur d'une structure capacitive et à l'extérieur d'un isolateur afin d'éviter les arcs électriques en surface [33].

Les traversées présentées sur les figures : III-6 et III-8, permettent de lier les enroulements du transformateur aux lignes électriques sans risque de décharge électrique entre les phases et la cuve du transformateur qui est à la terre [34].



**Figure III. 14.** Traversées (Huile-Air) et TC Dôme du transformateur [34].

### III. 5. 4 Transformateur de courant Type dôme

Un transformateur est équipé par des transformateurs de courant placés dans les dômes des traversées (c'est-à-dire à leur pied). Sur les transformateurs de puissance, il y a souvent deux enroulements au secondaire du TC, l'un de précision permet de mesurer le courant traversant le transformateur, l'autre donne des informations aux relais de protections (un TC pour chaque phase coté HTB).

Ils peuvent mesurer le courant avec une bonne précision même lorsque celui-ci dépasse de plusieurs facteurs d'ordre le courant nominal contrairement aux transformateurs de mesures qui ne sont précis que pour des valeurs proches de la valeur nominale.

Un transformateur de courant est un transformateur élévateur dont l'enroulement secondaire se trouve pratiquement en court-circuit, dans le Côté primaire il n'y a pas des spires, puisque le conducteur primaire traverse en ligne droite le circuit magnétique de forme torique (figure III-15), autour duquel est bobiné le circuit secondaire.

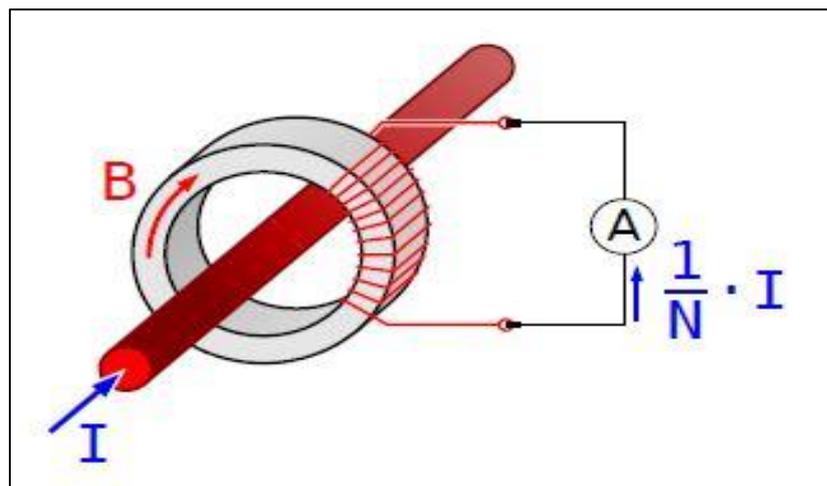


Figure III.15. Transformateur de courant type Tor [17].

### III. 6 Accessoire de Protection et de mesure

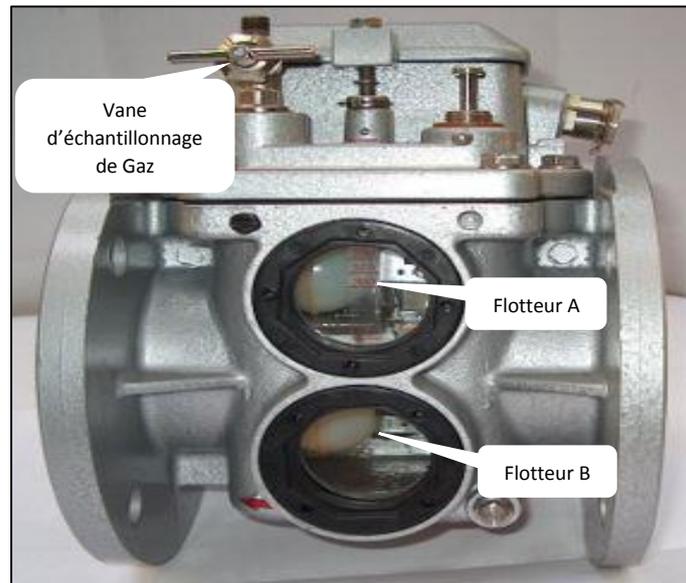
La protection des transformateurs désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la continuité de service du transformateur. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements . Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

#### III. 6. 1 Relais Buchholz

Dans le domaine de la distribution et de la transmission l'électricité, un relais BUCHHOLZ est un dispositif de sécurité monté sur les transformateurs de puissance à bain d'huile. Le relais Buchholz est utilisé sur ce type de systèmes comme dispositif de protection sensible aux événements qui se produisent lors d'un défaut diélectrique (défaut d'isolement) à l'intérieur de Transformateur [33].

Le relais BUCHHOLZ présenté sur la figure III-16, est utilisé pour détecter la présence de gaz à l'intérieur d'un transformateur à huile. Ce gaz peut provenir :

- De la décomposition des isolants solides ou liquides à l'intérieur du transformateur.
- De l'intérieur du transformateur, si le fluide diélectrique n'est pas soumis à un dégazage soigné avant la mise en service [37].



**Figure III. 16.** Relais Buchholz [37].

#### **a. Emplacement**

Le relais Buchholz est placé dans le tube reliant la cuve principale du transformateur et son conservateur d'huile, comme il est présenté dans la figure III. 8 par l'élément (5). Le transformateur doit être conçu de telle manière que tout gaz se formant dans la cuve principale doit remonter rapidement vers le conservateur en passant par le relais Buchholz. Autrement dit, le gaz ne doit pas être piégé dans la cuve.

### **III. 6. 2 Soupape de surpression**

La soupape est utilisée pour contrôler la pression intérieure des transformateurs, lorsque la pression subit accidentellement des augmentations instantanées et incontrôlées avec le risque consécutif de rupture.

#### **a. Caractéristique**

Leur caractéristique spécifique est de pouvoir évacuer vers l'extérieur, en très peu de temps (quelques millièmes de seconde), l'augmentation de pression qui s'est produite. En fait, si à l'intérieur de la cuve se produit un court-circuit soudain et violent, un volume de gaz se forme instantanément, ce qui entraîne une augmentation considérable de la pression intérieure [38].



**Figure III. 18.** Soupape de surpression [34].

#### ***b. Description Constructive***

La soupape de surpression présentée dans la figure III-18, est constituée d'un corps à brides et d'un disque en alliage d'aluminium résistant à la corrosion. Un axe en laiton, qui retient le ressort, est monté sur la partie centrale du disque [38].

La soupape comprend deux joints : un supérieur, de forme spéciale, et un latéral, constitué d'un anneau. Lorsque la soupape est fermée, le joint supérieur est pressé contre le disque. Si ce dernier se soulève de 1-2 mm, ce joint, en raison de sa forme, maintient toujours une fermeture parfaite ; de plus, lors de son mouvement vers le haut, le disque instaure également un point d'étanchéité avec le joint latéral. Si, par suite de la pression intérieure, le disque se soulève encore plus, le joint supérieur n'assure plus l'étanchéité, à l'inverse du joint latéral. A ce moment-là, la surface du plateau subissant la pression intérieure s'est multipliée, ainsi que la force totale exercée contre le ressort. On obtient alors l'ouverture totale et instantanée de la soupape, qui laisse la surpression s'échapper vers l'extérieur.

Quand la pression correcte est rétablie, le disque, rappelé par le ressort, s'abaisse et referme la soupape. Lors de ce mouvement vers le bas, le disque se plaque d'abord contre le joint latéral et ensuite contre le joint supérieur. Des pressions de réglage comprises entre 20 et 70 kPa entraînent l'ouverture totale de la soupape [38].

### III. 6. 3 Capteur de Température

Pour les transformateurs de puissance il est indispensable de mesurer et de contrôler la température de l'huile par des instruments fiables et précis. On distingue les thermomètres à cadran présenté dans la figure III-19.



*Figure III. 19.* Thermomètres à cadran [39].

La température ambiante est mesurée autour du transformateur, La température de l'huile est mesurée en haut de la cuve, Afin d'assurer les signaux d'alarme, de déclenchement et de contrôle des ventilateurs de refroidissement [39].

### III. 6. 4 Indicateur du Niveau d'huile

L'indicateur du niveau d'huile de type magnétique présenté dans la figure III-20, est construit pour être utilisé sur les transformateurs de puissance. Sur l'appareil une indication analogue du niveau d'huile à l'intérieur du conservateur (figure III-13) avec une flèche sur un cadran gradué avec une flèche et un ou plusieurs signaux électriques (max 4 signaux) lorsque l'huile à l'intérieur du conservateur atteint le niveau max ou min.

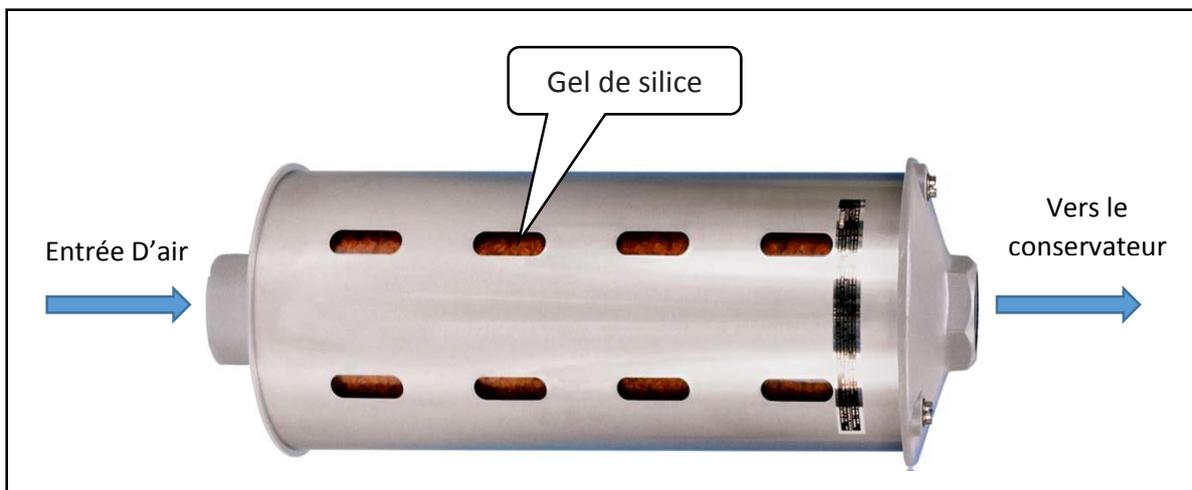


**Figure III. 20.** Indicateur du Niveau d'huile [34].

Le mouvement entre la tige du flotteur et la flèche indicatrice s'effectue par accouplement magnétique pour un angle de 40 °. De cette manière, on obtient que chaque variation de niveau du liquide entraîne une rotation de l'aimant avec pour conséquence l'indication de la variation sur le cadran de l'indicateur [40].

### III. 6. 5 Déshumidificateurs D'air (Sécheur D'air)

Les déshumidificateurs d'air présentés dans la figure III-21, sont des réservoirs transparents de sels d'oxyde de silicium, dit gel de silice, chimiquement pur avec indicateur à couleurs.



**Figure III. 21.** Déshumidificateurs d'air [56].

L'air aspiré à l'intérieur du transformateur à cause des contractions thermiques de la masse d'huile doit passer à travers ces sels. Le gel de silice (ou bien, SILICA GEL) a le but d'absorber l'humidité de l'air et d'éviter ainsi la contamination de l'huile, tandis que le colorant indique le degré de saturation atteint avec :

- Couleur : Orange = Sec.
- Couleur : Verte = Humide.

Les variations de couleur sont reportées sur l'étiquette du déshumidificateur. Le sel contenu dans le déshumidificateur doit être remplacé par un autre neuf ou bien être régénéré. Une propriété particulière du gel de silice est son haut pouvoir d'absorption de l'humidité atmosphérique [56].

### **III. 7 Conclusion**

Le transformateur est un élément essentiel dans les postes de transformation. Pour cela, nous avons cité et détaillé d'une façon approfondie les différents composants constituant ce dernier, afin de comprendre le principe de fonctionnement et l'utilité de chaque élément, et pour bien exploiter ses caractéristiques dans le cadre de sa protection contre les dommages et les défauts destructeurs.

## IV.1 Introduction

Le plan de protection du Transformateur désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité du réseau électrique. Ce plan est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle de ce dernier et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Il doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

Le transformateur de puissance est une partie importante du réseau et vue sa disposition fonctionnelle son prix est très élevé. De ce fait, sa disponibilité est très importante pour éviter les pertes d'alimentation des réseaux de distribution. L'objectif du plan de protection est d'identifier immédiatement tout défaut apparu sur l'installation, et d'isoler aussitôt l'ouvrage affecté du réseau.

La protection du Transformateur fait l'objet de donner des spécifications techniques sur les défauts qui l'affectent et de présenter également les contraintes liées au fonctionnement qui sont à prendre en considération lors de la programmation des relais de protection afin d'éviter les déclenchements intempestifs. Et par la suite nous allons présenter les protections contre les courts-circuits et les défauts d'isolement, et également les protections contre les incidents affectant le fonctionnement du système, tels que la surcharge, l'échauffement, ...etc.

## IV.2 Objectif du plan de Protection du Transformateur

La protection électrique peut être considérée comme une sentinelle permanente dont le rôle est de découvrir l'existence de tout défaut électrique et mettre automatiquement hors circuit l'élément ou l'équipement devenu défectueux, d'où le système de protection doit répandre aux critères suivants :

- Préserver la sécurité des personnes et des biens.
- Eviter la destruction partielle ou totale des matériels.
- Assurer la meilleure continuité de fourniture possible.

Pour atteindre ces objectifs, il est nécessaire d'obtenir le meilleur compromis entre la sensibilité, la rapidité et la fiabilité [8].

#### **IV. 2. 1 La sensibilité**

La sensibilité est l'aptitude des protections à détecter les défauts, notamment les défauts très résistants qui peuvent mettre en péril la sécurité des tiers. Donc, les protections doivent fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit compris entre le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et le courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles telles que : schéma d'exploitation particulier, période de faible charge, défaut de résistance élevée, etc... Il arrive que le courant minimal de court-circuit soit inférieur au courant nominal. Dans ce cas, il faut avoir recours à des protections de conception spécifique.

#### **IV. 2. 2 La rapidité**

Les dommages des transformateurs sont souvent dépendus de la durée des défauts électriques ou des courts-circuits, donc il est primordial d'interrompre rapidement tout défaut de ce genre afin de réduire les conséquences néfastes de ces derniers. Le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes, de 20 à 40 millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide, environ 20 millisecondes).

#### **IV. 2. 3 La fiabilité**

La notion de fiabilité est l'aptitude des protections à éviter les déclenchements intempestifs (sécurité) et à assurer le bon fonctionnement en cas de défaut (sûreté). Donc Il est indispensable que les protections fonctionnent parfaitement à n'importe quel moment où leur intervention est nécessaire.

## IV. 3 Principaux défauts affectant le transformateur

Tout transformateur est dimensionné pour tenir un certain nombre de contraintes (mécaniques, diélectriques, thermiques) nominales et dues à des perturbations (choc de foudre, court-circuit, etc.) de différentes ampleurs, qui reflètent partiellement les conditions d'exploitation. Certaines de ces contraintes en service pourront être à l'origine de défauts, ou impacter la durée de vie d'un transformateur.

Les défauts affectant les transformateurs sont classés en deux catégories, défauts internes et les défauts externes [41].

### IV. 3. 1 Les défauts Internes

Les défauts internes représentés dans la figure IV.1, sans les défauts situés à l'intérieur du transformateur, on peut les distincts comme suite :

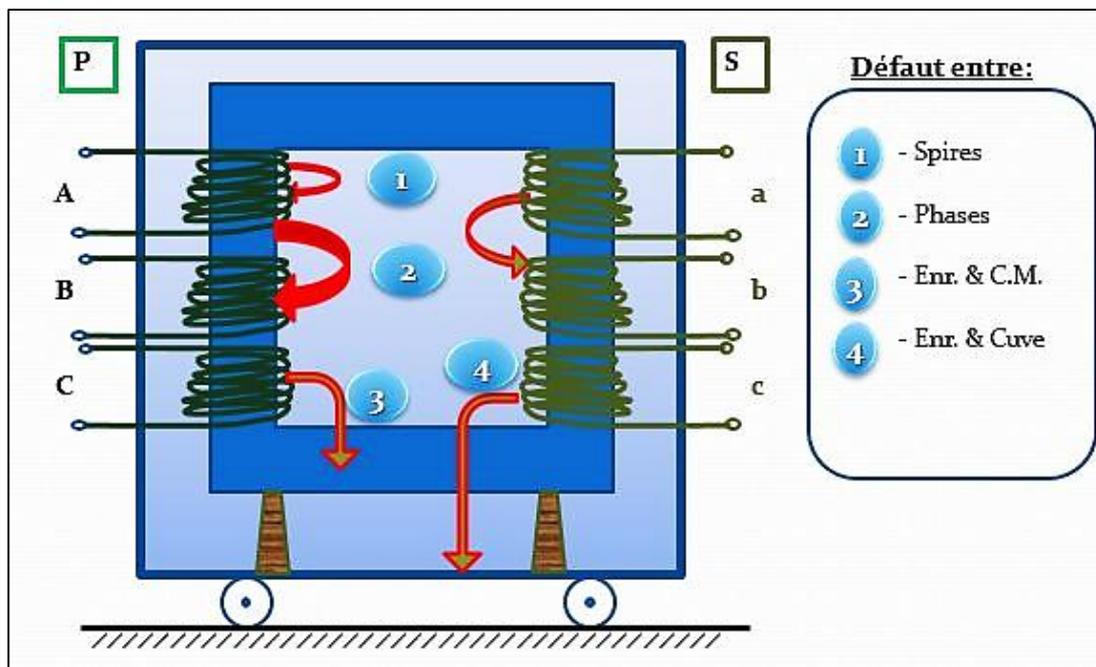


Figure IV.1. Les défauts interne du Transformateur [42].

#### a. Les défauts entre enroulements (ou entre phases)

C'est un amorçage entre enroulements normalement isolés entre eux due à la perte, ou la très forte diminution, d'isolement entre les enroulements [42].

**b. Les défaut entre spires d'un même enroulement**

Le défaut entre spires est caractérisé par le contact électrique anormal entre des spires d'un même enroulement qui devraient être normalement isolées entre elles. L'isolant entre ces spires est donc dégradé [42].

**c. Les défauts entre enroulements et la cuve**

Le défaut entre les enroulements et la cuve caractérisé par le contacte électrique anormal entre les enroulements et la cuve qui est due à la dégradation de diélectrique (l'huile) [42].

**d. Le défaut d'isolement entre enroulements et le circuit magnétique**

Le défaut entre les enroulements et le circuit magnétique caractérisé par le contacte électrique anormal entre les enroulements et le circuit magnétique, qui est due à la dégradation de diélectrique (papier imprégné) [42].

### **IV. 3. 2 Les défauts externes**

Les défauts externes sont les surcharges et les court-circuit arrivés sur le terminal du transformateur de puissance ou sur les circuits de ligne reliés sur le même jeu de barre.

**a. Les surcharges**

Les échauffements admissibles dans les différentes parties du transformateur, en tenant compte des valeurs limites d'échauffement fournies par les normes, basées sur une durée de vie escomptée liée au vieillissement des isolants, caractérisent un fonctionnement permanent.

Un courant de valeur supérieure à la valeur assignée correspond à un fonctionnement en surcharge, si la situation de surcharge est maintenue. Par conséquent, un dépassement des échauffements sera présenté sur certains points du transformateur, ces derniers engendrent la dégradation des caractéristiques d'isolation, donc c'est le vieillissement prématuré.

**b. les courts-circuits externes**

Le court-circuit est la connexion volontaire ou accidentelle, par un conducteur de faible résistance, de deux points d'un circuit électrique entre lesquels il existe une différence de potentiels.

D'un autre point de vue, les courts-circuits apparaissent lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tensions différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre est rompu.

Les transformateurs sont généralement conçus pour pouvoir supporter le court-circuit à ses bornes. Toutefois, la répétition de défauts peut avoir un effet cumulatif, sur le bobinage des enroulements par exemple, et participer à un vieillissement prématuré du transformateur [43].

Dans tous les cas, la durée du défaut doit être limitée par une protection sous peine de conduire à la destruction par effet thermique (risque d'incendie).

#### ❖ Causes Des Courts-Circuits

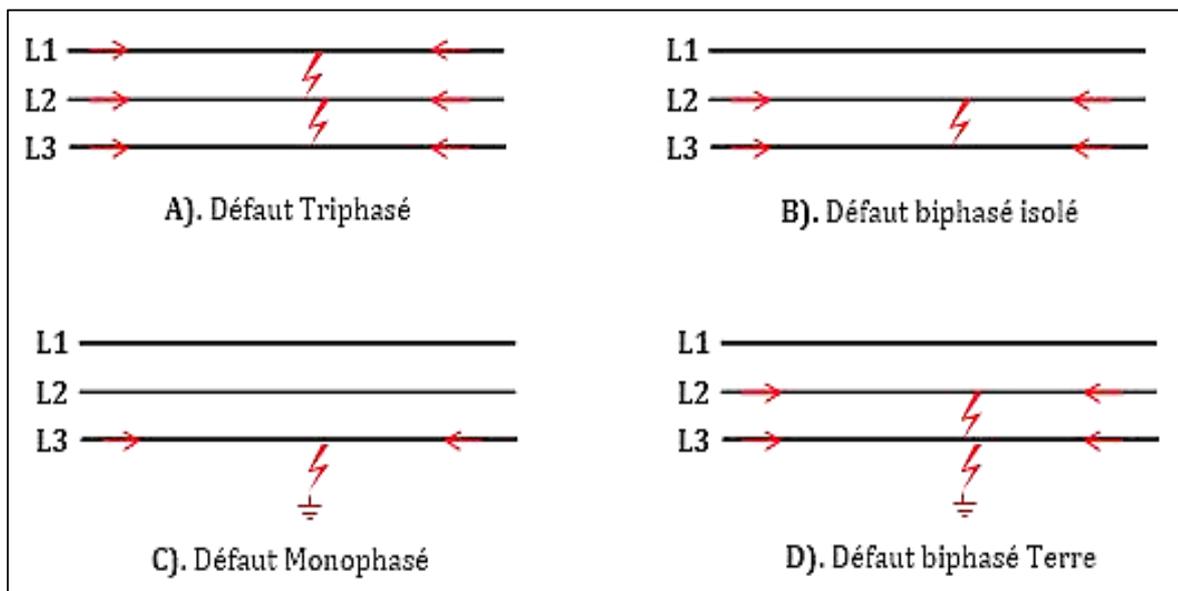
Les principales causes des courts-circuits dans un réseau électrique sont les suivants :

- Contact accidentel entre phases et phase et terre.
- Vieillissement des isolations (insuffisance de maintenance, surtension).
- Défauts mécaniques des câbles souterrains.
- Contournements des chaînes d'isolateurs de lignes etc....

