

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITÉ MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTÉ DE GÉNIE ÉLECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE  
DÉPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

## Mémoire de Fin d'Études de MASTER ACADEMIQUE

Domaine : **Sciences et Technologies**

Filière : **Électrotechnique**

Spécialité : **Réseaux Electriques**

*Présenté par :*

**Rahma IBAGHRACHENE  
Tiziri BENALI**

### Thème

**Etude de la protection différentielle d'un  
transformateur de puissance et Test du SEPAM 80  
sur le champ MLE bloc 405-b**

*Mémoire soutenu publiquement le samedi 30/06 / 2024 devant le jury composé de :*

**M Karim HADJ SAID M.A.A UMMTO, Président**

**M Chafik BIROUCHE M.A.A UMMTO, Encadrant**

**M Arezki DICHE M.A.A UMMTO, Examineur**

**Année universitaire 2023-2024**



# Remerciement

Alhamdoulilah grâce à lui

Nous avons eu la volonté, le courage et la patience de mener à  
terme ce travail

Nous tenons à exprimer nos remerciements et notre profonde  
gratitude à notre encadreur

**Mr. BIROUCHE Chafik**

pour son encadrement, son suivi et ses conseils tout au long de  
cette période.

Nous remercions aussi notre encadreur

**Mr. NOUN Tahar**

Chef de service électricité au groupement SONATRACH / ENI,  
Hassi Messaoud et aux ingénieurs


**Mr. HAMDI Naim, Mr. MECHACHA Sahnoune**

**Mr. RAHMANI Mounir Mr. Zemmam Elhadj**

et au technicien supérieur

**Mr. MAKHLOUF Rafik**

pour leur soutien et suivi.





# Dédicace

**Nous dédions ce modeste travail à nos chers parents, notre famille, nos proches, et nos amis et tous ceux qui nous connaissent de près ou de loin.**



# Sommaire

**Remerciement**

**Dédicaces**

**Introduction générale** ..... 1

## **Chapitre I : généralités sur les transformateurs de puissances.**

I.1.Introduction..... 2

I.2. Définition de transformateur de puissance..... 2

I.3.Rôle de transformateur de puissance ..... 2

I.4.Principe de fonctionnement ..... 3

I.5. Classification des transformateurs de puissance :..... 4

I.6. Constitution générale d'un transformateur de puissance ..... 5

I.6.1.Circuit magnétique..... 5

I.6.1.2.Type à colonnes ..... 6

I.6.2.Circuit électrique..... 7

I.6.2.1.Bobinage concentrique simple..... 7

I.6.3. Isolation..... 8

I.6. 3.1.Isolation cellulosique ..... 8

I.6.3.2. Isolation liquide ..... 8

I.6.4. La cuve :..... 9

I.6.5.Traversées ..... 10

I.6.7.Couplage des enroulements : ..... 11

1.7. Caractéristiques et symboles ..... 13

1.7.1.La plaque signalétique (lecture et décodage) ..... 13

I-8. Refroidissement d'un transformateur ..... 14

I.8.1.Causes de l'échauffement ..... 14

I.8.2. Refroidissement du transformateur ..... 14

I.8.2.1Facteur de refroidissement..... 14

I.8.2.1.Mode de refroidissement..... 15

1.9. Modèles mathématiques et paramètres des transformateurs. .... 16

1.9.1. Modèle équivalent du transformateur ..... 16

1.9.2 .Transfert d'impédance .....	16
1.9.3.Méthodes d'étude des transformateurs triphasés : .....	18
1.9.3.1 Méthodes de Schéma équivalent .....	18
1.9.3.2. Méthode de Boucherot .....	18
I.10. Normes et réglementations applicables .....	18
I.10.1. Présentation des normes .....	18
I.10.2. Importance de la conformité aux normes .....	19
Conclusion .....	19

## **Chapitre II: Introduction aux différents types de protections et principe de la protection différentielle.**

I.Introduction .....	22
II.Système de protection .....	22
II.1.Définition et rôle de la protection .....	22
II.2.Constitution d'un système de protection .....	22
II.3.Qualités principales d'un système de protection .....	23
II.4. Types de Défauts et Analyse des Phénomènes Transitoires .....	24
II.4.1. Défauts internes .....	24
II.4.1.1.Court-circuit .....	24
II.4.1.2.Surcharges .....	25
II.4.1.3.Défauts d'isolement .....	25
II.4.1.4.Décharges partielles .....	26
II.5.Les différents types de la protection d'un transformateur de puissance .....	27
II.5.1.Protections contre les défauts internes .....	27
II.5.2.Protections contre les défauts externes .....	34
III.Technologies de Relais pour la Protection Différentielle .....	47
III.1 Les relais .....	47
III.1.1.Définition .....	48
III.1.2.Différents types de relais .....	48

## **Chapitre III: Test et validation de la protection différentielle.**

Introduction .....	57
I.Champ Gazier de Menzel Ledjmet East (MLE) .....	58
I.1.L'usine CAFC .....	59
I.2.Un développement ambitieux .....	59

I.3.Menzel Ledjmet East .....	60
II.Groupement Sonatrach- ENI .....	60
II.1.Collaboration Sonatrach-Eni .....	61
III.Description générale de l’usine .....	61
III.1Généralités .....	61
III.2Vue d’ensemble de l’installation .....	62
III.3 Organigramme du groupement SH-ENI .....	64
III.3.1.Organigramme de département maintenance .....	64
III.3.1.1.Département maintenance .....	65
III.3.1.2.Service électrique .....	65
III.3.1.3.Service mécanique .....	65
III.3.1.4.Service instrumentation .....	66
III.3.1.5.Service électromécanique .....	66
III. 3.1.6.Service planning et méthode .....	67
IV.Plan de travail .....	67
IV.1.Présentation du logiciel SFT2841 .....	69
IV.2.Description .....	70
VI.1.Interprétation .....	122
Conclusion .....	122
<b>Conclusion générale</b> .....	123
<b>Bibliographies</b> .....	124
<b>Annexes</b>	

---

# **Introduction générale**

---

## **Introduction générale**

---

Les transformateurs de puissance constituent une partie essentielle d'un réseau électrique. Garantir la continuité du service d'alimentation en énergie électrique est primordial ; cependant, ces machines sont souvent exposées à des incidents et défauts pouvant interrompre ce service et entraîner d'importantes pertes financières.