#### ❖ Les différents types de courts-circuits

Les différents types des courts-circuits présentés dans la figure IV. 2 sont :

- **Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse.
- **Biphasé** : entre deux phases raccordées ensemble, 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 IV.2.** Formes des défauts externes [6].

### ❖ Classement des défauts

Les défauts externes du transformateur sont classés dans les catégories suivantes [6] :

- **Défauts symétriques** : C'est les défauts électriques dangereux en raison du courant de court-circuit élevé, ce agit en tant que triphasé à la terre ou triphasé isolé.
- **Défauts asymétriques** : Ces genres de défauts inclut les défauts : phase à la terre, deux phases, deux phases à la terre phase ouverte, quand ces défauts se sont produits un courant externe de court-circuit passeront dans le transformateur que ce courant sera plus que le courant évalué de transformateur qui causera une haute température dans les enroulements de transformateur.

### IV. 3. 3 Calcul du courant de défaut (Court-circuit)

#### a. Objectif du calcul

Les calculs des courants de court-circuit sont réalisés le plus souvent pour choisir le matériel électrique du point de vue de la tenue thermique ou de la tenue dynamique. Ces valeurs de courant sont aussi calculées pour choisir les valeurs de réglages des protections installées dans les postes de transformation et les centrales électriques, pour préserver le matériel.

#### b. Exemple d'un défaut coté HTA de transformateur

Soit le schéma d'exemple du transformateur de puissance ABB, 60/10,5kv 40 MVA du poste de transformation 60/10 kV du poste de Sidi EL Kabîr de Blida présenté dans la figure IV. 3.

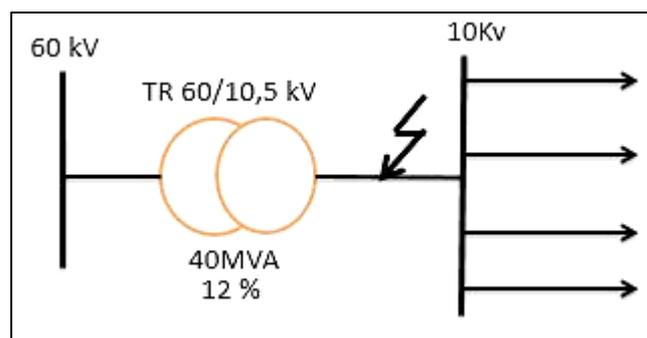


Figure IV. 3. Exemple d'un défaut coté HTA du transformateur.

### ❖ Schéma équivalent



Figure IV. 4. Schéma équivalent du circuit de défaut.

L'intensité de court-circuit correspond à la réunion des trois phases (C-C triphasés) est :

$$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \cdot Z_t} \quad (\text{IV.1})$$

Avec l'Impédance totale par phase en amont de défaut est :

$$Z_t = \sqrt{(R_a + R_{tr})^2 + (X_a + X_{tr})^2} \quad (\text{IV.2})$$

D'une part on a la réactance du transformateur est :

$$X_{TR} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} \quad (\text{IV.3})$$

Et la Résistance du Transformateur est :

$$R_{TR} = \frac{P_{cu}}{3 \cdot I_{sn}^2} \quad (\text{IV.4})$$

D'autre part on a l'Impédance du Transformateur est :

$$Z_{TR} = \frac{U_{so}^2 \cdot U_{cc} \%}{P_{tr}} \quad (\text{IV.5})$$

Et l'Impédance du réseau amont du Transformateur est

$$Z_a = \frac{U_{so}^2}{S_{cc}} \quad (\text{IV.6})$$

On a  $R_a \ll X_a$ , d'où  $X_a = Z_a$  (IV.7)

Avec

- $U_{so}$  : Tension entre phase a vide du secondaire du transformateur.
- $R_a$  : Résistance amont du TR ramenée en secondaire.
- $X_a$  : Réactance amont du TR ramenée en secondaire.
- $P_{TR}$  : Puissance Nominale du transformateur.
- $P_{cu}$  : Pertes en Court-Circuit (Pertes Cuivre) du transformateur.
- $U_{cc}$  : Tension de Court-Circuit du transformateur.
- $I_{sn}$  : Courant Nominal Au Secondaire pour la Puissance Nominale du Secondaire
- $S_{cc} = 800$  MVA : La puissance du court-circuit du réseau en amont donnée par le gestionnaire du réseau transport électrique (GRTE).

Pour l'application numérique nous avons les valeurs des caractéristiques du matériel constituant le transformateur de puissance, donnée par le constructeur sont présentés dans le tableau IV. 1 :

<b>Caractéristiques du Transformateur</b>	<b>Valeurs</b>
Rapport de Transformation à Vide	60 / 10.5 kV.
Puissance Nominale selon CEI	40 MVA.
Pertes en Court-Circuit (Pertes Cuivre)	126 kW
Pertes à Vide	19 kW
Courant Nominal Au Primaire pour la Puissance Nominale du Primaire	384.9 A.
Courant Nominal Au Secondaire pour la Puissance Nominale du Secondaire	2199 A.
Tension de Court-Circuit	12 %.

**Tableau IV. 1.** Caractéristiques du Transformateur 40 MVA, 60/10,5 kV [57].

❖ **Application Numérique**

• **Calcul de l'Impédance du Transformateur  $Z_{TR}$**

De (IV.5) nous avons :

$$Z_{TR} = \frac{U_{so}^2 * U_{cc} \%}{P_{tr}} = \frac{(10,5 * 10^3)^2 * 12}{40 * 10^6 * 100} = 0,33 \Omega \quad (IV.8)$$

• **Calcul de Résistance du Transformateur  $R_{TR}$**

De (IV.4) nous avons :

$$R_{TR} = \frac{P_{cu}}{3 * I_{sn}^2} = \frac{126 * 10^3}{3 * 2199^2} = 8,68 \text{ m} \Omega \quad (IV.9)$$

• **Calcul de réactance du transformateur  $X_{TR}$**

De (IV.3) nous avons :

$$X_{TR} = \sqrt{Z_{tr}^2 - R_{tr}^2} = \sqrt{0,33^2 - (0,00868)^2} = 0,329 \Omega \quad (IV.10)$$

• **Calcul de Réactance du réseau amont du Transformateur  $X_a$**

$$X_a = Z_a = \frac{U_{so}^2}{S_{cc}} = \frac{(10,5 * 10^3)^2}{800 * 10^6} = 0,137 \Omega \quad (IV.11)$$

- Calcul l'impédance totale amont de défaut  $Z_t$

On remplace (IV.9), (IV.10) et (IV.11) dans (IV.2) on obtient

$$Z_t = \sqrt{(0,00868)^2 + (0,137 + 0,329)^2} = 0,46 \Omega \quad (IV.12)$$

- Calcul le courant de défaut  $I_{cc}$

On remplace (IV.12) dans (IV.1), on obtient

$$I_{cc} = \frac{U_{20}}{\sqrt{3} \cdot Z_t} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,46} = 13,17 \text{ kA}. \text{ D'où } \boxed{I_{cc} = 13,17 \text{ kA}} \quad (IV.13)$$

#### IV. 4 Plan de Sonelgaz pour la Protection des Transformateurs

Le plan de protection de Sonelgaz (présenté sur la figure IV. 5) C'est l'organisation des systèmes de protection pour constituer un moyen de défense efficace face à des régimes d'incidents des transformateurs, afin d'assurer une bonne continuité d'alimentation électrique des consommateurs électriques et de préserver les éléments constituant le transformateur [44].

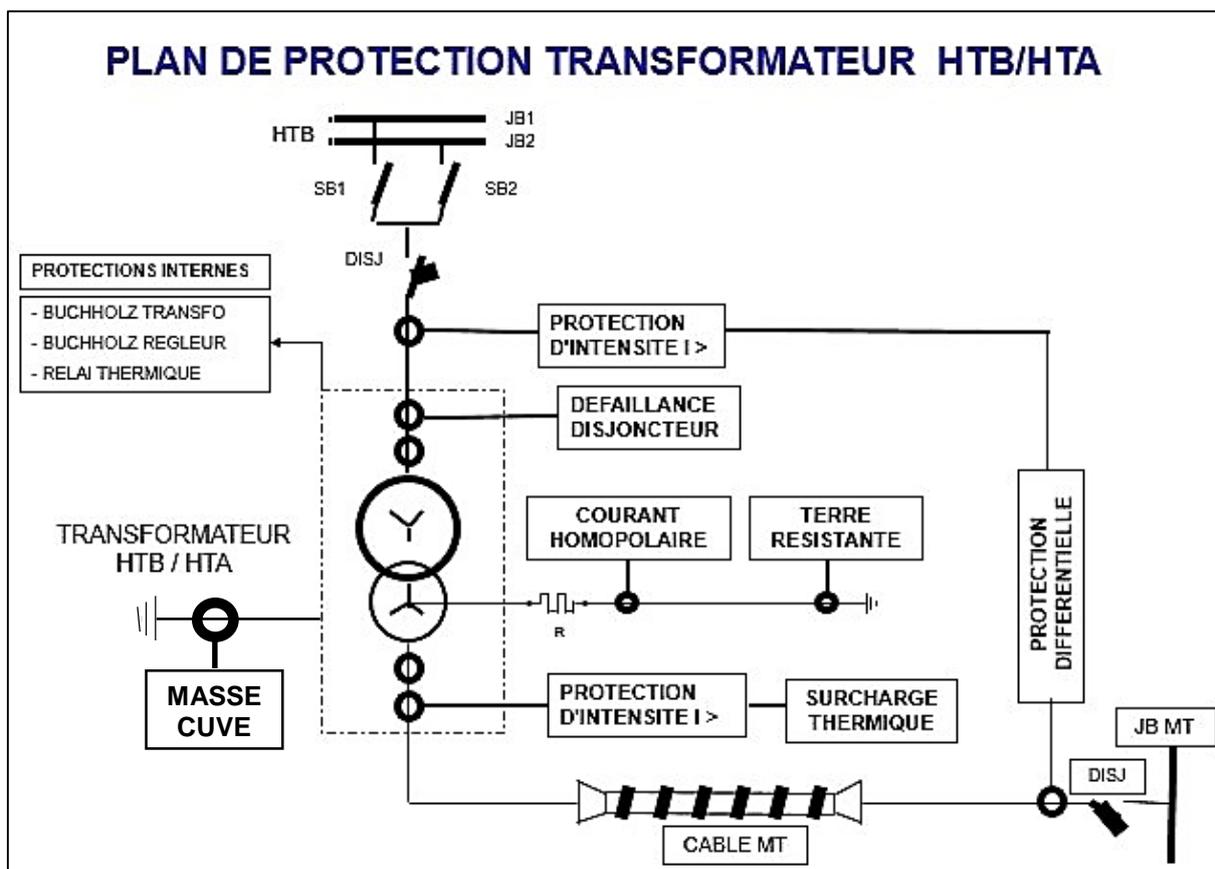


Figure IV. 5. : Plan de protection du transformateur HTB/HTA [42].

C'est dans ce but que le transformateur est équipé par un ensemble complet de relais de protection destinés à le protéger contre tous les types de défauts qu'ils soient à l'intérieur au Transformateur lui-même ou sur le Réseau.

Les moyennes de Protection sont classées en deux catégories :

- Protections Internes.
- Protections externes.

#### **IV. 4. 1 Les protections internes**

Les protections internes sont regroupées sous un ensemble des relais, numérique et mécanique destinés à protéger le transformateur contre les défauts internes, on peut les distincts comme suit :

##### **IV. 4. 1. 1 Relais Buchholz**

###### **a. Principe**

Quand un arc électrique ou une surchauffe se développe à l'intérieur des enroulements, il y a dégagement de gaz par vaporisation de l'huile. Ce phénomène précède un changement dans les valeurs électriques, courant ou tension, de l'appareil. Un relais Buchholz réagit à ce dégagement de gaz et protège ainsi le transformateur de potentiels dégâts [33] .

###### **b. Fonctionnement**

Les relais Buchholz sont munis en général de deux contacts : un pour l'alarme et l'autre pour le déclenchement. Pendant le fonctionnement normal, le relais doit être toujours rempli d'huile. Lorsque l'on a une formation de gaz à l'intérieur du transformateur, dû probablement à une surcharge, les bulles vont s'écouler dans la conduite vers le conservateur.

Ces bulles sont accumulées à l'intérieur du relais BUCHOLZ, dans sa partie supérieure, réduisant le niveau d'huile comme présente la figure IV. 6. b, et donc la hauteur du premier flotteur (Flotteur A). Par conséquence l'interrupteur d'alarme est actionné.

Si un arc se forme, l'accumulation de gaz est rapide, et l'huile s'écoule rapidement dans le conservateur. Cet écoulement d'huile actionne le flotteur B présenté dans la figure IV. 6, le contacte de ce dernier actionnera les deux disjoncteurs (amont et aval) du transformateur afin de l'isoler et le mais hors tension, avant que le défaut ne crée plus de dommages [37].

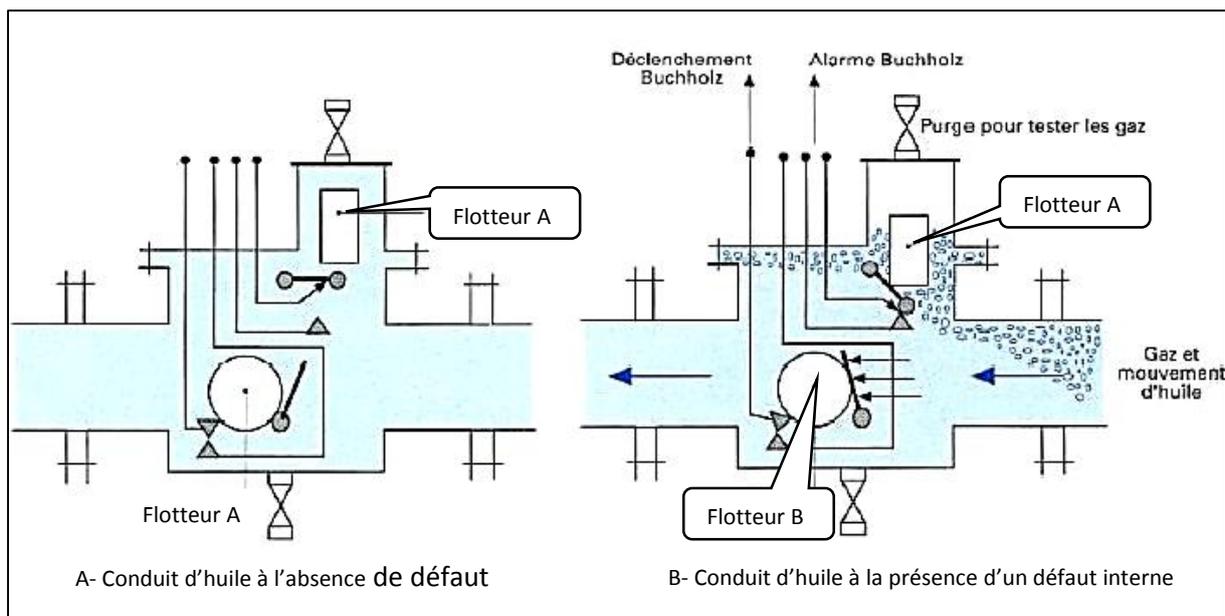


Figure IV. 6. : Fonctionnement du Relais Buchholz [33].

**c. Analyse des gaz prélevés**

Après le fonctionnement du Relais Buchholz, l'accumulation de gaz situé à la partie supérieure du relais peut renseigner sur l'origine du défaut ainsi que sa nature. Pour ce faire, deux examens rapides peuvent être effectués sur site [42] :

- Examen visuel des gaz prélevés (coloration des gaz) : Renseigne sur l'Origine du défaut (comme présente le tableau IV. 2).

COULEUR DES GAZ	ORIGINE DU DEFAUT
Gaz Blanc	Destruction du papier
Gaz Jaune	Destruction du Bois
Gaz Noir	Détérioration de l'huile
Gaz Gris	Détérioration de l'huile

Tableau IV. 2. Examen Visuel Des Gaz Prélevés [42].

- Examens complémentaires des gaz prélevés (combustion des gaz) : Renseigne sur la Nature du défaut (comme présente le tableau IV. 3).

<b>Etat de Gaz</b>	<b>NATURE DU DEFAUT</b>
Gaz ininflammable (inodore)	On conclut que c'est de l'air qui provient soit de l'évacuation d'une poche d'air, soit de fuite d'huile !
Gaz Inflammable	On conclut qu'il y'a destruction des matières isolantes : Le transfo doit être mis Hors Service

**Tableau IV. 3.** Examen complémentaire des gaz prélevés [42].

**d. Analyse des Gaz par « Tube Draeger »**

On fait passer le gaz recueilli dans un tube (tube Draeger) contenant un réactif. Suivant la couleur prise par le réactif on peut réaliser une analyse plus précise que précédemment.

**e. Analyse de l'huile**

Par analyse chromatographique et essais diélectrique on peut déterminer de manière plus précise l'élément en panne selon les rapports entre la teneur des différents gaz.

Cette analyse ne peut être réalisée que par un laboratoire spécialisé. Elle concerne en particulier : la teneur en eau, la résistivité, les pertes diélectriques, la coloration, l'acidité... etc.

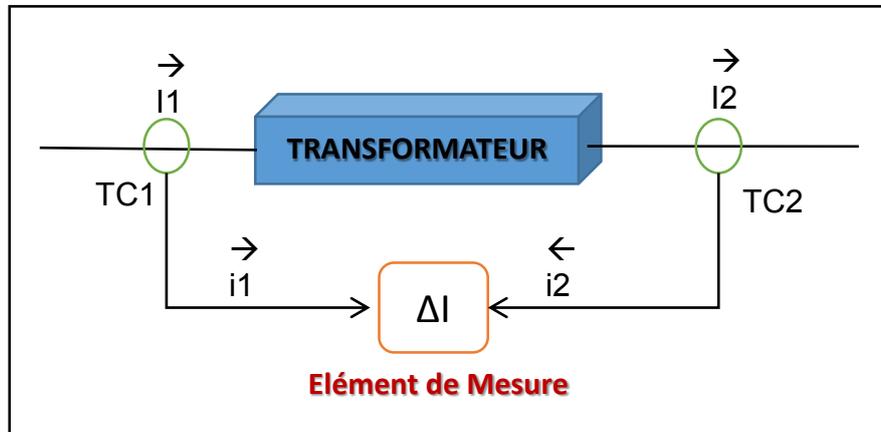
**IV. 4. 1. 2 Relais Différentiel (87T)**

Un relais différentiel est une protection électrique qui consiste à comparer le courant entrant et le courant sortant d'un appareil. Si les deux sont différents, la protection conclut à une fuite à l'intérieur de l'appareil et commande son retrait du réseau électrique, on parle de « déclenchement ». La protection différentielle est une protection très répandue. Elle sert à protéger en particulier les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs. Dans la numérotation ANSI, elle porte le numéro 87. Si elle concerne un jeu de barre on lui accole un B : 87B, pour un transformateur un T : 87T, pour un générateur un G : 87G.

**IV. 4. 1. 1. 1 Principe de fonctionnement**

La figure IV-7 illustre le principe de base de la protection différentielle 87T. Des transformateurs de courant, de part et d'autre du transformateur de puissance, fournissent une image du courant entrant et sortant du transformateur de puissance.

Le courant passant dans le réseau étant trop grand, il est impossible d'alimenter des appareils électroniques avec. Le courant sortant des transformateurs de courant, appelé courant secondaire, est donc nettement inférieur à celui du réseau, appelé courant primaire.



**Figure IV. 7.** Schéma de principe de la protection différentielle 87T [33].

Le courant secondaire des deux transformateurs de courant est alors sommé et mesuré par l'élément de mesure. En supposant un rapport de transformation de 1:1 pour le transformateur, et en l'absence de défaut ou quand celui-ci est à l'extérieur des TC, le courant mesuré, appelé « courant différentiel », est nul, le courant provenant des deux côtés du transformateur de puissance s'annulant. Par contre quand le défaut est entre les TC, du courant entre par les deux côtés de l'appareil, le courant différentiel n'est plus nul, la protection envoie aux disjoncteurs en série avec le transformateur l'ordre d'ouvrir le circuit, de déclencher.

#### **IV. 4. 1. 1. 1 Contraintes spécifiques liés au l'Imperfection de la mesure**

Différents phénomènes rendent cependant le courant différentiel non nul alors qu'aucun défaut interne n'affecte le Transformateur. Il est important de les connaître pour éviter d'enlever du réseau un appareil sain. Un certain nombre de facteurs nuisent à l'équilibre des courants comparés, on peut les citer comme suit :

- Rapport de transformation entre le courant entrant  $I_1$  et le courant sortant  $I_2$ .
- Mode de couplage entre le primaire et le secondaire.
- Courant d'enclenchement.
- Courant magnétisant permanent.