La protection différentielle est un dispositif électrique qui compare le courant entrant et sortant d'un appareil. Si une différence est détectée, la protection conclut à une fuite interne et déclenche le retrait de l'appareil du réseau électrique. Elle est largement utilisée pour protéger les jeux de barres, les générateurs et les transformateurs, dispositifs cruciaux tant pour leurs fonctions que pour leur coût élevé. Ainsi, leur disponibilité est essentielle pour éviter toute perte de production due à des pannes.

La fiabilité des transformateurs peut être améliorée par une bonne supervision et une protection efficace. Le coût des relais de protection est négligeable comparé à celui des transformateurs eux-mêmes et aux dommages potentiels des défauts. Pour minimiser les temps d'arrêt, il est indispensable de planifier une maintenance rigoureuse et d'assurer une protection fiable pour tous les équipements électriques.

Ce mémoire se concentre sur l'étude de la protection différentielle des transformateurs de puissance en général, en se basant spécifiquement sur les transformateurs de l'entreprise SONATRACH ENI, où nous avons effectué notre stage. Pour atteindre notre objectif, nous avons subdivisé notre travail en trois chapitres:

- Le premier chapitre aborde les généralités sur les transformateurs de puissance.
- Le deuxième chapitre traite des différents types de protection, ainsi que du principe et des fondements de la protection différentielle.
- Le troisième chapitre examine les tests réalisés et la validation de la protection différentielle appliquée aux transformateurs.

Enfin, ce travail se conclut par une synthèse générale où nous récapitulerons les points clés abordés et mettrons en lumière les résultats obtenus.

# **Chapitre I :**

---

Généralités sur les transformateurs de  
puissance.

---

**I.1. Introduction**

La modélisation des transformateurs de puissance, a traditionnellement occupé beaucoup d'attention durant des années, pour leurs importances dans les systèmes de puissance, le grand intérêt porté à l'étude de ces derniers à permis de réaliser un développement remarquable dans le domaine de la conversion du transport et de la distribution de l'énergie électrique [1].

Dans ce chapitre on trouve des généralités sur les transformateurs de puissance tels que le principe de fonctionnement, types de transformateurs, constitution générale d'un transformateur [1].

**I.2. Définition de transformateur de puissance**

Le transformateur de puissance est un 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 de courant de valeurs généralement différentes à la même fréquence dans le but de transmettre de la puissance électrique » norme (IEC 60076-1, 2000) [2].



**Figure I.1 : Transformateur de puissance.**

**I.3. Rôle de transformateur de puissance**

Les transformateurs de puissance sont des appareils très employés dans les réseaux électriques et les applications industriels, consiste au :

- Transport d'énergie électrique,
- Distribution d'énergie électrique,

- Les applications industrielles (transformateur de four et sous-station ferroviaires).
- Un transformateur peut assurer deux fonctions :
  - ✓ Élever ou abaisser une tension alternative monophasée ou triphasée,
  - ✓ Assurer l'isolation entre deux réseaux électriques (isolation galvanique entre deux réseaux électriques). [1]

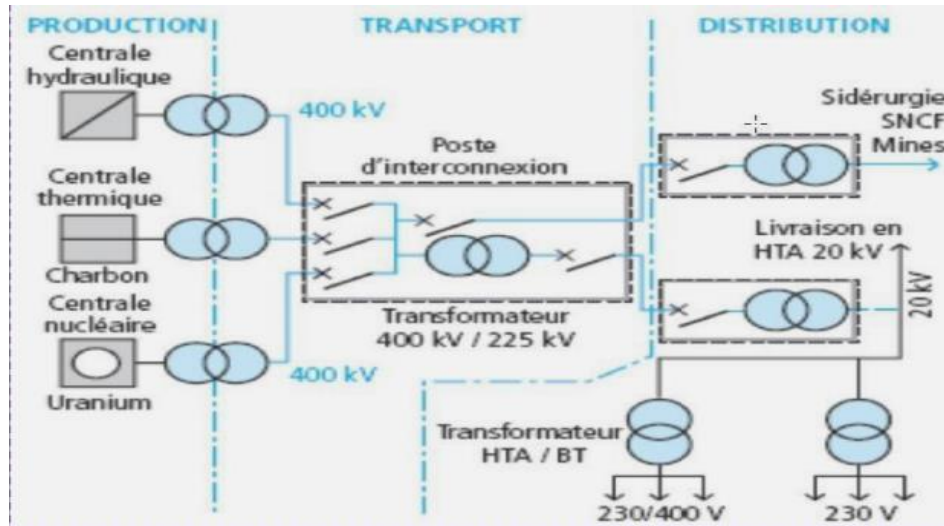


Figure. I.2 : Emplacement d'un transformateur dans le réseau électrique [1]

#### I.4.Principe de fonctionnement

En vertu de la loi de FARADAY, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable ( $\Phi$ ) circule dans le circuit magnétique, il induit dans chacun des enroulements une force électromotrice proportionnelle dans le temps aux taux de changement ( $d\Phi/dt$ ) et au nombre de spires que comporte cet enroulement. Lorsque le primaire est alimenté par une source alternative, il circule dans le circuit magnétique un flux également alternatif dont l'amplitude dépend du nombre de spires du primaire et de tension appliquée. Ce flux induit dans l'enroulement secondaire une tension proportionnelle au nombre de spires du secondaire, la fermeture du secondaire sur une charge provoque la circulation du courant secondaire, le noyau magnétique fournit un chemin de canalisation de flux magnétique.

$$e = - \frac{d\phi}{dt} \quad (\text{I.1})$$

La Figure I. 3. montre un simple transformateur ayant le primaire possède  $N_1$  spires et le secondaire  $N_2$  spires , un transformateur idéal ou parfait est un transformateur virtuel sans aucune perte, il est utilisé pour modéliser les transformateurs réels, ces derniers sont considérés comme une association d'un transformateur parfait et de diverses impédances, dans le cas où

toutes les pertes et les fuites de flux sont négligées, le rapport du nombre des spires primaires sur le nombre de spires secondaires détermine le rapport de transformation du transformateur [2].

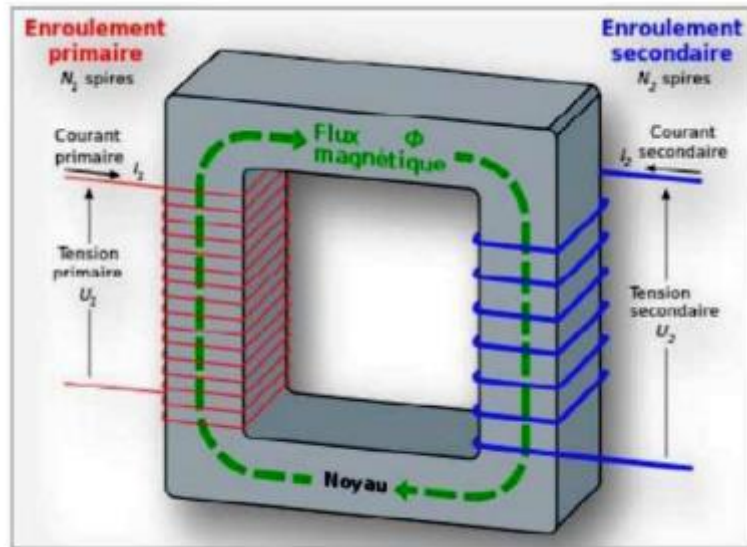


Figure I. 3 : circuit électromagnétique simple.

### I.5. Classification des transformateurs de puissance :

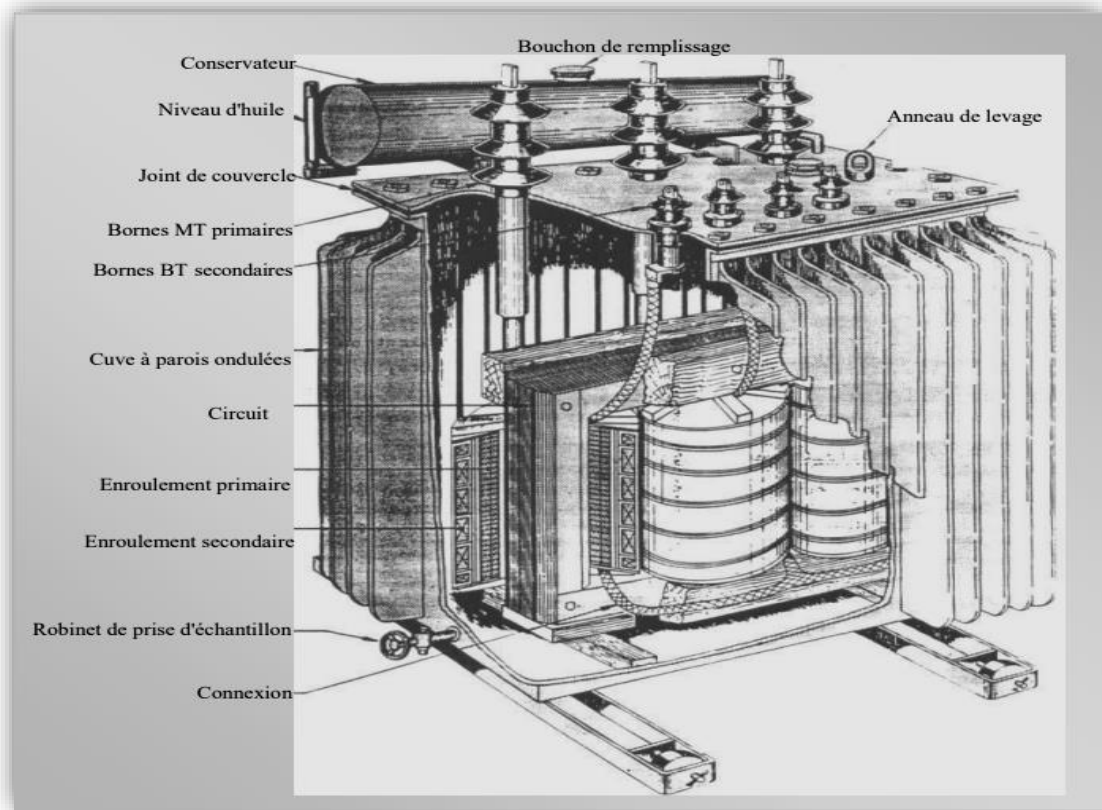
Selon la commission Electrotechnique Internationale, un transformateur de puissance se définit comme un appareil statique à deux enroulements ou plus qui, par induction électromagnétique, transforme un système de tension et courant alternatif en un autre système de tension et courant de valeurs généralement différentes, de même fréquence, dans le but de transmettre de la puissance électrique [IEC 60076-1]. Cette commission classe les transformateurs de puissance en trois catégories en fonction de la puissance apparente [IEC 60076-7, Sch 2001] [3].

- Transformateurs de distribution : ont pour mission de faire l'interface entre l'utilisateur et le réseau de distribution. Leur puissance nominale est de 2500 kVA en triphasé (ou 833 kVA par noyau monophasé) et la haute tension a une valeur nominale qui ne dépassant pas 33 kV.
- Transformateur de moyenne puissance : Assurent généralement l'interconnexion entre les réseaux de transport et de distribution d'énergie, leur puissance est au-delà de 2,5MVA et ne dépasse pas 100MVA dans le cas de transformateurs triphasés.
- Transformateur de grande puissance : sont des unités dont la puissance nominale dépasse 100 MVA en triphasé. Les installations de ce type sont utilisées pour élever la

tension à la sortie des générateurs afin d'injecter le courant dans le réseau de transport d'énergie [3].