### **a. Rapport de transformation**

Dans le cas des transformateurs de puissance le rapport de conversion n'est jamais égal à 1, la somme de  $I_1$  et de  $I_2$  n'est pas nulle, donc le fonctionnement intempestif de la protection différentielle.

#### **❖ Exemple explicatif**

Soit un transformateur de puissance de 60/10,5 kV, puissance 40 MVA, courant primaire 384 A, courant secondaire 2199 A, couplé en triangle-étoile et d'indice horaire dYN11.

Puisque le transformateur peut être utilisé en surcharge pendant une durée bien déterminée, on prendra alors un facteur de sécurité de 1,2.

Les courants nominaux des TC sont :

$$I_{1N} = 1,2 \times 384 = 460,8 \text{ A. donc on prendra un TC de rapport : } 500 \text{ A} / 5 \text{ A} = 100.$$

$$I_{2N} = 1,2 \times 2199 = 2638,8 \text{ A. donc on prendra un TC de rapport : } 2800 \text{ A} / 5 \text{ A} = 560.$$

Après avoir choisi les rapports des TC, nous allons calculer les courants nominaux ramenés aux secondaires des TC :

$$I_1 = 384 / 100 = 3,84 \text{ A.}$$

$$I_2 = 2199 / 560 = 3,926 \text{ A.}$$

Nous constatons qu'il y a une différence  $I_d = I_1 - I_2$  dont la valeur absolue sera amplifiée en cas de défaut externe à la zone limitée par les TC, alors ceci provoque le fonctionnement de la protection différentielle.

#### **❖ Remède**

Pour y remédier nous utiliserons des TC de recalages qui nous permettent de rendre les courants entrant dans le relais sensiblement égaux. Ce principe est appelé équilibrage d'amplitude. Pour cela nous devons déterminer les rapports de ces TC de recalage  $m_1$  et  $m_2$ .

$M$  = le courant ramené au secondaire divisé par le courant nominal du secondaire des TC de phases (principaux).

Donc :

$$M_1 = 3.84 / 5 = 0.768.$$

$$M_2 = 3.926 / 5 = 0.785.$$

Avec :

- $M_1$  : Facteur de couplage côté primaire du transformateur.
- $M_2$  : Facteur de couplage côté secondaire du transformateur.

Le remède d'équilibrage d'amplitude est présenté dans la figure IV-8.

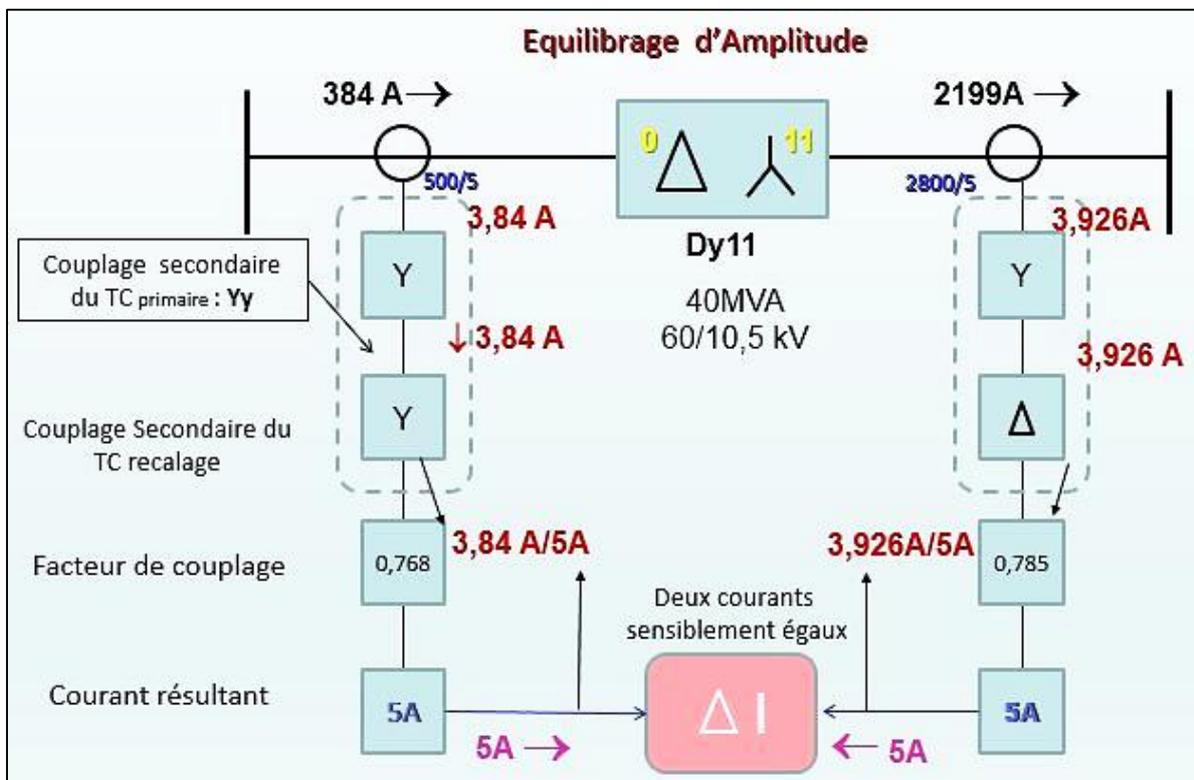


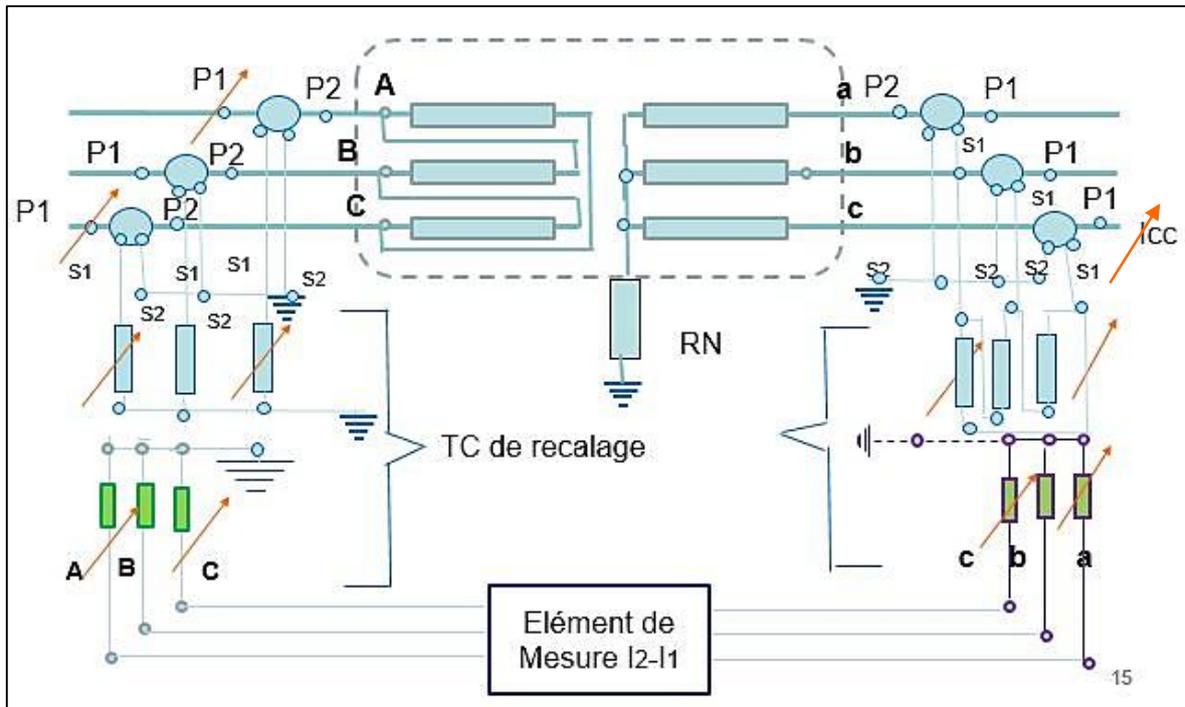
Figure IV. 8. Equilibrage d'amplitudes [43].

### b. Mode de couplage du transformateur

Le couplage du transformateur peut également influencer le ratio et le déphasage entre les courants secondaires. Pour résoudre cette contrainte et celle du couplage, on va ajouter des TC de recalage dont on déterminera les rapports, afin d'égaliser l'angle de déphasage entre  $i_1$  et  $i_2$ . Il convient de monter ces derniers au contraire du transformateur de puissance.

### ❖ Exemple explicatif

Pour illustrer cette contrainte, prenons l'exemple donné dans la figure IV-8.



**Figure IV. 9.** Mode de couplage du transformateur triangle / étoile [43].

Supposant que la phase 3 du réseau est à la terre (court-circuit monophasé) le courant augmente sur cette phase. Le courant de court-circuit est généré par deux phases (3 et 1) du primaire du transformateur.

Aux secondaires des transformateurs de courant, les courants augmentent sur les phases 1 et 3, alors qu'au secondaire du transformateur de puissance, il n'augmente que sur la phase 3, d'où fonctionnement du relais (les phases une du primaire et du secondaire sont saines. On dit aussi "fonctionnement intempestif" (sans incident) du relais.

Pour résoudre le problème du couplage nous utiliserons le couplage des transformateurs de recalage qui seront couplés en étoile- triangle si le transformateur de puissance était couplé en triangle - étoile Les transformateurs de recalage seront couplés le contraire du transformateur de puissance, comme c'est illustré sur la figure IV-9.

### c. L'indice horaire

L'indice horaire du transformateur peut aussi influencer sur le fonctionnement de la protection différentielle car la somme des courants d'indices horaire différents. Ceci fait résulte un courant différentielle différent de zéro.

#### ❖ Exemple

Pour expliquer cette contrainte nous allons utiliser l'exemple du transformateur présenté dans la figure IV-10. Il a pour indice dYN11 et nous prendrons comme référence le primaire du transformateur.

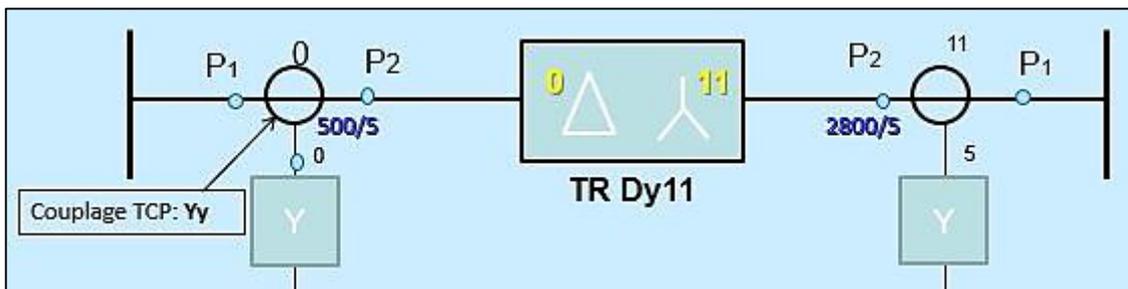


Figure IV. 10. Indice horaire du transformateur dYN11.

Cet indice ramené aux secondaires des transformateurs de courant nous donne :

- Coté primaire du transformateur l'indice **0**
- Coté secondaires du transformateur l'indice **5**, parce que les transformateurs de courant sont inversés ( $P_2-P_1$ ).

Donc la figure IV-11 montre que la différence vectorielle des courant est différente de zéro, le relais fonctionnera sans incident.

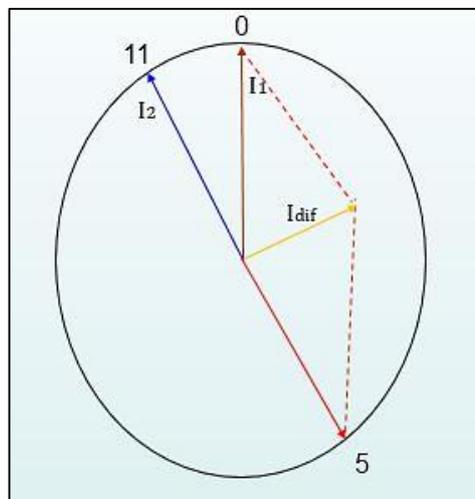
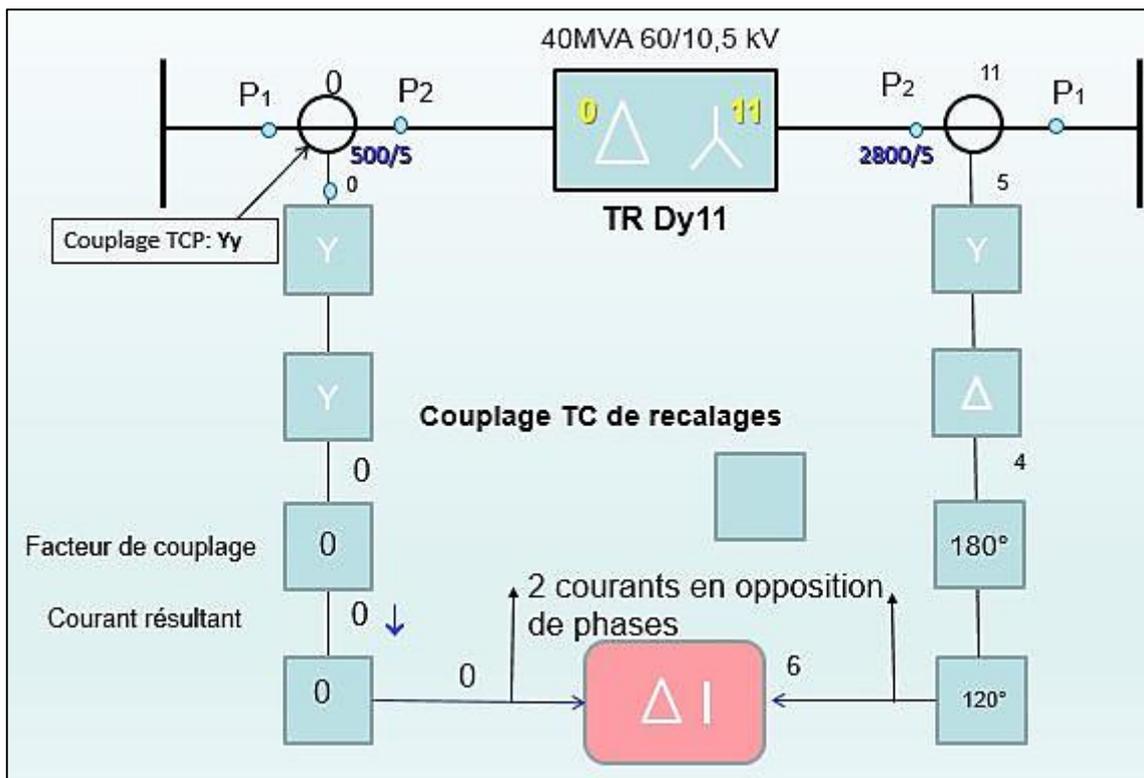


Figure IV. 11. Courant différentiel dû à la somme vectorielle des courants.

## ❖ Remède

Pour faire l'équilibrage de phases, prenons Pour résoudre ce problème d'indice horaire nous allons faire l'équilibrage de phases l'exemple du transformateur couplé en triangle -étoile d'indice horaire (dYn11), présenté dans la figure IV-12. Il consiste à ramener les courants  $I_1$  et  $I_2$  en opposition de phase. Pour réaliser cette opération nous utiliserons deux déphaseurs de  $120^\circ$  et  $180^\circ$  de chaque côté du transformateur. Ces déphaseurs nous offrent la possibilité de déphaser les deux courants ou de les maintenir en phase.



**Figure IV. 11.** Equilibrage de phases.

Pour faciliter l'équilibrage nous commencerons toujours du côté où les secondaires des transformateurs de courants principaux et les transformateurs de recalage sont couplés en étoile.

Au primaire du transformateur de puissance nous avons l'indice **zéro (0)**, ramené au secondaires des TC principaux nous aurons l'indice **zéro (0)** (pour rappel le courant primaire TC et son courant secondaire sont en phase).

Comme le couplage étoile ne crée pas de déphasage nous obtenons aux secondaires des TC de recalage **zéro (0)**.

Nous allons mettre les deux déphaseurs sur la position **zéro (0)** et nous aurons à l'entrée du relais zéro coté primaire, donc il faut avoir à l'autre entrée du relais (coté secondaire) **l'opposé de zéro** c'est-à-dire **six (6)**.

Au secondaire du transformateur de puissance nous avons l'indice **onze (11)**, au secondaire des TC principaux nous aurons l'indice **cinq (5)**, car les TC sont inversés par rapport à ceux du primaire.

Les secondaires des TC de recalages coté secondaire du transformateur de puissance sont couplés en triangle ils créent une avance de **30°** dans le sens trigonométrique et nous donnent l'indice **quatre (4)**, pour arriver à l'indice **six (6)** nous allons déphaser de **180°** (indice **10**) et puis de **120°** (indice **6**) qui est l'opposé de **zéro(0)** donc nos deux courants sont en **opposition de phase**.

#### ***d. L'imperfection des TC***

L'imperfection des TC peut aussi engendrer des déclenchements intempestifs car avec une tolérance d'erreur de 5%, d'ordre de 0.05 A et un seuil de réglage de 20% (0.2A pour un TC de 1A au secondaire) le relais ne fonctionne pas mais pour un court-circuit externe la différence est proportionnelle au courant de défaut, donc la protection peut fonctionner intempestivement.

Si le courant de court-circuit est égal à dix fois le courant des TC nous aurons un courant différentiel de  $0,5 > 0.2$  A (seuil de réglage), donc le relais fonctionne malgré que le défaut est à l'extérieur de la zone protégée.

#### ***d. Le Surfluxage***

Le Surfluxage est la saturation du circuit magnétique du transformateur par des surtensions d'origine externe, dû à des phénomènes transitoires comme :

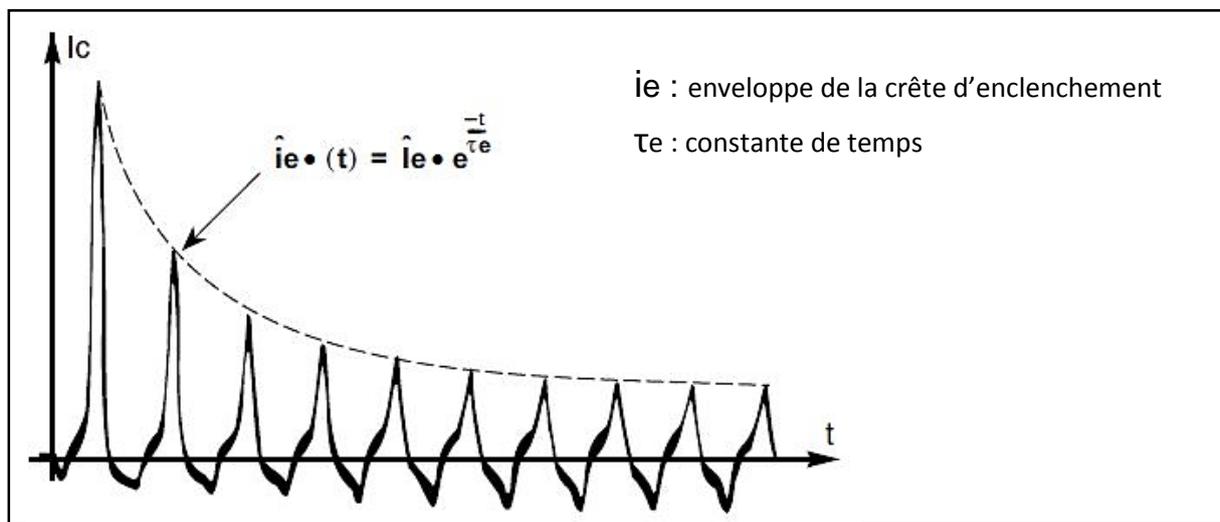
- A l'action des régulateurs de tension des alternateurs (désexcitation ou surexcitation).
- A la modification de la configuration du réseau suite au fonctionnement des protections sur défaut etc....
- Enclenchement ou déclenchement de grandes charges etc....

Le matériau magnétique sature car les transformateurs sont dimensionnés pour fonctionner à la limite de la tension nominale d'alimentation.

Une exploitation de transformateur à tension trop élevée ou à fréquence trop basse provoque un courant magnétisant excessif et le seuil de fonctionnement de la protection peut être atteint. Ce dernier entraîne une déformation de courant riche en harmonique de rang 5) [45].

**e. Courant d'enclenchement (Courant d'appel)**

La mise sous tension d'un transformateur provoque une pointe de courant transitoire d'enclenchement pouvant atteindre jusqu'à 15 fois le courant nominal avec des constantes de temps de 0.1 à 0.7 seconde, la forme d'onde du courant est riche en harmonique de rang 2, elle semble à une onde sinusoïdale mais en grande partie de travers à la direction positive (comme présente la figure IV. 12) [45].



**Figure IV. 12. :** Courant d'enclenchement du transformateur [45].

Ce phénomène est dû à la saturation du circuit magnétique qui provoque l'apparition d'un courant magnétisant important, sa valeur crête est maximale lors d'un enclenchement effectué au passage à zéro de la tension et avec une induction rémanente maximale sur la même phase [45].

Ce phénomène correspond à une manœuvre normale d'exploitation du réseau ; il ne doit donc pas être vu comme un défaut par les protections qui devront laisser passer la pointe d'enclenchement.

**IV. 4. 1. 1. 2 Réglage de la protection**

D'une façon générale, plusieurs paramètres sont à l'origine de l'existence d'un courant différentiel circulant dans le relais en régime de fonctionnement à vide ou en charge d'un transformateur :

- Les rapports de transformation.
- Le couplage des enroulements.
- Le courant à vide.
- Les erreurs des réducteurs de courant (Erreur de TC 10 % Max).
- Erreur des relais (5 %).