### I.6. Constitution générale d'un transformateur de puissance

Le transformateur de puissance figure I.4, se compose essentiellement d'un circuit magnétique et circuit électrique.



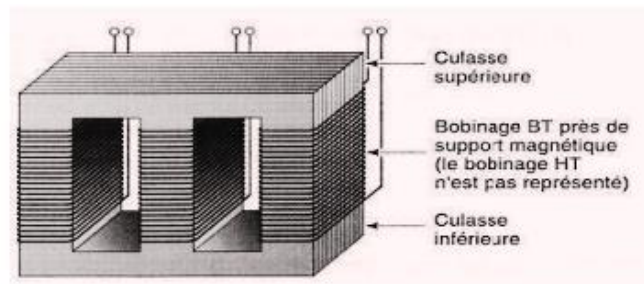
**Figure I. 4: Transformateur de puissance à Cuve à Radiateur.**

#### I.6.1.Circuit magnétique

Le noyau est composé d'un empilage de tôles ferromagnétiques haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elles. Il doit être conçu de façon à réduire les pertes par courant de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique du flux magnétique. On parvient à résoudre ce problème les solutions suivantes:

- Emploi d'acier magnétiquement doux ayant une petite surface du cycle d'hystérésis et de faible perte par hystérésis ;
- Emploi d'aciers spéciaux présentant, grâce à des additifs, une résistivité élevée ;

- Emploi de tôles dont l'épaisseur est choisie tel que les courants de Foucault soient pratiquement sans effet

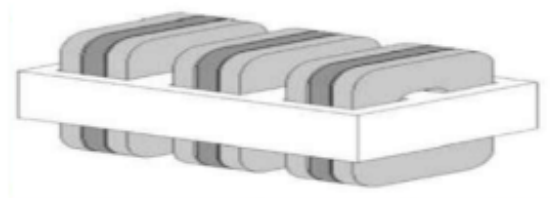


**Figure I.5: circuit magnétique [3]**

Suivant la forme du circuit magnétique, on distingue deux dispositions principales qui sont :

#### **I.6.1.1.Type cuirassé**

Pour ce type de transformateur, le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux côtés. 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. Ces transformateurs sont utilisés principalement au sein des réseaux de transport et de répartition, ou les surtensions transitoires sont fréquentes. Pour cela des écrans sont utilisés afin de réduire les contraintes liées aux champs électriques dans les bobinages [1].



**Figure I.6: Transformateur cuirassé.**

#### **I.6.1.2.Type à colonnes**

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

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. Cette disposition plus simple que la précédente est utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. Les enroulements peuvent être disposés sur un circuit magnétique comportant trois colonnes ou noyaux, ce type de circuit magnétique est dit à flux forcé.

Si le déséquilibre est important, on utilise les transformateurs à quatre ou cinq colonnes, dont trois sont bobinées, les autres servent au retour des flux [3].

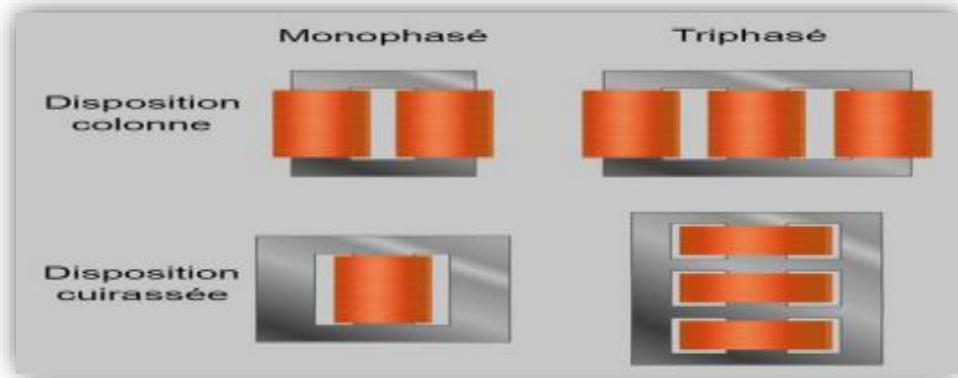


Figure I.7: Circuit magnétique disposition colonne et cuirassée. [3]

### I.6.2.Circuit électrique

Pour les transformateurs de basse tension et faible puissance, les enroulements primaire et secondaire sont constitués par des bobines en file de cuivre émaillé, chaque couche étant isolée de la suivante par du papier. Pour les appareils à haute tension et grande puissance, les bobines, quelque fois fractionnées en galettes, sont constituées par du fil rond ou méplat isolé au carton imprégné et séparées par des isolants tels que fibre, mica, ...etc. [3].

On distingue trois dispositions principales des bobines sur les noyaux :

#### a. Bobinage concentrique simple

Le bobinage basse tension est enroulé sur le noyau et après isolement est recouvert par le bobinage haute tension. [3]

#### b. Bobinage concentrique double

La moitié du bobinage basse tension est enroulée sur le noyau et isolée, puis on enroule le bobinage haut tension et on isole et enfin, on termine par la deuxième moitié du bobinage basse tension. Autrement dit, le bobinage haut tension est en sandwich entre les deux moitiés basses tensions. [3]

#### c. Bobinage à galette

Les bobinages hauts et bas sont fractionnés et constitués par des couronnes ou galettes qui sont enfilées alternativement sur les noyaux. Parfois pour les transformateurs à forte

intensité, les bobinages sont calés à l'aide de ressorts permettant de légers déplacements dans le cas de fortes actions électrodynamiques. [3]

En distribution, les transformateurs sont à bobinage concentrique simple.