Avec tous ces paramètres, il est impossible d'obtenir un courant différentiel nul ; et c'est la raison pour laquelle on adopte des protections différentielles à pourcentage sur les transformateurs. Le courant différentiel limite de fonctionnement peut être réglé entre 20 % et 50 % du courant nominal de la protection [46].

Pour résoudre le problème de l'imperfection des transformateurs de courant nous prendrons deux transformateurs intermédiaires dont l'un (TC différentielle) sera traversé par la différence des courants ( $\Delta I = |I_1 - I_2|$ ) et l'autre (TC sommateur) sera parcouru par la moyenne de ces deux courants ( $I = |I_1 + I_2| / 2$ ).

Faisons le rapport  $\Delta I$  sur  $I$

$\Delta I / I = |I_1 - I_2| / |I_1 + I_2| / 2 = p$ , ce rapport est inférieur à 1, car la différence de deux nombres qui se suivent divisée par leur moyenne est toujours inférieur à l'unité donc c'est un pourcentage d'où le nom de « différentielle à pourcentage ».

Donc on peut écrire  $\Delta I = p \cdot I$ , c'est l'équation d'une droite de pente  $p$ .

Nous allons convertir  $\Delta I$  et  $I$  en circuit électrique en utilisant deux transformateurs de courant :

- Un TC différentiel dont le primaire sera traversé par deux courants en opposition de phases ( $I_1$  et  $I_2$ ), au secondaire de celui-ci nous recueillerons la différence entre  $I_1$  et  $I_2$ .
- Un TC sommateur dont le primaire sera traversé par  $I = |I_1 + I_2| / 2$ , nous obtiendrons à son secondaire  $I$ .

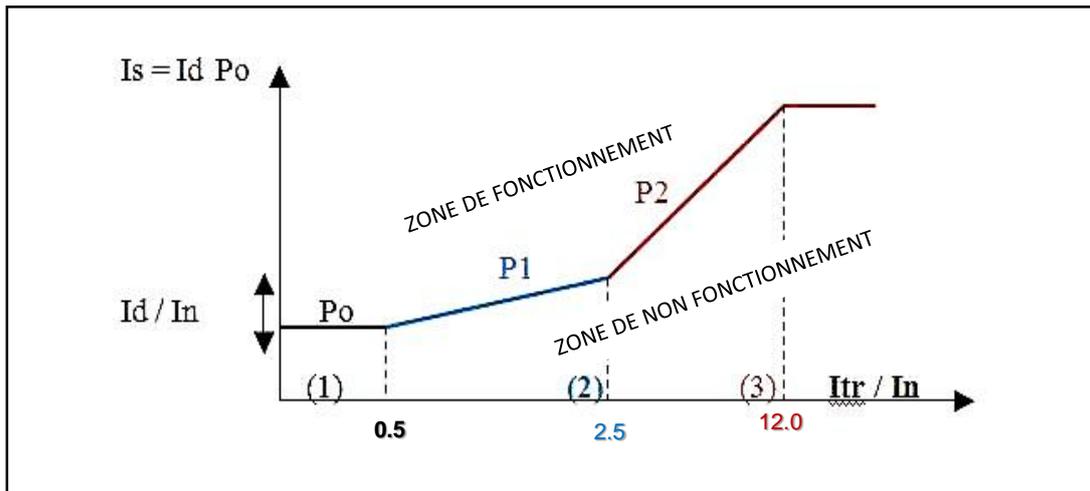
Faisons le rapport

$\Delta I / I = p$  (pente) d'où  $\Delta I = p \cdot I$  c'est l'équation d'une droite.

Le fonctionnement de la protection dépendra de deux paramètres :

- La différence des courants  $\Delta I$
- La pente. P

La caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle à pourcentage, à retenue ou à basse impédance est représentée par la figure IV-13.



**Figure IV. 13.** Valeurs De Réglages Conseillées [42].

#### **IV. 4. 1. 1. 3 Exemple de détermination du seuil de déclenchement**

Soit un transformateur de puissance de 40 MVA et de tension de 60 /10.5 kV, couplé en triangle-étoile et d'indice horaire d'Yn11. Le relais de protection différentielle à pourcentage est connecté aux circuits primaire et secondaire du transformateur, à travers des mesureurs de courants primaire et secondaire. Le courant différentiel est calculé par le relais, et la stabilité de la protection est obtenue par une retenue relative à la valeur du courant traversant, exprimé en pourcentage du réglage de pente de déclenchement

Nous avons :

$$I_1 = I_{NPTR} = 384 \text{ A}$$

$$I_2 = I_{NSTR} = 2199 \text{ A}$$

Avec :

- $I_{NPTR}$  : le courant nominal primaire du transformateur.
- $I_{NSTR}$  : le courant nominal secondaire du transformateur.

Ces courants ramenés aux secondaires des TC nous donnerons :

$$I_1 = 0.768 \text{ A}$$

$$I_2 = 0.785 \text{ A.}$$

Si le courant de biais  $I_{\text{BIAIS}}$  est le rapport ( $I / I_{\text{NS}}$ ) du courant moyen  $I$  sur le courant secondaire des TC principaux (TC de phases) est compris entre 0 à 0,5 on prendra une pente  $P = 0$ .

Si ce dernier ( $I / I_{\text{NS}}$ ) est compris entre 0,5 à 2,5 on prendra une pente de 20% (pour un transformateur sans régleur de charge) et 30% pour un transformateur avec régleur de charge

Avec :

- $I_d$  : C'est la valeur absolue de la différence de courant entre  $I_1$  et  $I_2$ .
- $I$  : C'est la moyenne des courants  $I_1$  et  $I_2$ .
- $I_{\text{NS}}$  : C'est le courant nominal de secondaire des TC (1A).
- $I_{\text{BIAIS}}$  : LE rapport ( $I / I_{\text{NS}}$ ) du courant moyen  $I$  sur le courant secondaire des TC principaux (TC de phases).

Dans notre exemple

$$I_d = 0,017 \text{ A}$$

$$I = 0,776 \text{ A.}$$

D'où :

$I_{\text{BIAIS}} : I / I_{\text{NS}} = 0,777/1 = 0,777$  nous prendrons une pente de 20% pour les transformateurs sans régleur de charge.

❖ **Le réglage de seuil de courant  $I_R$  choisi par Sonelgaz est :**

$I_{\text{BIAIS}} : I / I_{\text{NS}}$  : sans régleur en charge  $P = 20 \%$  ( $0.2 I_N$ ).

$I_{\text{BIAIS}} : I / I_{\text{NS}}$  : avec régleur en charge = 30 à 40 %  $I_N$  (0.3 à 0.4 .  $I_N$  : suivant le nombre de prises).

- $I_{\text{BIAIS}} : I / I_{\text{NS}} = 0$  à 0.5 A,                      Pente  $P = 0$ .
- $I_{\text{BIAIS}} : I / I_{\text{NS}} = 0.5$  à 2.5 A.                      Pente  $P = 20 \%$ .

(Seuil ampère-métrique à pourcentage, changement de pente à  $I_{\text{BIAIS}} = 2.5$ ).

- $I_{\text{BIAIS}} = 2.5$  à 12 A,                      Pente  $P = 50\%$ .

$I_{\text{BIAIS}} > 12$ , Pente  $P = 0$  (même seuil ampère-métrique, 12 est la valeur maximum du courant traversant pour  $U_{\text{cc}} = 8.5\%$ ).

#### IV. 4. 1. 4 Relais masse cuve

C'est une protection du personnel et du transformateur, qui détecte les défauts d'isolement entre la partie active du transformateur et la cuve, elle détecte le courant qui s'écoule entre la cuve et la terre par un relais de protection à maximum d'intensité instantané, elle signale tout défaut interne à la masse du transformateur (comme présente la figure IV-11).

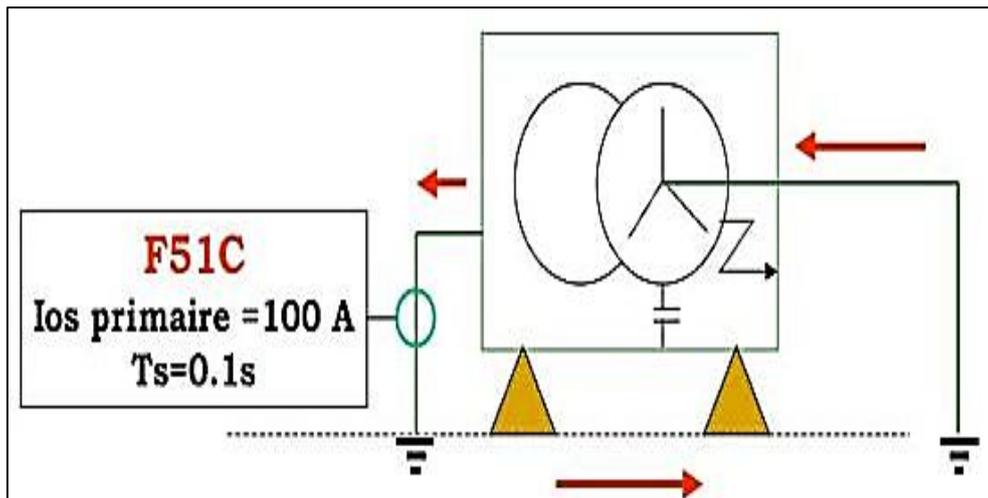


Figure IV. 14. Protection masse cuve TR [45].

La cuve du transformateur est isolée de la terre au moyen de galets. Une connexion est établie entre la cuve et la terre de manière à canaliser l'éventuel courant de défaut à la terre, dans cette connexion est placée un TC raccordé à une protection ampère-métrique F51C.

Cette protection est sélective : elle n'est sensible qu'aux défauts à la masse du transformateur des côtés primaire et secondaire, la détection est de l'ordre de 100A (défaut d'isolement uniquement) et la temporisation est de 0.1 S (pour éviter les déclenchements intempestifs sur charge des capacités enroulement-cuve) [45].

#### IV. 4. 2 Les protections Externes

Elles ont pour but l'élimination des défauts sur la liaison externe du transformateur et a ces extrémités, ainsi que l'élimination en secours des défauts interne du transformateur.

##### IV. 4. 2. 1 Relais Thermique (Surcharge Thermique)

Une température très élevée dans le transformateur peut être causée par une surcharge, un problème de refroidissement ou une saturation.

Les transformateurs immergés dans l'huile sont surveillés par des capteurs de température. Ils font partie de l'équipement standard du transformateur. Il y'a deux capteurs, un pour l'huile et l'autre pour l'enroulement.

Chaque capteur contient deux contacts, l'un pour le signal d'alarme, qui peut mettre en marche un système de refroidissement, et l'autre pour faire déclencher le transformateur.

Une protection de haute température du transformateur doit avant tout aviser l'exploitant par une alarme afin qu'il corrige la situation le plus rapidement possible. Ceci laisse à l'exploitant du réseau l'option de reconfigurer le réseau de manière préventive et assure toujours la continuité de service, un deuxième seuil de température plus élevé de la protection de température déclenche le disjoncteur [45].

#### ***a. Réglage de fonctionnement***

Cette protection permet de surveiller les points chauds et de connaître la température de fonctionnement du transformateur. La température de fonctionnement admissible d'un TR dépend de deux paramètres de températures variables :

- La température ambiante qui varie en fonction des conditions climatiques.
- La température provoquée par le passage du courant dans les enroulements.

Cette protection ne tient pas compte de la température ambiante, sa valeur maximum sera prise en compte (en général 40°C), de manière à ce que les isolants ne puissent jamais atteindre la température limite.

Le seuil de réglage de température est 110°C pour l'alarme et le seuil de déclenchement est de 140°C avec un constant de temps  $\tau = 20 \text{ mn}$  [47].

#### ***IV. 4. 2. 2 Protection de défaillance disjoncteur***

L'installation d'une protection de défaillance disjoncteur se justifiée parce qu'elle permet de préserver le matériel électrique et d'assurer une meilleure qualité de service. Cette protection fonctionne en cas de refus d'ouverture du disjoncteur de la travée. Son démarrage est effectué par l'ordre de déclenchement des protections principale ou de réserve.

A l'échéance d'une temporisation de 0.3 Sec, si un critère de courant confirme la position fermée du disjoncteur, un ordre de déclenchement est élaboré et entraîne les ouvertures du couplage et de tous les départs aiguillés sur la même barre que le départ en défaut [47].

#### ***a. Seuil de réglage***

$I_R = 1.5 \times I_N$  avec un temps  $T = 0.3 \text{ Sec}$ .

Avec :

- $I_R$  : Seuil de courant de réglage.
- $I_N$  : Courant Nominal de transformateur.

Ce réglage est adopté pour toutes les protections de défaillance disjoncteur, excepté celle de la travée transformateur qui utilise l'interlock disjoncteur pour la confirmation de la position fermée du disjoncteur. Le seul réglage à faire sur cette protection est l'affichage du temps de déclenchement [47].

#### **IV. 4. 2. 2 Protection Maximum du courant**

Le transformateur est protégé par une multitude de relais de surintensité instantanés et temporisés. Ces relais sont utiles à éliminer rapidement tout défaut dont le courant de court-circuit est très élevé. Ces protections à maximum de courant à temps constant équipent chaque enroulement du transformateur [47].

##### **a. Protection Max de $I$ Cote HTB**

C'est une protection qui réalise le secours des protections internes et de la protection différentielle. Dans certains cas, cette protection comporte deux seuils de fonctionnement en courant :

##### **❖ Un seuil de courant violent**

Le seuil de courant violent est réglé pour protéger le transformateur contre les défauts internes, avec une action instantanée :

$$I_R = 1.3 \times I_{CCMAX}. \quad T = 0 \text{ Sec.}$$

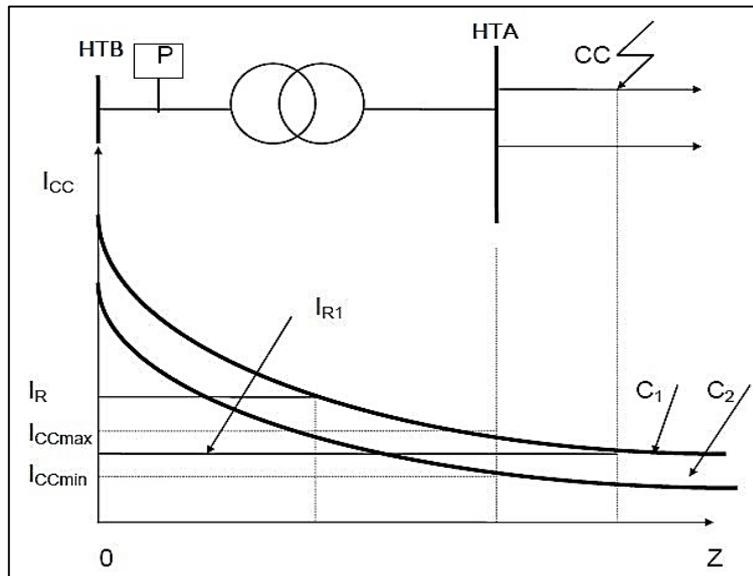
Avec :

- $I_{CCMAX}$  : le courant de court-circuit maximal aux bornes HT du transformateur correspondant au régime maximal de fonctionnement du réseau.
- $I_R$  : le seuil de courant de réglage.

Le réglage de la protection à maximum de courant instantanée doit être sélectif quel que soit le régime de fonctionnement du réseau.

En assimilant l'impédance du transformateur à celle d'une ligne on reproduit la courbe (présentée dans la figure IV-12) donnant la variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance et du régime de fonctionnement du réseau source [47].

Un courant de réglage supérieur  $I_{CCMAX}$  ( $I_R$ ) garantit la sélectivité de fonctionnement. Par contre un courant de réglage compris entre  $I_{CCMIN}$  et  $I_{CCMAX}$  ( $I_{R1}$ ) engendre des déclenchements non sélectifs lors des fonctionnements en régime maximal du réseau [47].



**Figure IV. 15.** variation des courants de courts-circuits en fonction de l'impédance [47].

- $C_1$  : Régime de fonctionnement maximal.
- $C_2$  : Régime de fonctionnement minimal.

❖ **Un seuil de surcharge**

Le seuil de surcharge  $I_R$ , est choisi pour protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles. Il est réglé de façon à protéger les barres HTA du poste et assurer par la même occasion le secours des seuils violents des protections des départs HTA, il est réglé à :

$$I_R = 0.8 \times I_{CCMIN}, T = 0.6 \text{ Sec.}$$

Avec  $I_{CCMIN}$  : Le courant de défaut biphasé sur les barres HTA du poste.

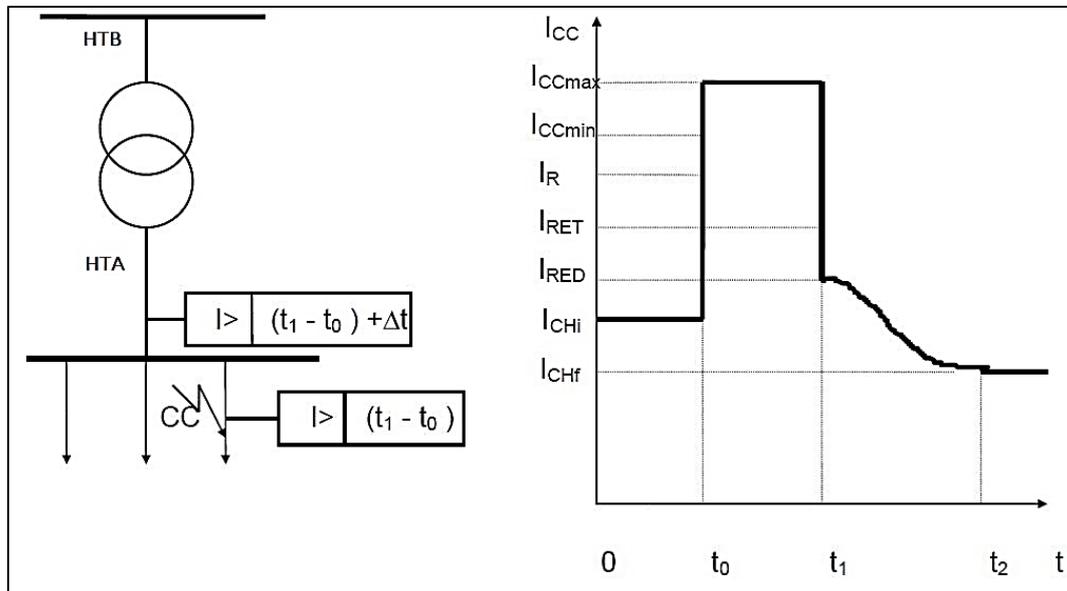
**b. Protection Max de ICote HTA**

La protection à maximum de courant côté HTA est une protection destinée à protéger le transformateur contre les surcharges inadmissibles. C'est une protection de courant à un seuil temporisé. Le réglage classique de la protection doit tenir compte du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal [47].

$$I_{SURCH.} < I_R < I_{CCMIN} \quad T_{ARHTA} = T_{HTA} + \Delta t.$$

- $T_{HTA}$  : La temporisation la plus élevée sur les départs HTA.

Quelquefois le réglage d'un relais à maximum de courant temporisé destiné à la protection d'un transformateur HTB/ HTA contre les surcharges doit tenir compte non seulement du courant de surcharge maximal et du courant de court-circuit minimal, mais aussi du courant de retombée du relais ainsi que du courant de redémarrage des moteurs notamment lorsque les départs MT alimentent des zones industrielles [47].



**Figure IV. 16.** Réaction de la protection un défaut sur un départ HTA [47].

Avec :

- $I_{CHI}$ ,  $I_{CHF}$  : Les courants de charges initial et final.
- $I_R$  : Le courant de réglage.
- $I_{RED}$  : Courant de redémarrage des moteurs.
- $I_{RET}$  : Courant de retombée du relais.
- $t_1 - t_0$  : Temps d'action de la protection du départ HTA.
- $t_2 - t_1$  : Durée du processus de redémarrage des moteurs.

La courbe de la figure IV-2 montre qu'à l'instant  $t_0$  un court-circuit apparaît sur l'un des départs HTA. Le relais du départ concerné par le défaut ainsi que le relais de l'arrivée transformateur fonctionnent. A l'expiration de la temporisation  $t_1 - t_0$ , la protection du départ HTA élimine le défaut et la protection de l'arrivée transformateur (dont la temporisation est  $(t_1 - t_0) + \Delta t$ ) retombe et assure la continuité d'alimentation des consommateurs des départs restant.

Il est bien évident qu'en choisissant un courant de retombée du relais inférieur au courant de redémarrage des moteurs, le relais de l'arrivée transformateur ne retombe pas à l'instant  $t_1$ , malgré la disparition du défaut, et provoque un déclenchement non sélectif à l'échéance de  $(t_1 - t_0) + \Delta t$  [47].

### **c. Protection Du Neutre HTA**

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur et les barres HTA contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs HTA [47].

Le seuil de réglage  $I_R$  de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ HTA le plus bas réglé avec [47]:

$$I_R = 0.95 \times I_{RH} \quad T = T_{HTA} + \Delta t.$$

Avec :

- $I_{RH}$  : le courant du départ le plus bas réglé.
- $T_{HTA}$  : Temporisation la plus élevée sur les départs HTA.

### **IV. 4. 2. 3 Protection De Terre Résistante**

Cette protection est assurée par un relais de courant monophasé à temps constant inséré dans le circuit de neutre du transformateur. Elle protège les départs aériens de moyenne tension contre les défauts à la terre très résistants de l'ordre de 10 kV. Sa gamme de réglage est choisie de telle façon à pouvoir régler l'image d'un courant de 5A vu au primaire des TC.

Le fonctionnement de la protection (après 5 Sec) informe l'exploitant pour procéder à la recherche du départ en défaut en déclenchant manuellement, un à un, les départs HTA afin d'isoler le départ qui contient le défaut [47].

$$I_R = 5 \text{ A à un temps } T = 5 \text{ Sec.}$$

## **IV. 5 Conclusion**

Le transformateur est exposé à des défauts qui peuvent l'endommager, ils menacent par conséquent la stabilité du réseau électrique, Pour cela, nous avons fait l'état de l'art du plan de protection prévu par la Sonelgaz, contre les défauts internes et externes qui peuvent survenir sur le transformateur HTB/HTA, afin de simuler dans le chapitre qui suit l'une des protections internes du transformateur, « la protection différentielle 87T ».

## V. 1 Introduction

Le choix des seuils de réglages des relais numériques est basé sur la connaissance des différents paramètres de protections, ainsi que les caractéristiques du transformateur, afin de protéger ce dernier contre les défauts qui peuvent l'affecter. Pour cela, on vise à simuler la protection différentielle contre les défauts les plus fréquents en utilisant le logiciel PSCAD/EMTDC. Ce Logiciel est le plus adapté pour la simulation dans le domaine temporel de réponses instantanées des systèmes électriques. L'avantage de PSCAD est grandement renforcé par son interface graphique qui s'appelle La conception des systèmes électriques assistée par l'ordinateur (Power Systems Computer Aided Design PSCAD).

## V. 2 Présentation du PSCAD

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de réaliser des circuits et schémas électrique pour exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres, du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats [1] [2].

### V. 2. 1 Les composants utilisés dans la simulation

PSCAD comprend une bibliothèque de modèles de simulation pré- programmées et testées, il fournit aussi des moyens pour construire des modèles personnalisés, ou d'autres modèles si 'ils n'existent pas, dans la suite on va citer les principaux composants utilisés dans notre simulation.

### a. Source de Tension triphasée

Ce composant nous permet de générer un signal triphasé contrôlé en amplitude, puissance apparente, angle de phase et en fréquence.

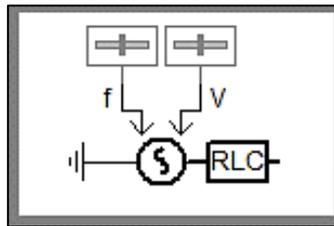


Figure V. 1. Source de Tension triphasée [59].

### b. Disjoncteur triphasé

Ce composant représente un disjoncteur triphasé dans la réalité, selon ses deux états On (Fermé) ou Off (Ouvert) il est commandé par deux signaux soit 0 ou bien 1, sachant que :

- 0 pour On (fermé).
- 1 pour Off (Ouvert).

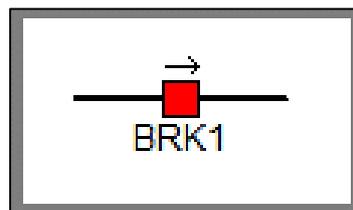


Figure V. 2. Disjoncteur Triphasé [59].

### c. Transformateur

Dans notre modèle de simulation on va utiliser un transformateur à couplage triangle-étoile, dont on peut contrôler :

- La puissance apparente (MVA).
- La tension primaire (kV).
- La tension secondaire (kV).
- La Fréquence (Hz).
- Le courant magnétisant (%).

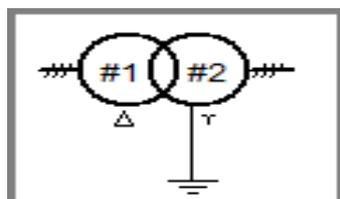


Figure V. 3. Modèle d'un transformateur [59].

#### d. Contrôleur de défaut triphasé

Ce composant nous permet de générer n'importe quel type de défauts.

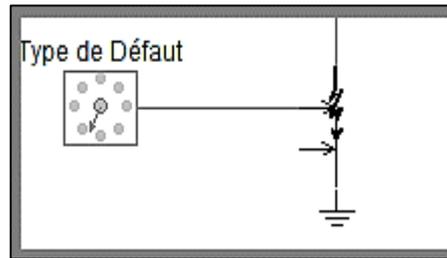


Figure V. 4. Contrôleur de défaut triphasé

#### e. Logique du temps de défaut

Ce composant est utilisé pour spécifier l'intervalle de l'application du défaut, on choisit un temps au bout duquel le défaut commence, et aussi sa durée.

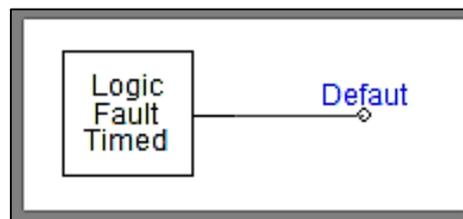


Figure V. 5. Logique du temps de défaut [59].

#### f. Les charges

Dans PSCAD on trouve des charges résistives, capacitatives, inductives, et des charges fixées.

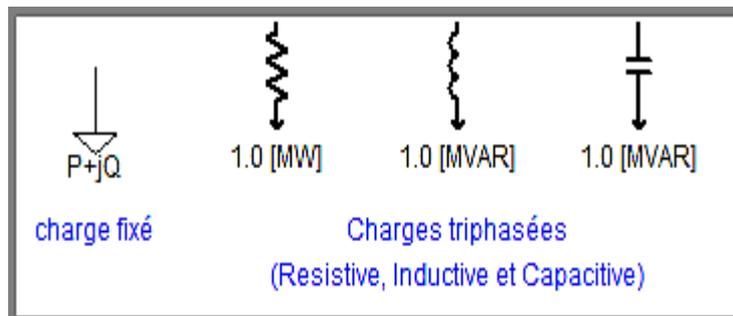
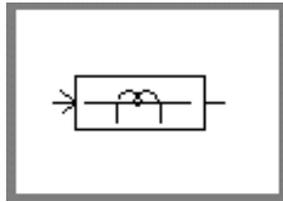


Figure V. 6. Différentes charges

#### g. Transformateur du courant

Les transformateurs de courant présentés dans la figure 5-7, sont utilisés pour fournir l'information aux « relais » de protection et de mesure du courant. Tant qu'il est destiné à donner au secondaire un courant proportionnel au primaire donc il doit être adapté à la tension, fréquence, et courant du réseau. [16].



**Figure V. 7.** Transformateur de courant [59].

Les paramètres des transformateurs de courant utilisés dans notre simulation sont les suivants :

Spires Primaires	Spires Secondaires	Résistance secondaire (Ohm)	Inductance Secondaire (H)	Fréquence (Hz)
1	500	0.5	$0.8e^{-3}$	50

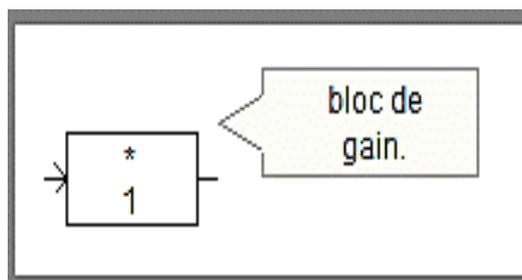
**Tableau V. 1.** Paramètres de transformateur de courant (TC1) [57].

Spires Primaires	Spires Secondaires	Résistance secondaire (Ohm)	Inductance Secondaire (H)	Fréquence (Hz)
1	2800	0.5	$0.8e^{-3}$	50

**Tableau V. 2.** Paramètres de transformateur de courant (TC2) [57].

#### **h. Bloc de gain**

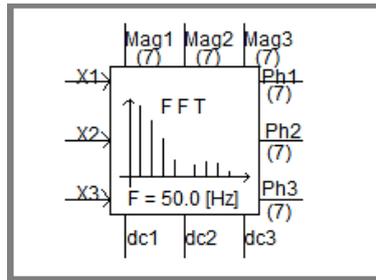
Ce composant va faire une multiplication du signal d'entrée par un facteur spécifié, ce facteur est saisi par l'utilisateur, généralement on utilise ces blocs de gain pour les recalages des TC.



**Figure V. 8.** Bloc de gain [59].

#### **i. Module FFT (Fast Fourier Transform)**

Il nous permet de faire une Transformation de Fourier rapide en déterminant l'amplitude et les phases de chaque entrée en fonction du temps. Les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.



**Figure V. 9.** Bloc FFT [59].

Avec :

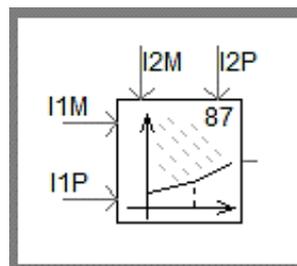
$x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$  : les entrées des signaux.

Mag1, Mag2, Mag3 : sorties d'amplitudes des signaux.

Ph1, Ph2, Ph3 : sorties de phases des signaux.

#### ***j. Relais différentiel***

Les entrées de ce composant sont les amplitudes des deux courants primaires et secondaires fournis par la FFT avec leurs valeurs de phases correspondantes.



**Figure V. 10.** Relais différentiel [59].

Avec :

- I1M : Le module du courant primaire.
- I2M : Le module du courant secondaire.
- I1P : La phase du courant primaire.
- I2P : la phase du courant secondaire.

### **V. 3 Modélisation de la protection différentielle**

Le système de modélisation de la protection différentielle est structuré en trois parties :

- La première partie, pour le traitement des signaux d'entrée.
- La deuxième partie, pour la comparaison entre le courant différentiel et le seuil de réglage par l'unité 87T.
- La dernière, pour la commande des disjoncteurs par le circuit logique de commande.

### V. 3.1 Canevas de système électrique

Le canevas du système de protection du transformateur à simuler, est représenté dans la figure V-11.

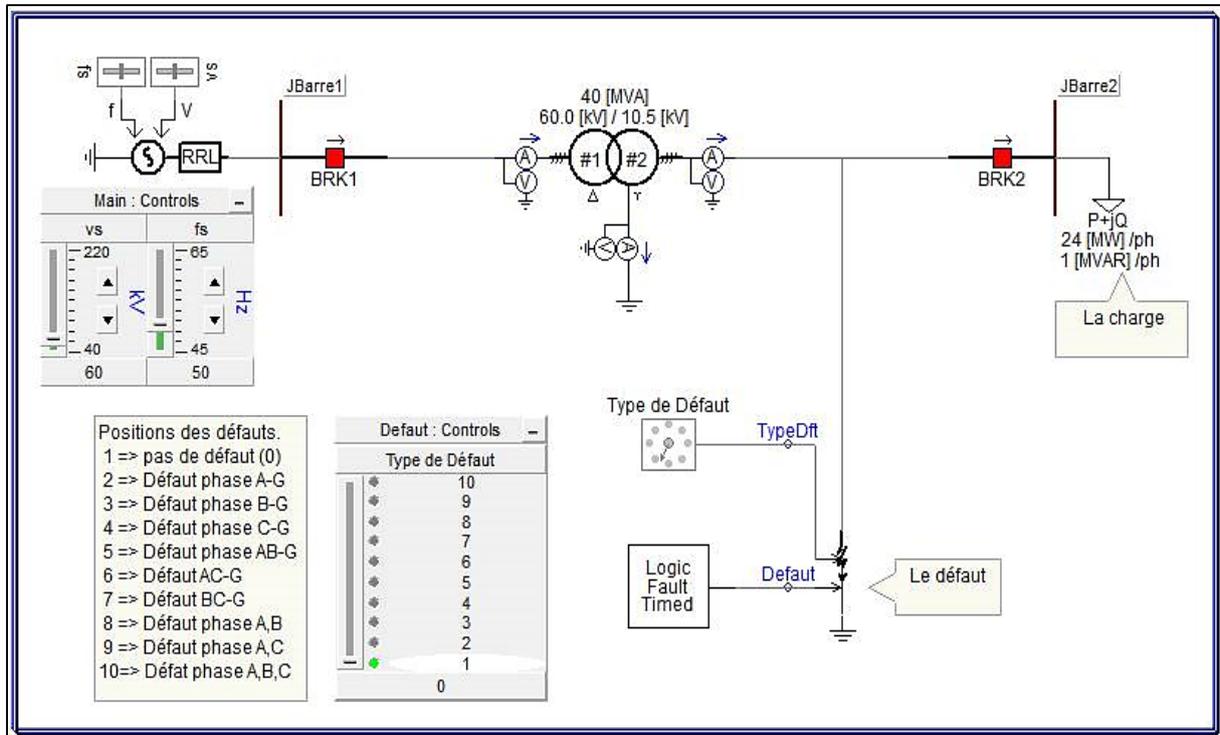


Figure V. 11. Canevas du système de protection du transformateur.

### V. 3.2 Paramètres du système électrique

Les paramètres utilisés dans la simulation de notre système électrique triphasé sont les suivants :

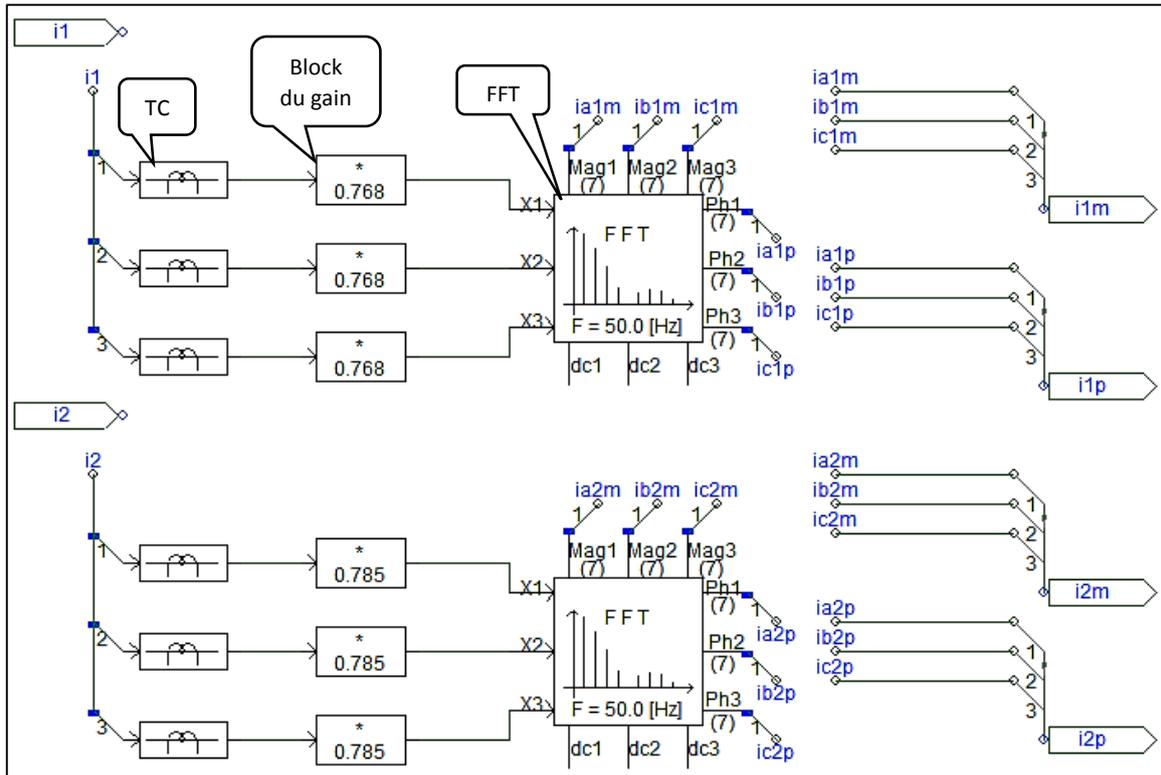
La source			
La tension	La résistance en série	La résistance en parallèle	L'inductance en parallèle
62 kV	1 $\Omega$	1 $\Omega$	0.1 H
Le transformateur			
La puissance	La tension primaire	La tension secondaire	Le couplage
40 MVA	62 kV	10.5 kV	Triangle/étoile
La charge			
La puissance active	La puissance réactive	La tension	La fréquence
24 MW	1 MVAR	10.5 kV	50 Hz

Tableau V. 3. Les paramètres du système de simulation [57].

### V. 3.3 Le traitement des signaux d'entrée

Le traitement des signaux d'entrée se fait par deux étapes, comme présente la figure V-12.

- Equilibrage des amplitudes des courants par des blocks de gains.
- Décomposition des signaux en composantes harmoniques par la Transformée de fourier.



**Figure 5.12.** Traitement des signaux d'entrée.

Avec :

- I1 : le courant primaire triphasé.
- I2 : le courant secondaire triphasé.
- ia1m, ib1m, ic1m : modules des courants primaires fournis par la FFT.
- ia2m, ib2m, ic2m : modules des courants secondaires fournis par la FFT.
- ia1p, ib1p, ic1p : phases des courants primaires fournis par la FFT.
- ia2p, ib2p, ic2p : phases des courants secondaires fournis par la FFT.
- I1m : module du courant primaire triphasé.
- I2m : module du courant secondaire triphasé.
- I1p : phases du courant primaire triphasé.
- I2p : phase du courant secondaire triphasé.

### a. Egalisation des courants par des Blocks de gains

Afin d'éviter le déclenchement intempestif des disjoncteurs dû au couplage du transformateur et le rapport de transformation, on remède en équilibrant à l'état saint l'amplitude des signaux de courants (l'image des courants primaires et secondaires) par des blocks de gains, comme le présente la figure V-13.

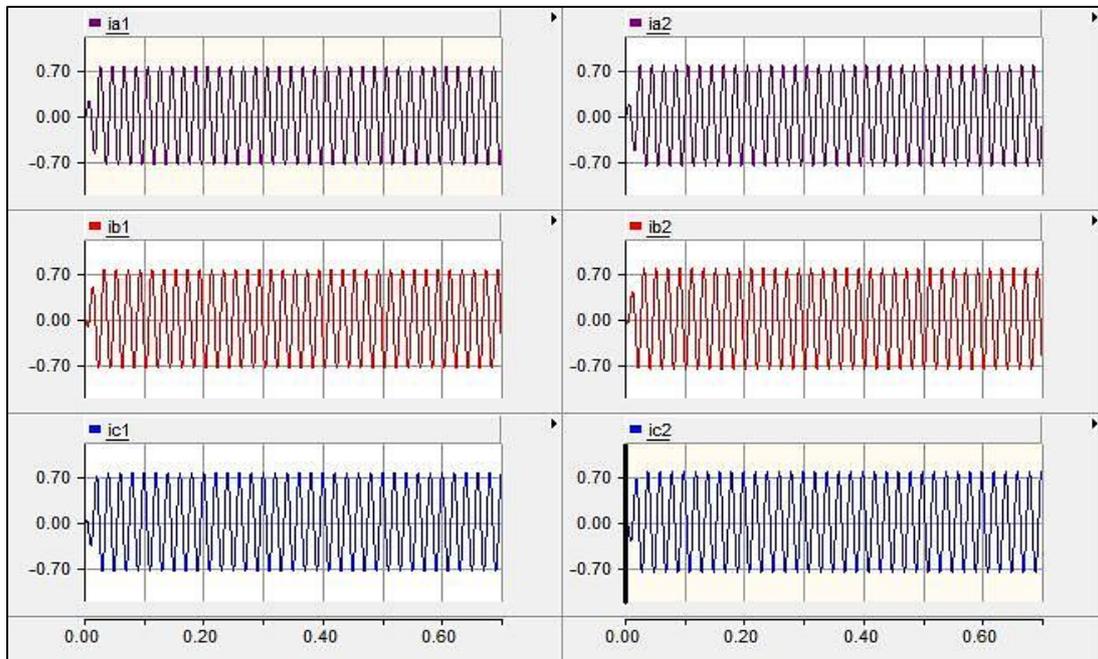


Figure V. 13. Les courants primaires et secondaires à la sortie des Blocks des gains.

### b. Décomposition des signaux en composantes harmoniques

Le module FFT est basé sur la transformation des données discrètes du domaine temporel dans le domaine fréquentiel, il est utilisé en particulier pour analyser le spectre d'harmonique.

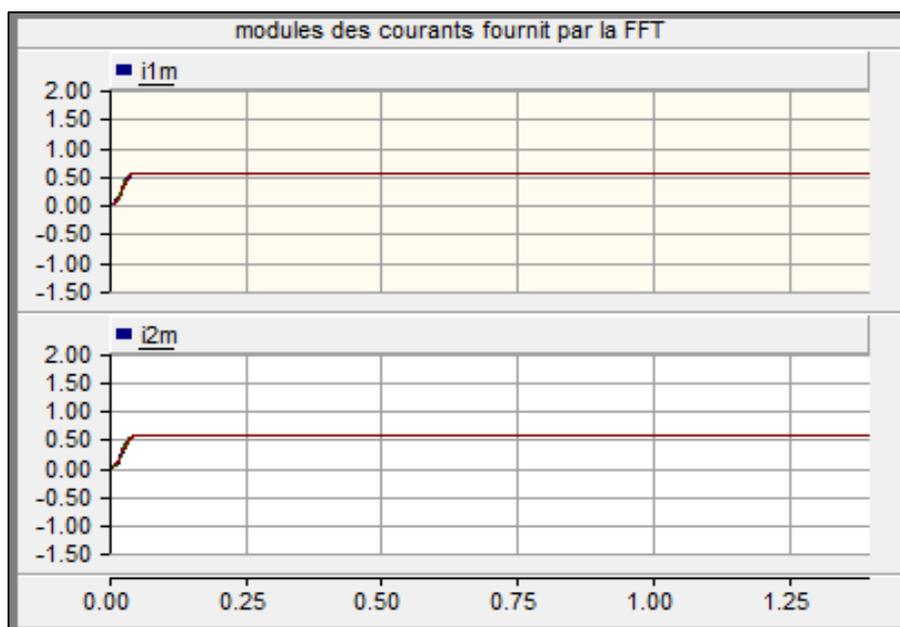


Figure V. 14. Modules des courants primaires et secondaires fournis par la FFT.

Pour la prévention contre les fonctionnements dus aux phénomènes transitoires, ce module permet de réaliser le filtrage des courants riches en harmoniques de rang 2 et 5, afin d'éviter le déclenchement intempestif des disjoncteurs (figure V-14).