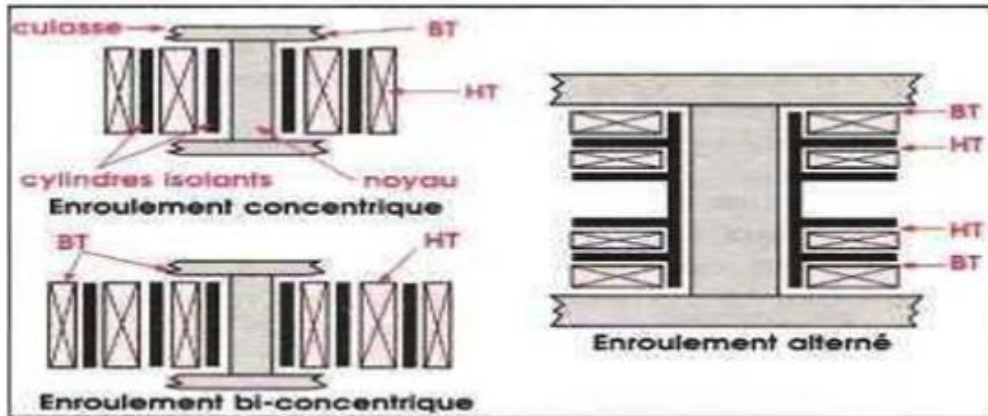


Figure I.8: types dispositions des enroulements.

### I.6.3. Isolation

Dans la partie active d'un transformateur de puissance on trouve deux types d'isolation [3].

#### I.6.3.1. Isolation cellulosique

Les matériaux isolants solides appliqués tels que le papier, comprimé, le cylindre isolant et le carton sont faits à partir des matériaux cellulosiques qui constituent le meilleur compromis technico-économique de l'isolation du système imprégné dans les transformateurs de puissance [3].

#### I.6.3.2. Isolation liquide

L'huile du transformateur est souvent une huile minérale qui est faite d'un mélange d'alcane, de naphènes, et des hydrocarbures aromatiques, raffinés à partir du pétrole brut. Les processus de raffinage pourraient inclure le traitement par l'acide, l'extraction par solvants, l'hydrotraitement, ou la combinaison de ces méthodes. Le raffinage lorsqu'il est parfaitement achevé, peut rapporter les caractéristiques de l'huile minérale aux spécifications exigées. Le rôle fondamental de l'huile est d'assurer l'isolation diélectrique et le refroidissement du transformateur. Les huiles modernes procurent plus de stabilité à la dégradation, et elles sont dépourvues du soufre en corrosif.

Au plus, elles devraient avoir les caractéristiques suivantes :

- point d'inflammabilité élevée,
- point de congélation bas,

- rigidité diélectrique élevée,
- basse viscosité,
- bonne résistance à l'électrification statique [3].

#### I.6.4. La cuve :

La constitution de la cuve du transformateur est liée aux calculs thermiques du transformateur.

Elle a pour rôles :

- Réservoir d'huile.
- Assurer la résistance au court-circuit (pour les transformateurs Cuirassé uniquement).
- Maintenir à l'intérieur de la cuve la majorité du flux de fuite produit par le courant dans les enroulements [3].

Elle sert à la protection de la partie active du transformateur. Elle est ajoutée pour permettre la circulation naturelle de l'air autour du transformateur [3].

Pour les transformateurs dont la puissance dépasse 25 kVA, la surface lisse de la cuve devient insuffisante pour évacuer les pertes dans les conditions normales d'échauffement ; il faut alors prévoir une cuve de surface ondulée.



**Figure I.9: La cuve d'un transformateur de puissance.**

### I.6.5. Traversées

Les traversées isolantes ont pour but d'assurer la liaison électrique entre les extrémités des enroulements primaire et secondaire, d'une part, et les lignes d'arrivée et de départ, d'autre part, à travers le couvercle ; d'où le nom de traversées.

Leurs fonctions sont principalement l'isolement du champ électrique et une fixation étanche et robuste sur le couvercle.

Il existe plusieurs types de traversée. Pour les tensions jusqu'à quelques dizaines de kV le corps des traversées est généralement constitué d'un bloc unique de porcelaine, qui est un matériau isolant [3].

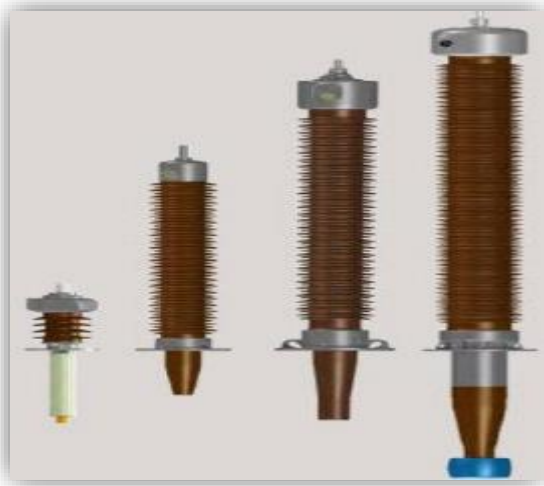


Figure I.10: Traversé porcelaine.



Figure I.11: Traverse condensateur.

### I.6.6. Changeur de prise

Le changeur de prises permet au transformateur de faire varier son rapport de conversion en jouant sur la valeur de l'inductance de ses enroulements (au primaire ou au secondaire). Cela permet de régler le niveau de tension du réseau électrique.

Il est situé en général sur le côté du transformateur et dispose d'une cuve d'huile séparée. Les arcs électriques se produisant lors de la commutation des prises décomposent sous effet l'huile et nuisent aux propriétés diélectriques de celle-ci, il est donc nécessaire de ne pas la mélanger avec l'huile saine [3].