### V. 3.4 Unité de Comparaison (La fonction différentielle)

La partie de comparaison est constituée de blocks de relais différentiels 87T (présentés dans la figure V-15), pour calculer à chaque instant la différence entre les courants entrant et sortant de la zone protégée (le transformateur), afin de détecter tout défaut pouvant apparaître dans cette zone qui est limitée par les TC.

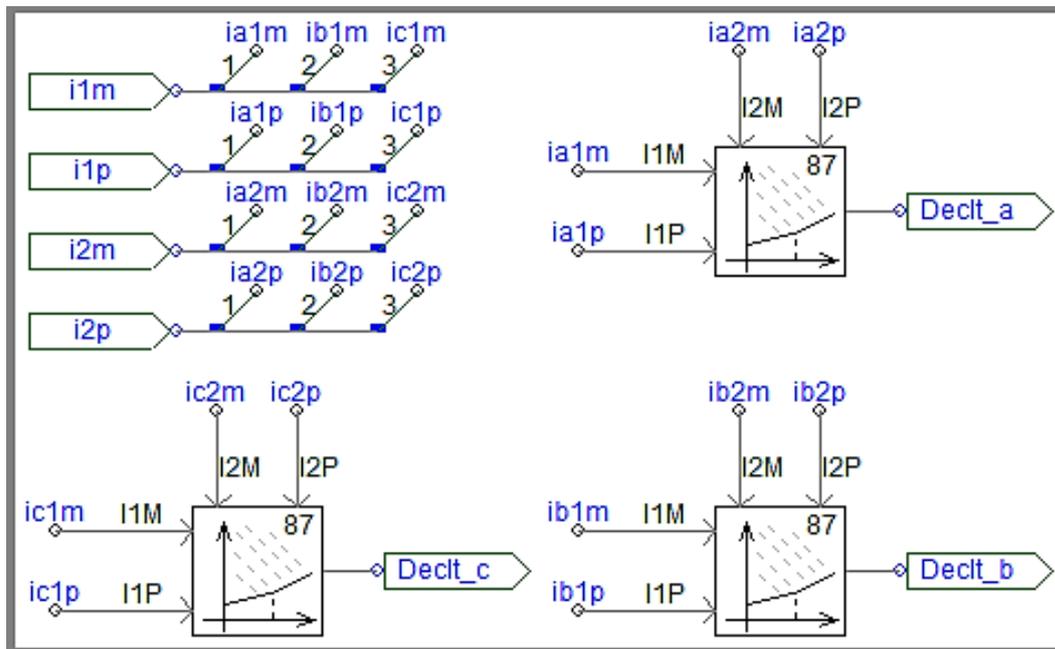


Figure V. 15. Blocks des relais différentielles [57].

Avec :

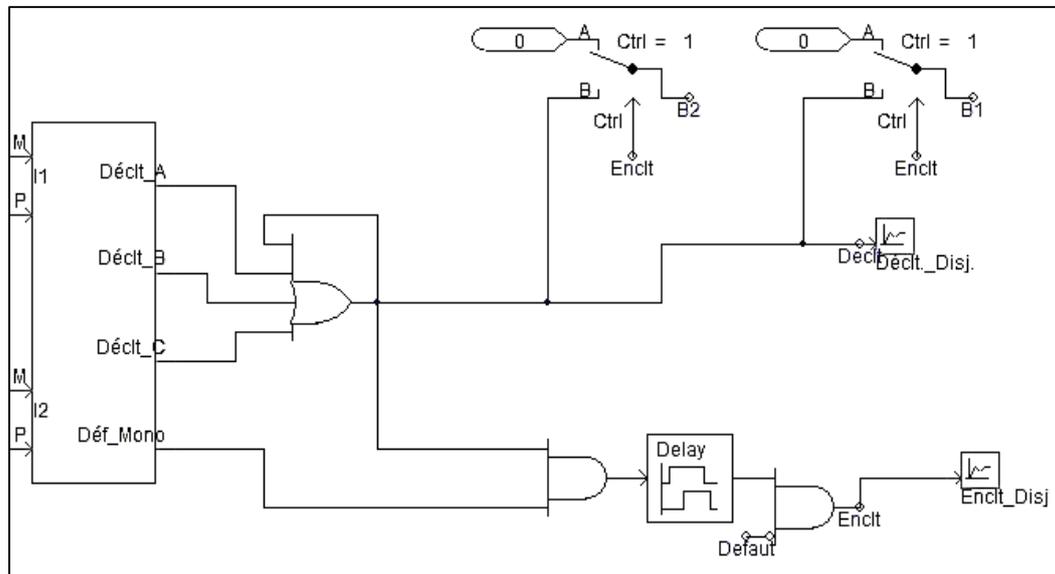
- $Declt_a$ ,  $Declt_b$  et  $Declt_c$  : sont les signaux de déclenchement des disjoncteurs.

Lorsqu'un courant différentiel est détecté, il sera comparé avec le seuil de réglage de la protection. S'il est supérieur à ce dernier, il délivre un signal de déclenchement aux disjoncteurs signifiant la présence d'un défaut.

### V. 3.5 Circuit logique de commande

Dans notre simulation, l'ordre de déclenchement ou enclenchement des disjoncteurs est donné par l'intermédiaire d'un circuit logique présenté dans la figure V-16.

Il suffit qu'un défaut se produise sur n'importe quelle phase, un signal de déclenchement est envoyé aux disjoncteurs. Ces derniers s'ouvrent pendant une durée de défaut déterminé dans la simulation, après l'écoulement de cette durée, un autre signal d'enclenchement est envoyé aux disjoncteurs pour les fermer.



**Figure V. 16.** Circuit logique de la protection différentielle.

Avec :

- B1 et B2 sont les disjoncteurs en amont et en aval du transformateur, ils sont commandés par des signaux d'enclenchement et de déclenchement (Enclt et Declt).

### V. 3.3 Résultats de simulation

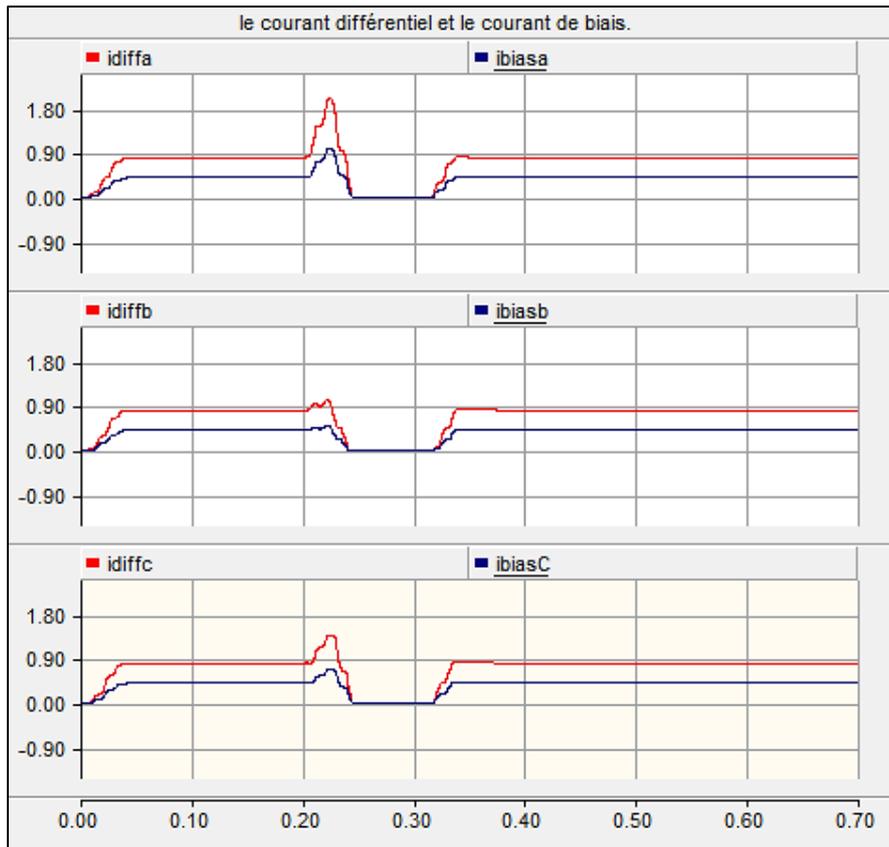
Afin d'évaluer le bon fonctionnement et la fiabilité de la protection différentielle, nous allons simuler les défauts suivants :

- Le défaut monophasé (phase A - terre).
- Le défaut biphasé (Phase A – phase C).
- Le défaut biphasé terre (Phase A et B - terre).
- Le défaut triphasé (ABC).

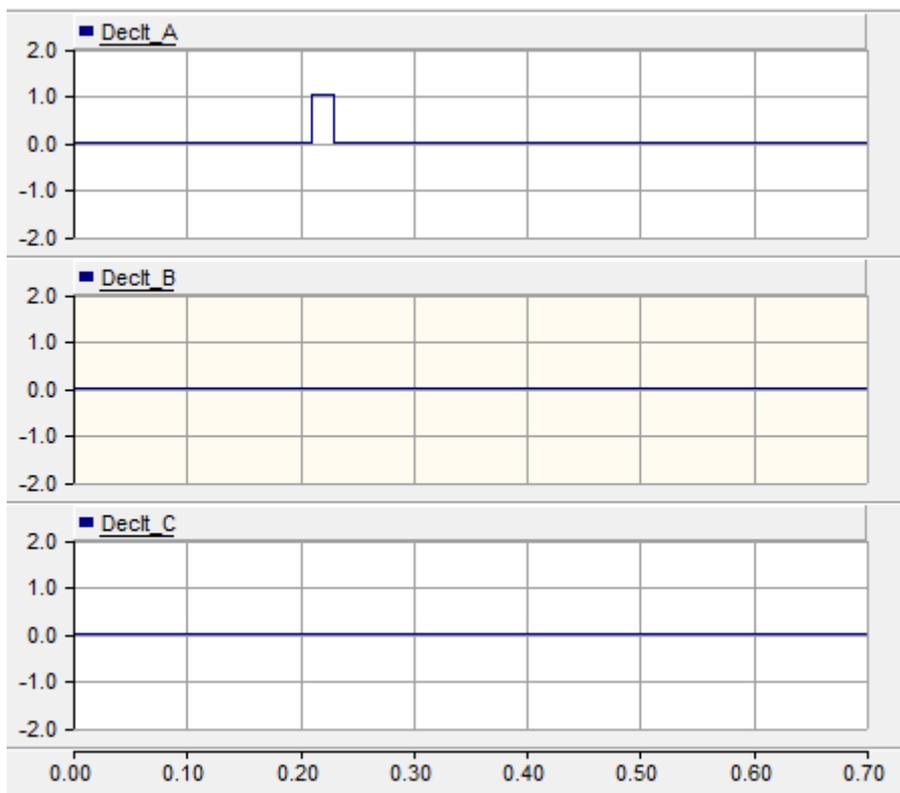
Nous allons voir la réponse et la stabilité de la protection différentielle du transformateur contre ces défauts qui sont simulés pendant 0.1 seconde.

#### a. Défaut monophasé phase A-Terre (A-G)

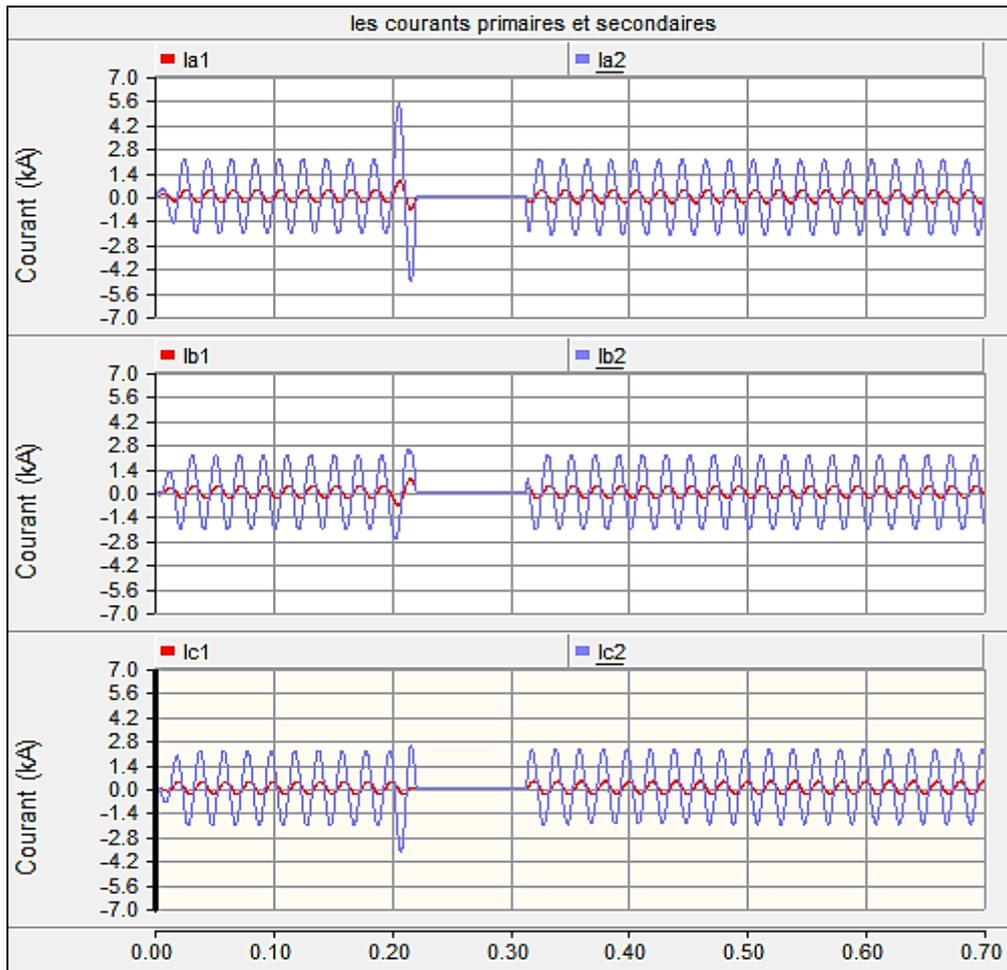
Un défaut Phase-Terre (A-Terre) est appliqué à un temps de 0.2 s pour une durée de simulation de 0.1 s, dans le côté secondaire du transformateur HTB/HTA.



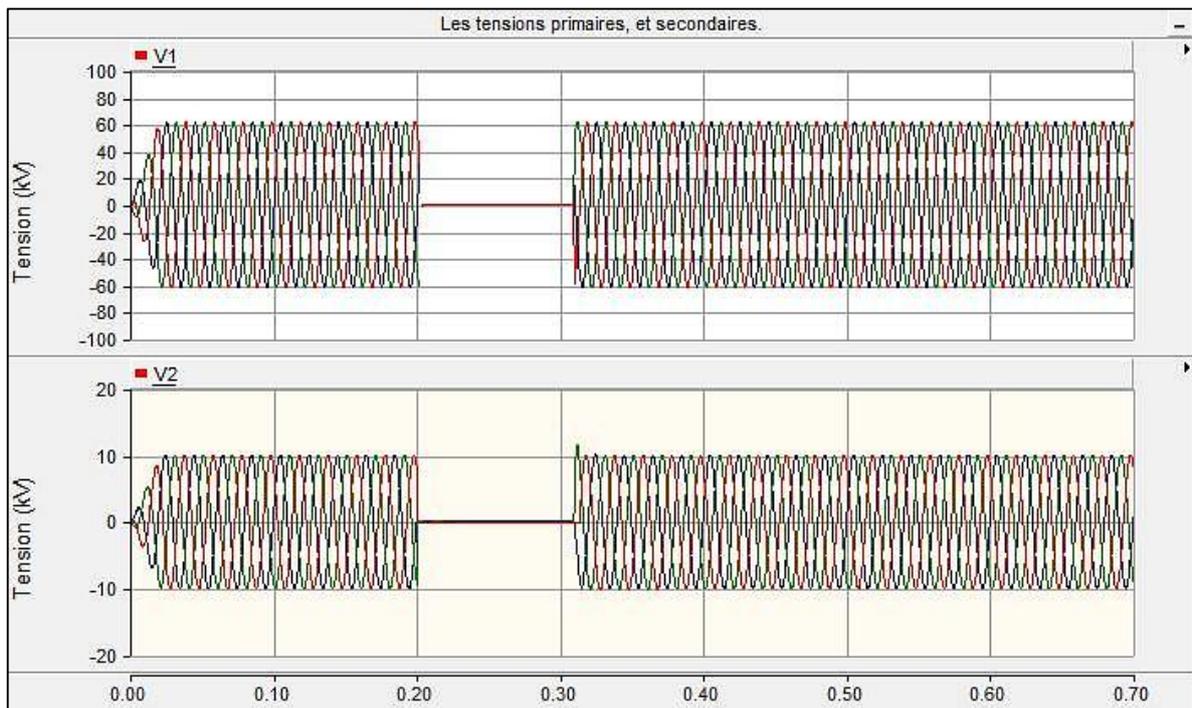
**Figure V. 17.** Les courants différentiels et les courants de biais (Défaut A-G).



**Figure V. 18.** Le signal de déclenchement des disjoncteurs (Défaut A-G).



**Figure V. 19.** Les courants triphasés primaires et secondaires (Défaut A-G).



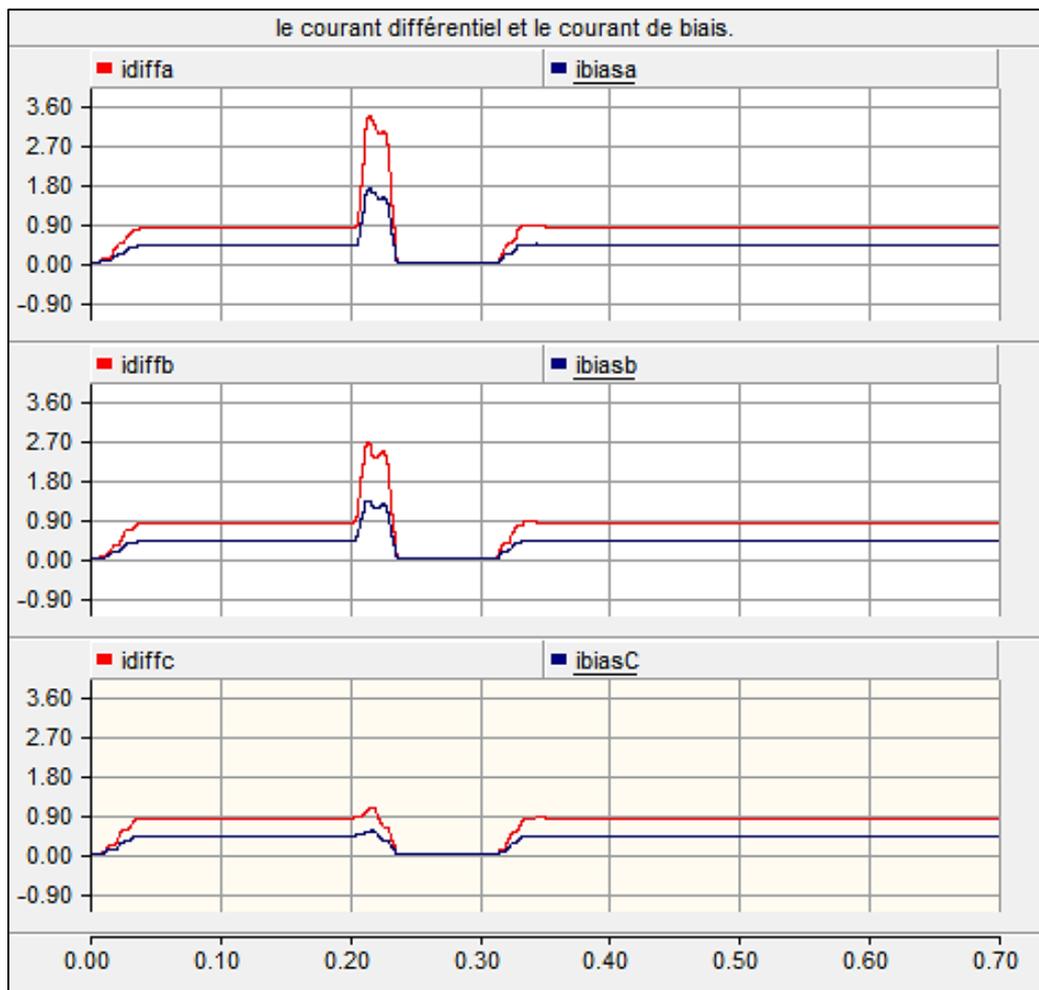
**Figure V. 20.** Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut A-G).