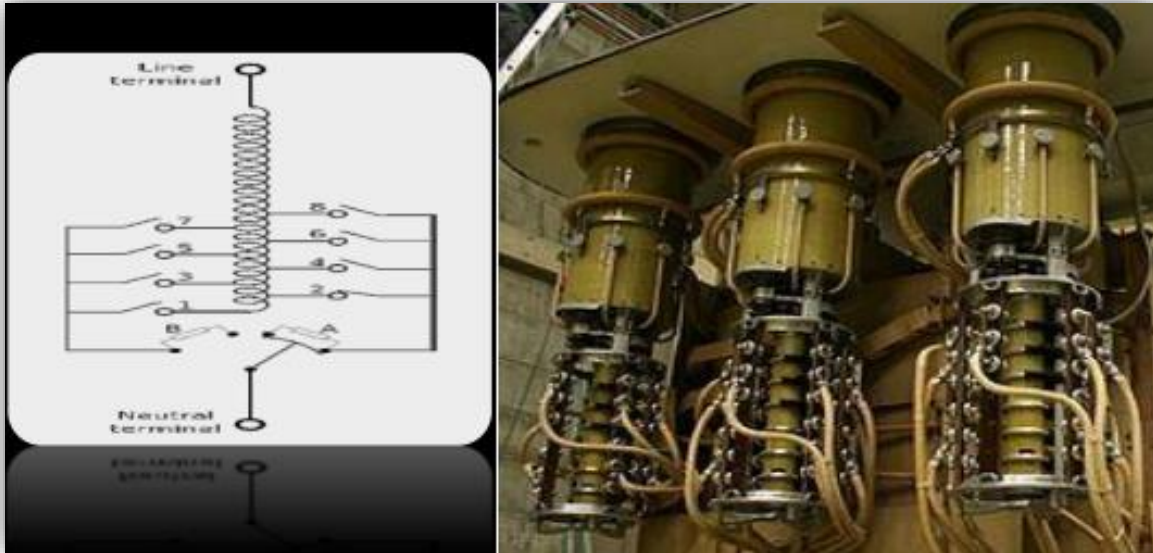


Figure I.12: Changeur de prise.

### I.6.7. Couplage des enroulements :

Dans les transformateurs triphasés, chaque phase est équipée de ses propres enroulements distincts. Il est essentiel de connecter les trois phases individuelles, appelées éléments monophasés, afin de former un système triphasé. Ce processus de connexion est connu sous le nom de couplage. Les dispositifs de couplage sont constitués de modules qui comprennent un symbole indiquant le type de connexion électrique, ainsi qu'un indicateur de déphasage entre les bornes primaires et secondaires de la phase A.

Les symboles courants pour les types de couplage sont les suivants :

- Couplage étoile : Y, avec point neutre sorti (YN) ou inaccessible en service (Y).
- Couplage triangle : D
- Couplage en zigzag : Z, avec point neutre sorti (ZN) ou non (Z) [2].

	Couplage		
	Etoile Y	Triangle D	Zigzag Z
Cote HT	Y	D	Z
Cote BT	y	d	b

Tableau 1 : Représentation du différent couplage d'un transformateur.

- Au primaire les enroulements peuvent être connectés soit en étoile(Y) soit en triangle (D) :

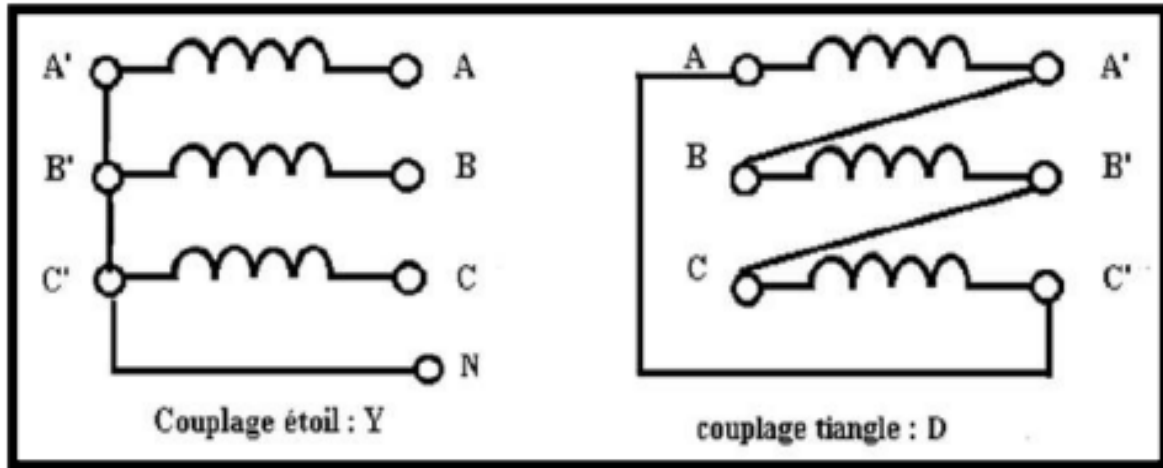


Figure I.13 : Couplage de primaire.

- Au secondaire les enroulements peuvent être couplés de 3 manières différentes : étoile(y), triangle (d) et zigzag (z) :