### ❖ Interprétation des résultats

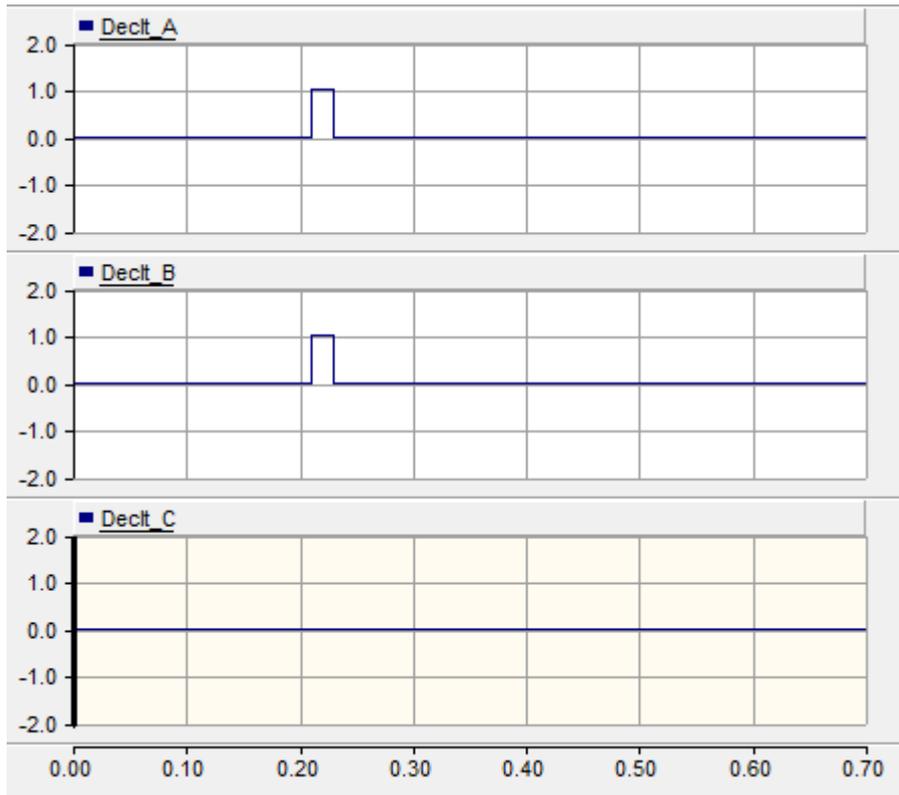
Après l'application du défaut, on remarque qu'il résulte un courant différentiel dans la phase A supérieur au seuil de réglage de la protection, un signal de déclenchement est envoyé aux disjoncteurs, donc les disjoncteurs s'ouvrent pendant la durée d'application du défaut. On remarque aussi que le pic du courant de défaut au secondaire de transformateur dépasse 5 kA.

#### **b. Défaut biphasé phase AB-Terre (AB-G)**

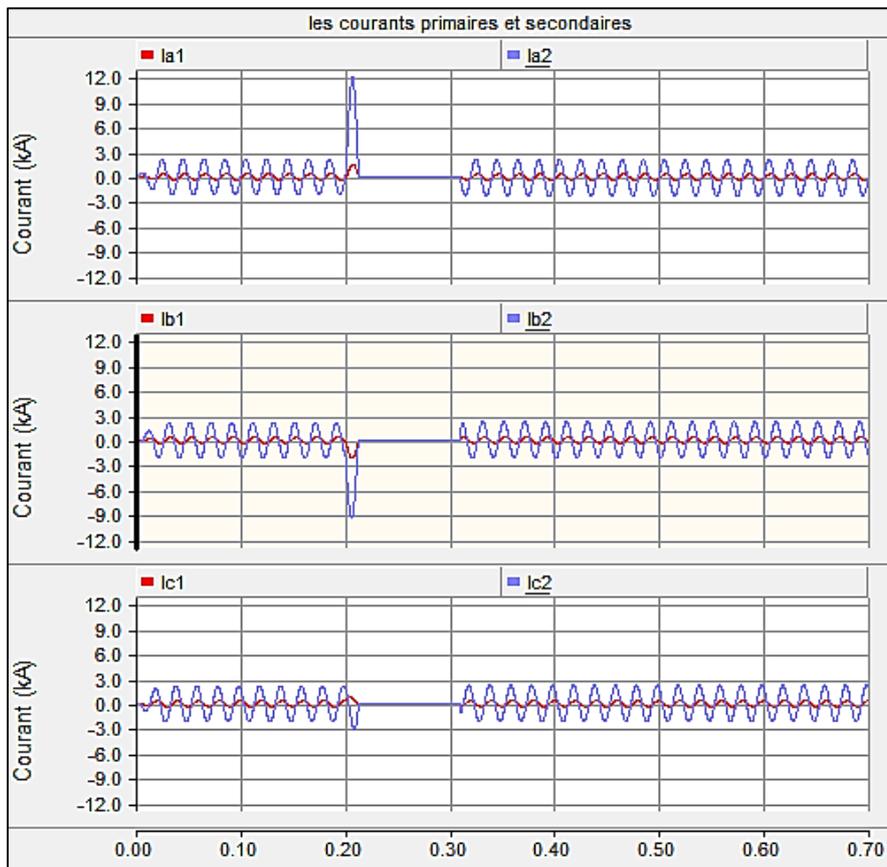
Un défaut biphasé-Terre (AB -Terre) est appliqué à un temps de 0.2 s pour une durée de simulation de 0.1 s, dans le côté secondaire du transformateur HTB/HTA.



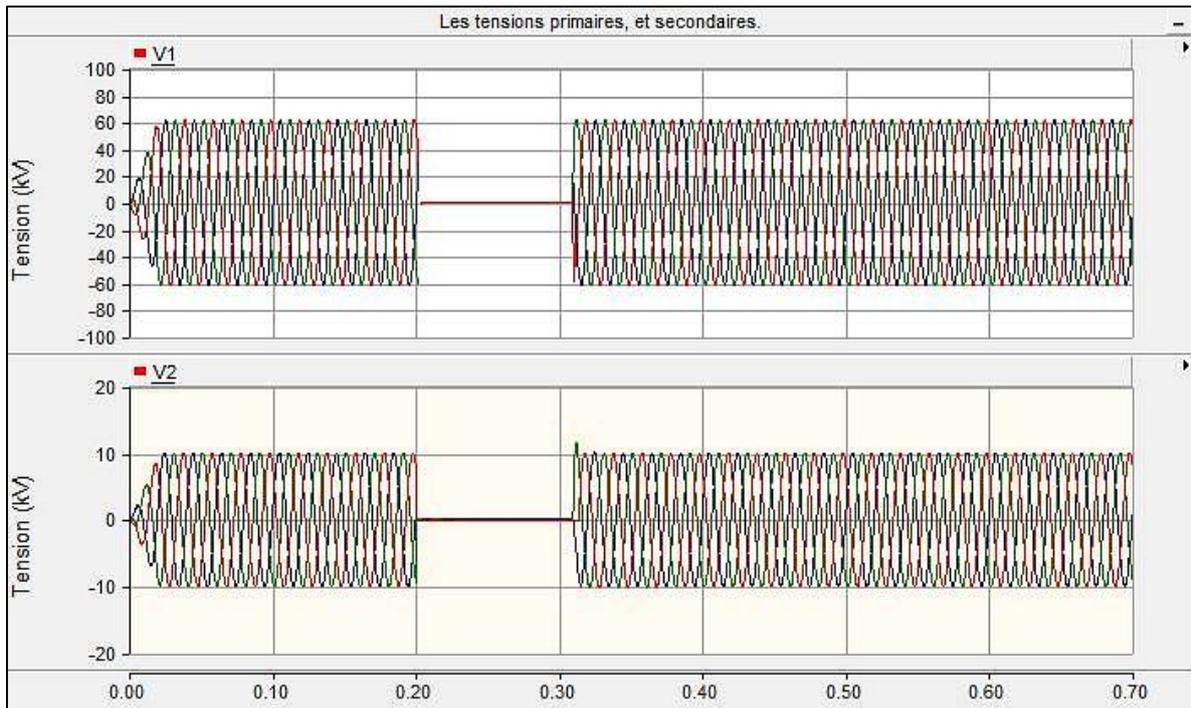
**Figure V. 21.** Le courant différentiel et le courant de biais de chaque phase (Défaut AB-G).



**Figure V. 22.** Signal de déclenchement (Défaut AB-G).



**Figure V. 23.** Les courants triphasés primaires et secondaires (Défaut AB-G).



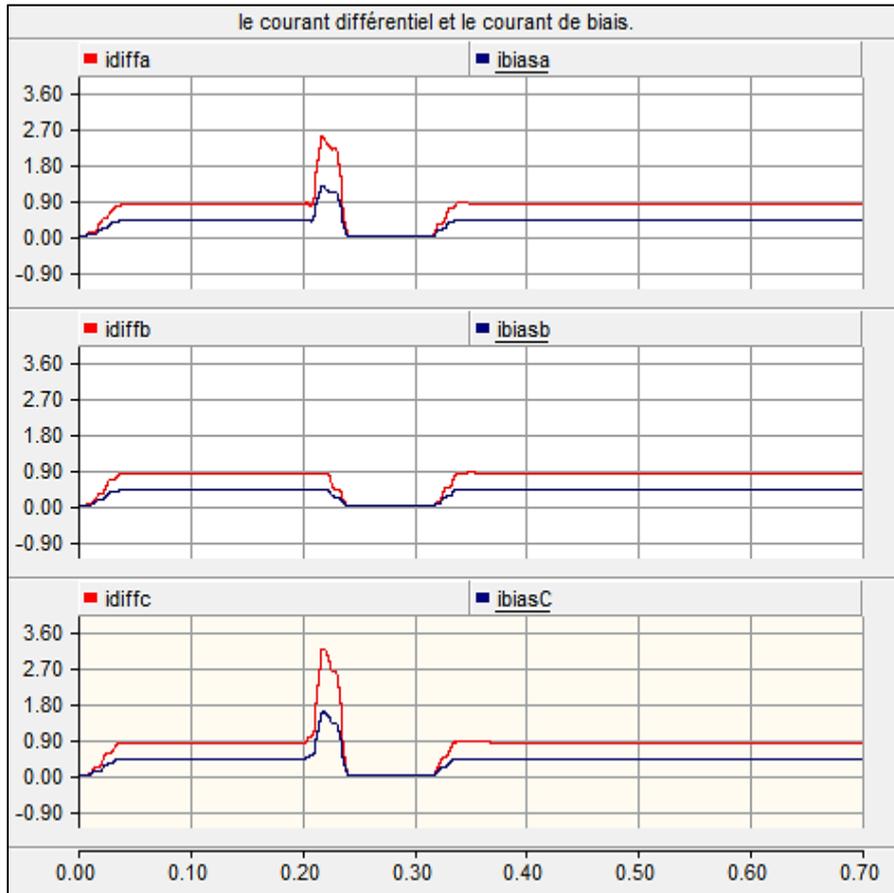
**Figure V. 24.** Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut AB-G).

#### ❖ Interprétation des résultats

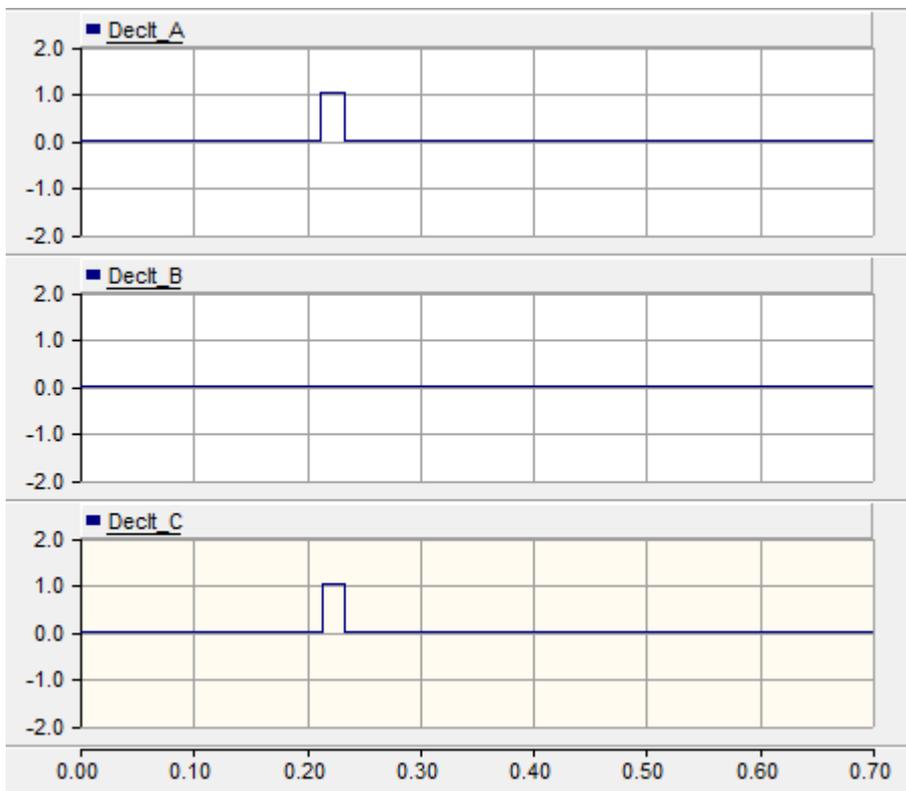
Pour un défaut biphasé-terre, nous avons constaté qu'il résulte un courant différentiel dans les phases A et B supérieur au seuil de réglage de la protection, un signal de déclenchement est envoyé aux disjoncteurs, donc le disjoncteur s'ouvre pendant la durée d'application du défaut. On relève aussi que le pic du courant de défaut biphasé au secondaire du transformateur a atteint 12 kA, tandis que la phase C n'est pas concernée par le défaut.

#### **c. Défaut biphasé AC**

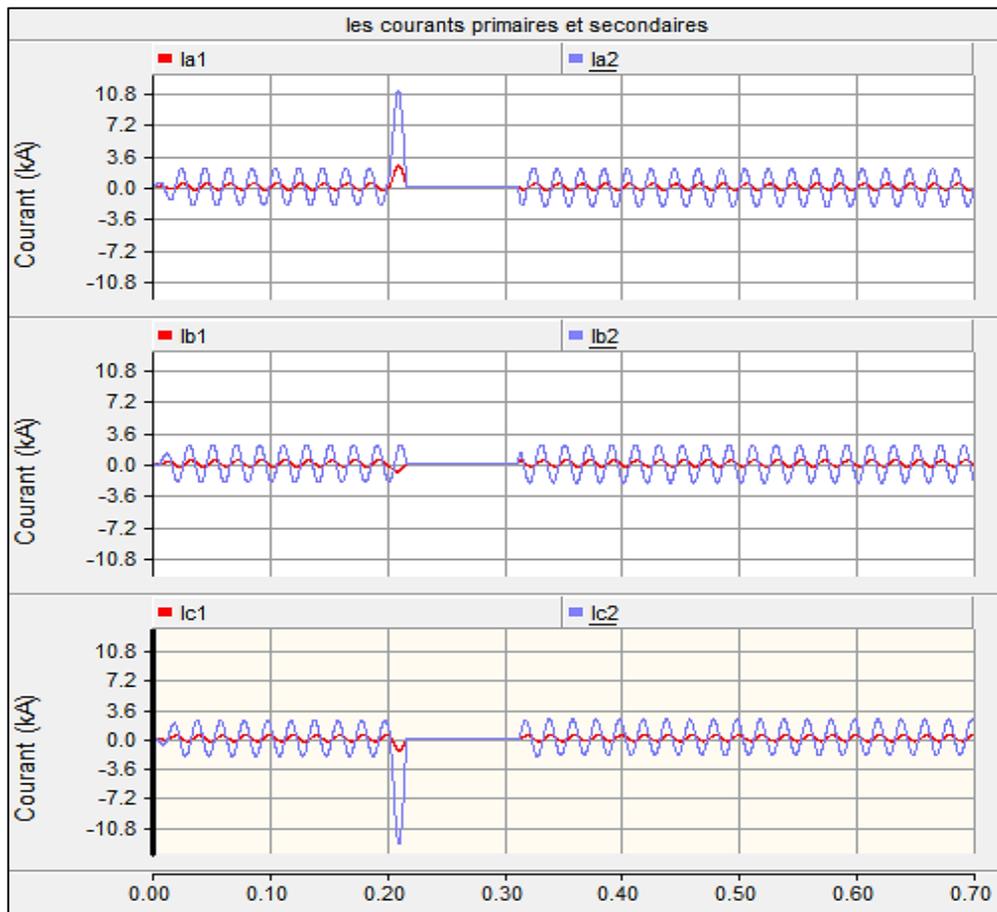
Un défaut biphasé (AC) est appliqué à un temps de 0.2 s pour une durée de simulation de 0.1 s, dans le côté secondaire du transformateur HTB/HTA.



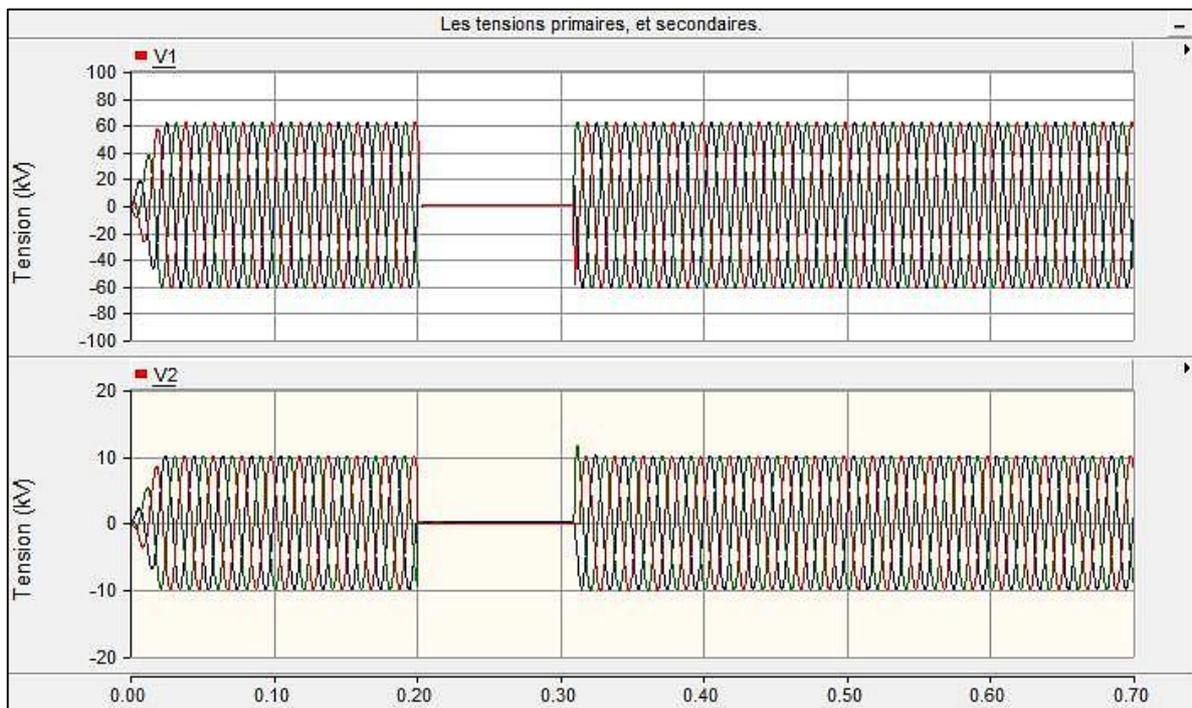
**Figure V. 25.** Le courant différentiel et le courant de biais (Défaut AC).



**Figure V. 26.** Signal de déclenchement (Défaut AC).



**Figure V. 27.** Les courants primaires et secondaires (Défaut AC).



**Figure V. 28.** Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut AC).

### ❖ Interprétation des résultats

Quand un défaut biphasé se produit entre les phases A et C, il résulte un courants différentiel supérieur au seuil de réglage de la protection, un signal de déclenchement est envoyé aux disjoncteurs, donc le disjoncteur s'ouvre pendant la durée d'application du défaut. On remarque aussi que le pic du courant de défaut biphasé au secondaire de transformateur a atteint 10 kA, donc on conclue que le défaut biphasé – terre est plus défavorable par rapport au défaut biphasé.