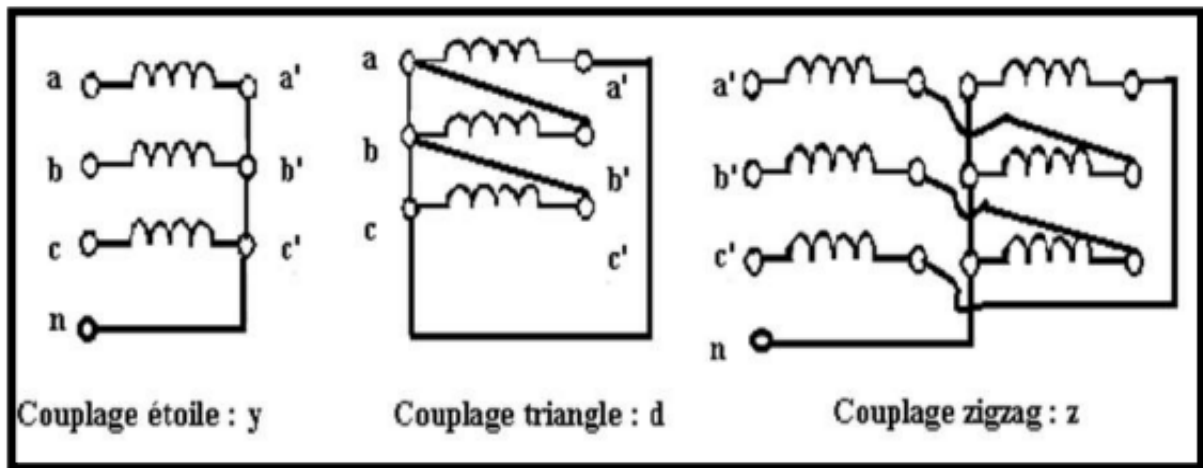


Figure I.14 : Couplage de secondaire.

## 1.7. Caractéristiques et symboles

### 1.7.1. La plaque signalétique (lecture et décodage)

C'est la plaque qui permet d'indiquer les principales caractéristiques et branchements du transformateur, plus particulièrement : les valeurs assignées de la puissance, des tensions primaires et secondaires, la fréquence d'emploi, les courants primaire et secondaire et le couplage des enroulements, la tension de court-circuit en %. L'indication de couplage des enroulements permet d'effectuer le branchement en cas de mise en parallèle de plusieurs transformateurs [9].

- La puissance apparente nominale  $S_n$

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_1 \cdot I_1 = \sqrt{3} \cdot U_2 \cdot I_2 \quad (1.2)$$

- Les tensions primaire et secondaire composées ou entre phases  $U_{1n}$  et  $U_{2n}$
- Les intensités des courants secondaires en ligne  $n I_2$
- Le facteur de puissance secondaire  $\cos\phi$  : c'est la valeur du facteur de puissance de la charge pour un fonctionnement nominal. La tension de court-circuit (en %)
- Le rapport de transformation  $m$

$$m = \frac{U_{20}}{U_{10}} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{I_2}{I_1} \quad (1.3)$$

- L'indice horaire  $i$ .
- Le type de refroidissement du transformateur

## I-8. Refroidissement d'un transformateur

Lors de son fonctionnement, le transformateur de puissance s'échauffe considérablement. Il est alors nécessaire d'avoir un bon système de refroidissement de ce transformateur pour pouvoir délivrer le maximum de puissance.

### I.8.1. Causes de l'échauffement

L'échauffement des transformateurs est dû essentiellement aux :

- ❖ Les pertes dues à l'effet Joule dans les enroulements
- ❖ Les pertes par Hystérésis et par courants de Foucault dans le circuit magnétique.

Ceux-ci entraînent une perte d'énergie au niveau du transfo d'où une baisse du rendement. Il y a aussi une diminution des qualités diélectriques des éléments du transformateur et vieillissement prématuré des isolants qui constitue un risque dangereux. Alors, il existe un échauffement limite  $\theta_{max}$  pour une durée de vie prolongée des isolants :

- Pour les enroulements sans circulation d'huile  $T_{max} = 60^\circ$  ;
- Pour les enroulements avec circulation d'huile  $T_{max} = 65^\circ$  ;
- Pour les circuits magnétiques  $70^\circ < 75^\circ$ .

### I.8.2 Refroidissement du transformateur

Pour refroidir un transformateur de puissance, on a les solutions suivantes :

- ❖ Choisir des tôles à très faibles pertes avec circuit magnétique à joints appropriés ;
- ❖ Employer un refroidisseur adéquat à l'intérieur du transformateur.

#### I.8.2.1. Facteur de refroidissement

Les facteurs favorisant le refroidissement sont :

- Augmentation de la surface avec le fluide de refroidissement : à ailettes ou par radiateur ;
- Diminution de la température du fluide : refroidissement par hydro ou aéroréfrigérant ;
- Augmentation de la vitesse de circulation du fluide par l'intermédiaire d'une pompe de circulation.

### I.8.2.1. Mode de refroidissement

Le refroidissement se fait soit directement par air, soit au moyen d'un fluide intermédiaire comme de l'huile ou du pyralène dans lequel est plongé le transformateur.

#### a. Refroidissement à air

La partie active du transformateur (le circuit magnétique et les enroulements) est en contact direct avec l'air. L'air circule en circuit ouvert et la circulation s'effectue soit par tirage naturel, soit par ventilation forcée.

#### b. Refroidissement à huile ou à pyralène

Le fluide sert de diélectrique et d'échangeur de chaleur entre la partie active du transformateur et la partie froide servant de radiateur. Le choix du fluide dépend des conditions de sécurité et du milieu où se trouve le transformateur. C'est l'huile qui est le plus souvent utilisée à cause de sa masse volumique plus grande et résiste mieux à la chaleur. La figure suivante décrit la circulation du fluide dans un système de refroidissement avec aéroréfrigérant.