#### d. Défaut triphasé ABC

Un défaut triphasé (ABC) est appliqué à un temps de 0.2 s pour une durée de simulation de 0.1 s, dans le côté secondaire du transformateur HTB/HTA

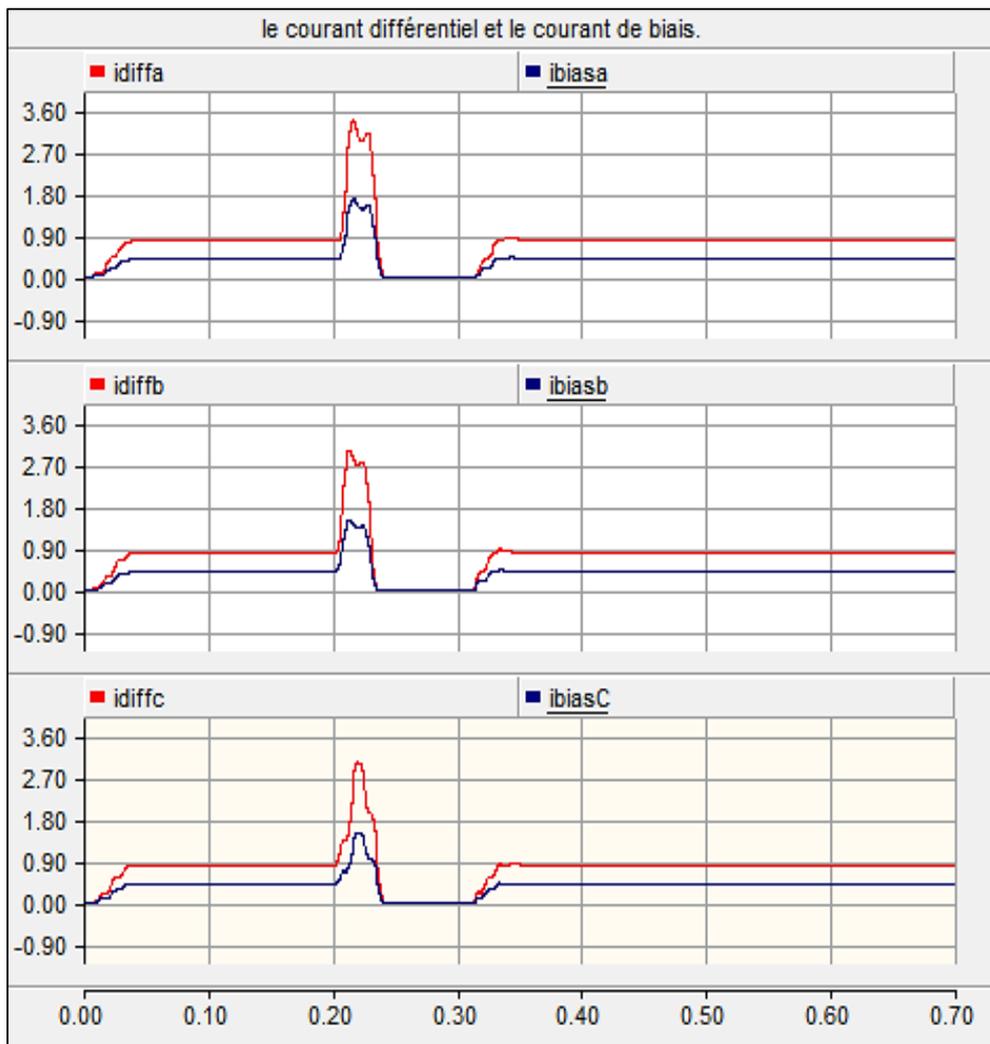
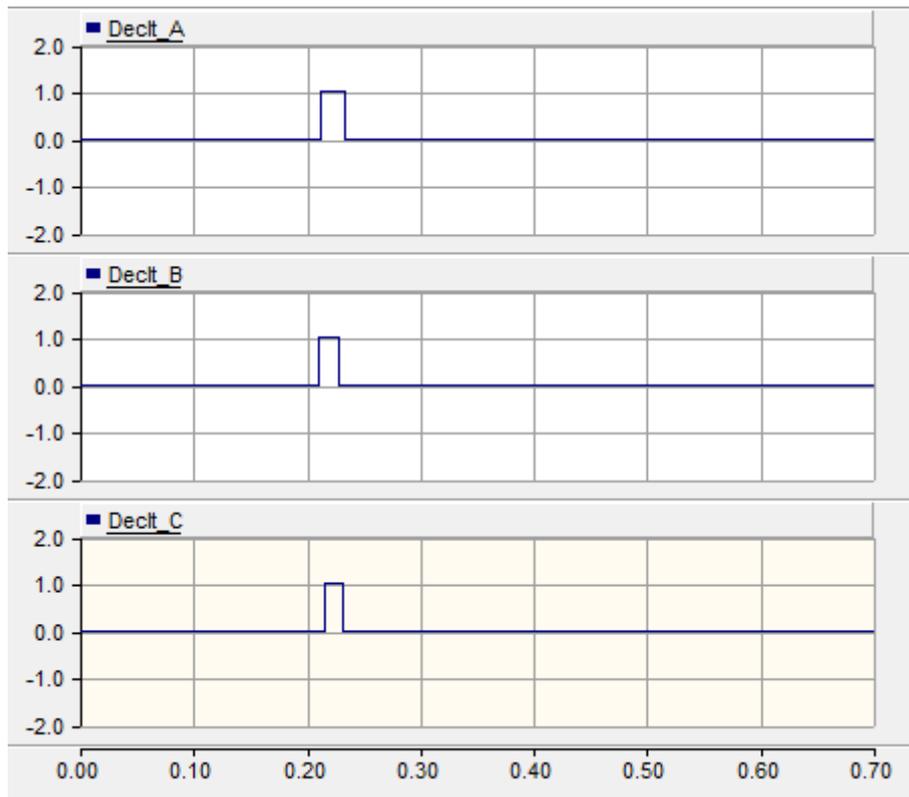
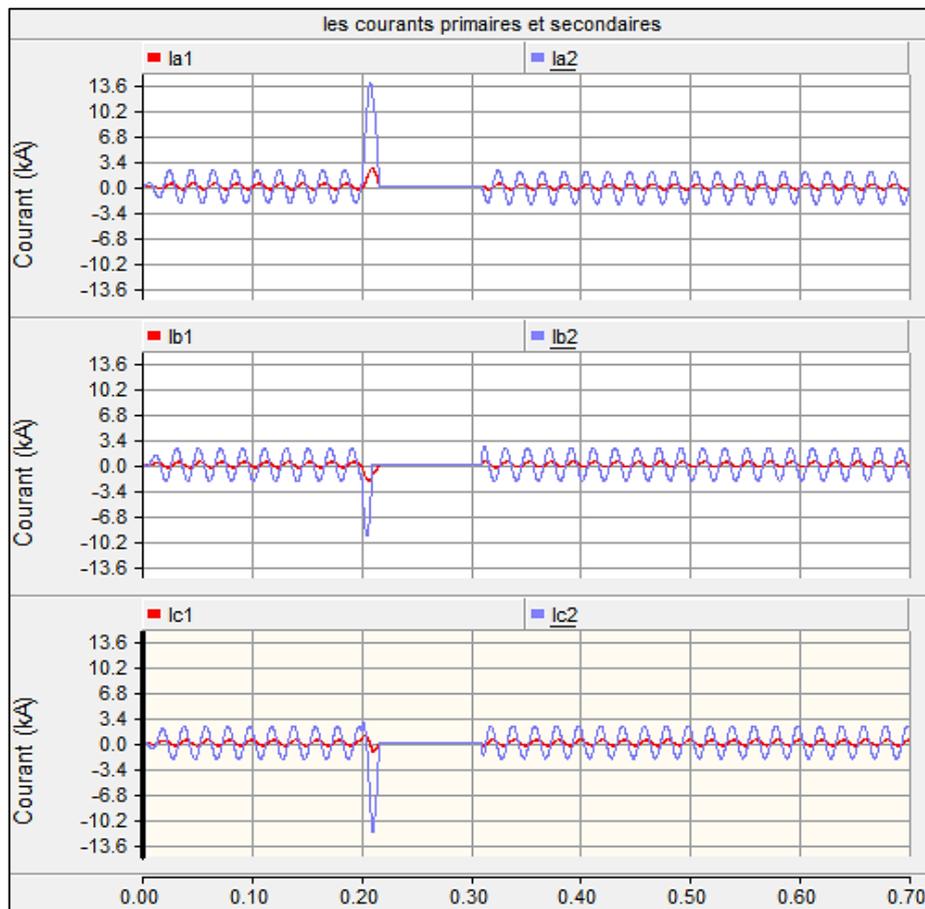


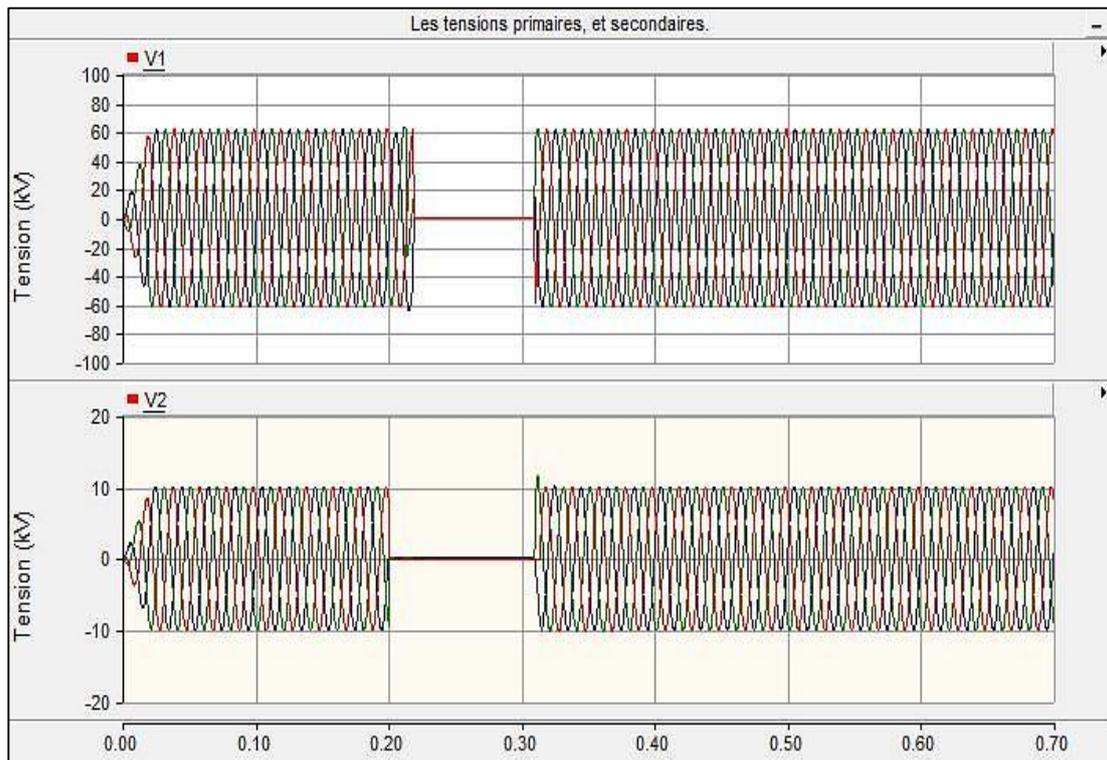
Figure V. 29. Le courant différentiel et le courant de biais de chaque phase (Défaut ABC).



**Figure V. 30.** Signal de déclenchement (Défaut ABC).



**Figure V. 31.** Les courant triphasés primaires et secondaire (Défaut ABC).



**Figure V. 32.** Les tensions triphasées primaires et secondaires (Défaut ABC).

#### ❖ **Interprétation des résultats**

Quand un défaut triphasé est appliqué, on constate qu'il résulte un courant différentiel important dans les trois phases (A, B et C) par rapport aux défauts précédents, il est très supérieur au seuil de réglage de la protection, un signal de déclenchement est envoyé aux disjoncteurs, donc le disjoncteur s'ouvre pendant la durée d'application du défaut. On remarque aussi que le pic du courant de ce défaut au secondaire de transformateur a atteint 13.6 kA, donc on conclut que le défaut triphasé est le défaut le plus défavorable.

## **V. 4 Conclusion**

Après avoir simulé par le logiciel de simulation PSCAD les défauts les plus fréquents sur le transformateur, tels que les défauts : phase-terre, biphasé, biphasé-terre, et le défaut triphasé. On conclut que la protection différentielle Transformateur (87T) est principalement recommandée pour les défauts internes du transformateur, car elle répond aux critères : rapidité, sensibilité et fiabilité. Ceci justifie l'adoption de la Sonelgaz de celle-ci dans le plan de protection interne du transformateur.

## Conclusion générale

---

Le transformateur est un élément essentiel dans les postes de transformation. Il est exposé à des défauts qui peuvent l'endommager et menacent par conséquent la stabilité du réseau électrique. Tant que Les réseaux de transport et de distribution de l'énergie électrique reposent essentiellement sur les transformateurs, donc dans ce projet nous avons fait l'état de l'art du plan de protection prévu par la Sonelgaz, contre les défauts internes et externes qui peuvent survenir sur le transformateur HTB/HTA,

Après avoir simulé par le logiciel de simulation PSCAD/EMTDC l'une des protections internes du transformateur « la protection différentielle 87T » contre les défauts les plus fréquents sur le transformateur, tels que les défauts : phase-terre, biphasé, biphasé-terre, et le défaut triphasé. Nous avons conclu que cette protection est principalement recommandée pour les défauts internes du transformateur, car elle répond aux critères : rapidité, sensibilité et fiabilité. Ceci justifie l'adoption de la Sonelgaz de celle-ci dans le plan de protection interne du transformateur.

## I. La transformée de FOURIER

### I. 1 Introduction

Nous devons nos connaissances du traitement du signal en majeure partie au Baron Joseph FOURIER (Auxerre 1768 – Paris 1830) qui, en étudiant la propagation de la chaleur, découvrit les séries trigonométriques dites séries de FOURIER. Il améliora ce puissant outil mathématique pour l'appliquer à tout type de signal. Depuis une trentaine d'années seulement, les outils électroniques ont permis de mettre en application ces formules mathématiques, grâce notamment aux américains COOLEY et TUKEY. Ils ont donné naissance à l'algorithme de calcul de la FFT (Fast Fourier Transform) que l'on retrouve dans la plupart des analyseurs du marché.

### I. 2 Théorème de Fourier

Toute fonction continue est décomposable en série de FOURIER. Si de plus cette fonction est périodique de T, le nombre de termes de la décomposition est fini. On peut alors écrire la fonction comme une somme de sinus (ou de cosinus)

$$f(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi t/T) + A_2 \sin(4\pi t/T) + \dots + A_n \sin(2\pi t/T)$$

Où  $A_i$  est le coefficient de la série de FOURIER à la fréquence  $f_i = i/T$ .

Dans la pratique cela veut dire que l'on peut décomposer notre fonction comme une somme de sinus (cosinus) de périodes multiples de la période de base de notre fonction. Les coefficients représentent alors le niveau "énergétique de chacune des fréquences élémentaires".

L'application principale de l'analyse FFT est donc la mise en évidence des périodicités. Cette extension de capacité du calcul de la FFT, qui n'est pas naturelle pour ce type de signal, appelle à la plus grande prudence dans l'interprétation des résultats.

La transformée de FOURIER est une des méthodes pour représenter un phénomène temporel dans le domaine fréquentiel. Cette représentation fréquentielle est une image parmi d'autres possibles du phénomène étudié. La compréhension de la FFT aide cependant à mieux les comprendre.

### I. 3 La forme discrète de l'équation

Soit un signal  $i(t)$ , ce signal peut s'écrire sous une forme discrète de la façon suivante :

$$i(k) = i_0 e^{(-kT_s/\tau)} + i_1 \cos(k\Delta T + \phi_1) + \sum_{m=2}^{\infty} i_m \cos(mk\Delta T) + \varepsilon(k)$$

Où  $k$  représente le temps discret.

$$T_s = T_{\text{cycle}} / N \qquad \Delta T = 2\pi / N$$

$N$  : est le **nombre** des échantillons **dans un** cycle.

Les parties **réelles et imaginaires de la composante fondamentale** sont données par les **expressions suivantes en utilisant la transformée de FOURIER.**

$$I_{re}^{(1)}(k) = \frac{2}{N} \sum_{l=1}^N i(k - N + l) \cos(l\Delta T)$$

$$I_{im}^{(1)}(k) = \frac{-2}{N} \sum_{l=1}^N i(k - N + l) \sin(l\Delta T)$$

Où

$I_{re}$  : est la partie réelle de la composante fondamentale.

$I_{im}$  : est la partie imaginaire de la composante fondamentale.

## II. Les indices Horaires

GROUPES	NOTATION UTE	NOTATION VDE	SYMBOLE IEC	DIAGRAMME VECTORIEL	SCHEMA DES CONNEXIONS
G <sub>4</sub> DEPHASAGE 150°	G 41	C <sub>1</sub>	Dy 5		
	G 42	C <sub>2</sub>	Yd 5		
	G 43	C <sub>3</sub>	Yz 5		
DEPHASAGE 30°			Dy 1		
			Yd 1		
			Yz 1		

Figure II.1. Les indices horaires du transformateur.

GROUPES	NOTATION UTE	NOTATION VDE	SYMBOLE IEC	DIAGRAMME VECTORIEL	SCHEMA DES CONNEXIONS
G <sub>1</sub> DEPHASAGE NUL [0°]	G 11	A <sub>1</sub>	Dd 0		
	G 12 NORMALISÉ	A <sub>2</sub>	Yyo		
	G 13	A <sub>3</sub>	Dz 0		
G <sub>2</sub> DEPHASAGE 180°	G 21	B <sub>1</sub>	Dd 6		
	G 22	B <sub>2</sub>	Yy 6		
	G 23	B <sub>3</sub>	Dz 6		
G <sub>3</sub> DEPHASAGE 330°	G 31 NORMALISE	D <sub>1</sub>	Dy 11		
	G 32	D <sub>2</sub>	Yd 11		
	G 33 NORMALISE	D <sub>3</sub>	Yz 11		

Figure II.2. Les indices horaires du transformateur.

## II. Caractéristiques des transformateurs de puissance 60/10.5 kV

1. <b>CONSTRUCTEUR</b>	ABB (Italie)
2. Rapport de Transformation à Vide	60 / 10,5 kV
3. Couplage selon CEI	YNd11
4. <u>Puissance Nominale selon CEI Service Continu dans les conditions suivantes:</u>  4.1. Sur la Position Médiane du Régleur en Charge 4.2. Sur le Plat correspondant à 95% de la Tension Nominale 4.3. Sur les Positions Extrêmes du Régleur en Charge	40/40 MVA 40/40 MVA 40/40 MVA
5. Type de Refroidissement	ONAN / ONAF
6. Type de Radiateurs	démontables
7. <u>Puissance à la Position de Régleur Moyenne :</u>  7.1. ONAN 7.2. ONAF	30 MVA 40 MVA
8. Courant à Vide en % de In Prise Médiane, Réf. 40 MVA)	0,6 %
9. <u>Courants Nominiaux :</u>  9.1. Au Primaire pour la prise moyenne et la Puissance Nominale du Primaire 9.2. Au Secondaire pour la Puissance Nominale du Secondaire	384.9 A 2199 A
10. <u>Pertes dues au Dispositif de Refroidissement</u>  10.1. <u>Ventilateurs</u>  10.11. Nombre 10.12. Puissance Unitaire 10.13. Courant appelé au démarrage à 380 V 10.14. Alimentation moteur ( Couplable )	4 500 W 3,5 A / Ventililo. 220V / 380V Tri
11. <u>Niveau de Bruit</u>  ▪ Régime ONAN à 0,3 mètres ▪ Régime ONAF à 1,8 mètres	73 dB 75 dB

<p><b>12. Caractéristiques Electriques :</b></p> <p><b>12.1. Entre Enroulements Primaires et Secondaires 50 Hz :</b></p> <p>12.1.1. Puissance considérée pour les caractéristiques ci-après</p> <p>12.1.2. Pertes à Vide</p> <p>12.1.3. Pertes en Court-Circuit ( correspondance positions extrêmes et médianes )</p> <p>12.1.4. Pertes Totales ( avec Pertes Auxiliaires / sans Pertes Auxiliaires ) pour la Position Médiane</p> <p>12.1.5. Chute de Tension pour :</p> <p style="padding-left: 40px;">COS ( PHI ) = 1</p> <p style="padding-left: 40px;">COS ( PHI ) = 0,8</p> <p>12.1.6. Tension de Court-Circuit</p> <p>12.1.7. Proposition de l'Harmonique 3 dans le Courant à Vide en fonction de l'Onde Sinusoïdale équivalente.</p> <p>12.1.8. Impédance Homopolaire</p>	<p>40 MVA</p> <p>19 kW</p> <p>+ 0 -</p> <p>128/119/126 kW</p> <p>140 / 138 kW</p> <p>1.02 %</p> <p>7.88 %</p> <p>12 %</p> <p>50 %</p> <p>10.8 %</p>
<p>13. Durée possible en minutes des surcharges par rapport à la puissance imposée, pour une température des enroulements de 105 °C, et sur prise moyenne dans les cas suivants :</p> <p>Ventilateurs en Service - Ambiante 55 °C.</p> <p>13.1. Puissance Initiale 50% Surcharge 50%</p> <p>13.2. Puissance Initiale 75% Surcharge 50%</p> <p>13.3. Puissance Initiale 100% Surcharge 50%</p> <p>12.4. Echauffement des Enroulements à la Charge Nominale</p> <p>13.5. Echauffement d'Huile à la Charge Nominale</p>	<p>10 min</p> <p>2 min</p> <p>P.A. min</p> <p>55°C</p> <p>50°C</p>

14. A la position de réglage moyenne, durée possible en minute des charges suivantes en cas de panne des ventilateurs à partir d'une charge de 100% au moment de la panne et pour une température des enroulements de 95 °C.

Puissance ONAN = 75% ONAF

**14.1. Température Ambiante 50°C :**

14.1.1. Charge durant la Panne 75%	25 min
14.1.2. Charge durant la Panne 50%	35 min
14.1.3. Charge durant la Panne 25%	45 min

**14.2. Température Ambiante 40°C :**

14.2.1. Charge durant la Panne 75%	30 min
14.2.2. Charge durant la Panne 50%	40 min
14.2.3. Charge durant la Panne 25%	50 min

**14.3. Température Ambiante 30°C :**

14.3.1. Charge durant la Panne 75%	40 min
14.3.2. Charge durant la Panne 50%	50 min
14.3.3. Charge durant la Panne 25%	60 min

**14.4. Température Ambiante 20°C :**

14.4.1. Charge durant la Panne 75%	50 min
14.4.2. Charge durant la Panne 50%	60 min
14.4.3. Charge durant la Panne 25%	70 min

<p><b>15. Rendement la puissance nominale, calculé par la méthode des pertes séparées, au rapport de transformation moyen entre primaire et secondaire, pour une température des enroulements ramenée à 75 °C :</b></p> <p><b>15.1. <u>COS ( PHI ) = 1 au Secondaire :</u></b></p> <p>15.1.1. Charge 100 %  15.1.2. Charge 75 %  15.1.3. Charge 50 %  15.1.4. Charge 25 %</p> <p><b>15.2. <u>COS ( PHI ) = 0,9 au Secondaire :</u></b></p> <p>15.2.1. Charge 100 %  15.2.2. Charge 75 %  15.2.3. Charge 50 %  15.2.4. Charge 25 %</p> <p><b>15.3. <u>COS ( PHI ) = 0,8 au Secondaire :</u></b></p> <p>15.3.1. Charge 100 %  15.3.2. Charge 75 %  15.3.3. Charge 50 %  15.3.4. Charge 25 %</p>	<p>99.66 %  99.71 %  99.76 %  99.74 %</p> <p>99.62 %  99.68 %  99.73 %  99.71 %</p> <p>99.57 %  99.64 %  99.70 %  99.67 %</p>
<p><b>16. <u>Régleur ( Conçu pour supporter les mêmes Surcharges que les Transformateurs ) :</u></b></p> <p>16.1. Fabricant  16.2. Type  16.3. Intensité Nominale  16.4. Nombre de Positions  16.5. Etendue de Réglage</p>	<p>ABB (Suède)  UBB  500 A  27  ±18 %</p>