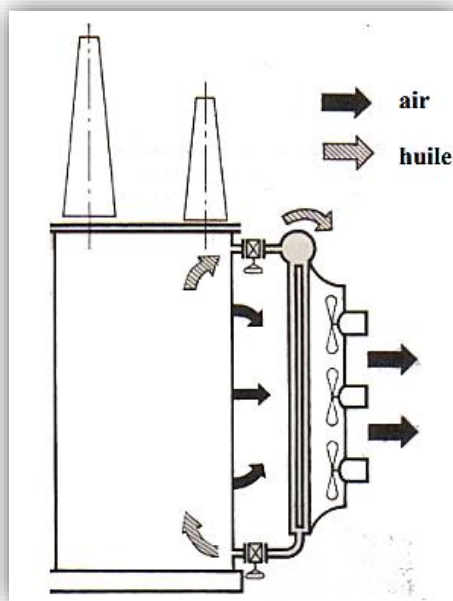
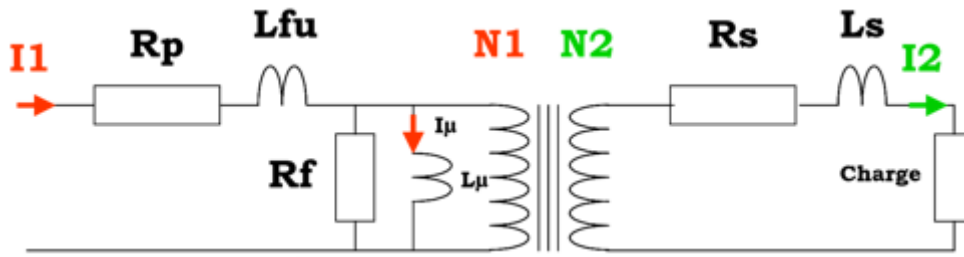


Figure I.15: Circulation de liquide de refroidissement dans un transformateur.

1.9. Modèles mathématiques et paramètres des transformateurs.

1.9.1. Modèle équivalent du transformateur :



$R_p$  = Résistance du primaire.

$L_{fu}$  = réactance de fuite du primaire.

$L_\mu$  = réactance magnétisante.

$R_f$  = résistance équivalente des pertes fer (par courants de Foucault et hystérésis)

$R_s$  = résistance du secondaire.

$L_s$  = réactance de fuite du secondaire.

- Remarques sur la résistance équivalente des pertes fer  $R_f$  :

Pour un matériau donné, une fréquence donnée et une épaisseur données, les pertes fer sont égales à :

$$P_f = k_f \times \beta m^2 \tag{I.4}$$

Où

$P_f$ = pertes fer (en w)

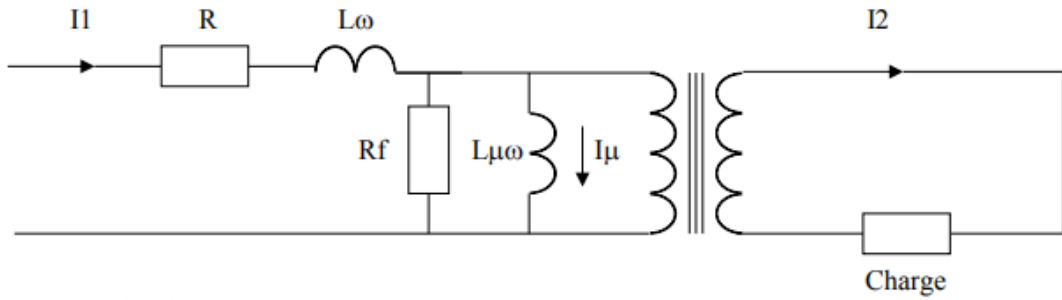
$K_f$ = poids de fer (en kg)

1.9.2 : Transfert d'impédance :

Compte tenu de l'égalité des puissances une impédance  $Z_s$  située au secondaire d'un transformateur de rapport  $n$  peut être remplacée par une impédance  $Z_p$  située au primaire :

$$Z_p = Z_s / n^2[5].$$

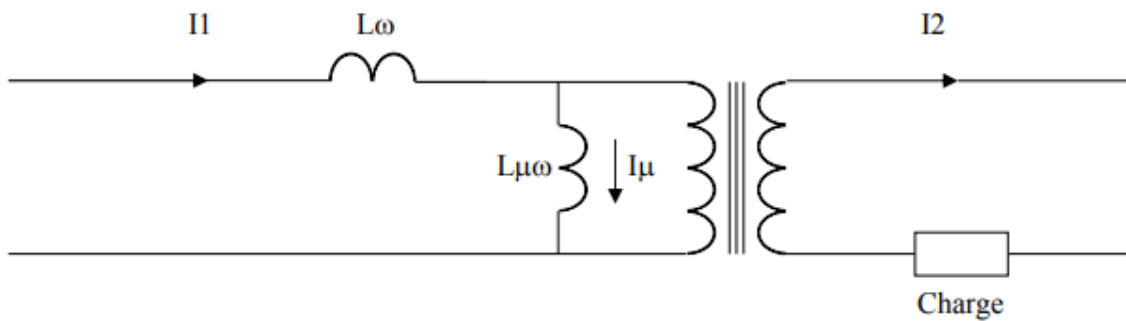
Le schéma devient :



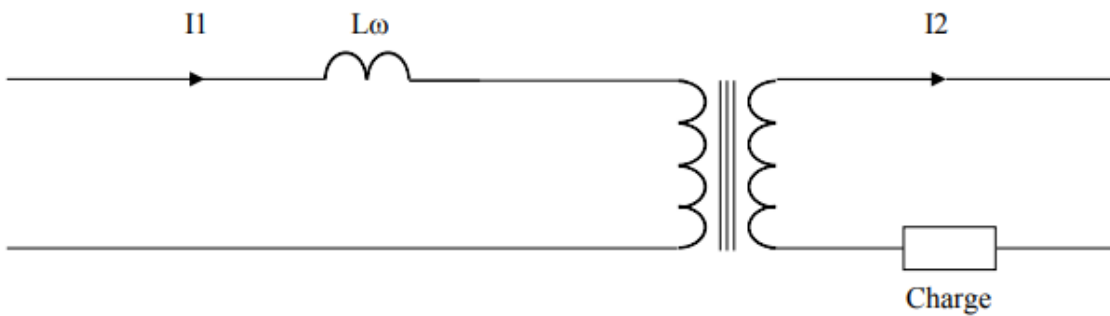
$$R = R_p + (R_s / n^2) \quad (I.5)$$

$$L_{\omega} = L_{p \omega} + (L_{s \omega} / n^2 \omega) \quad (I.6)$$

En négligeant R et Rf, le schéma devient :

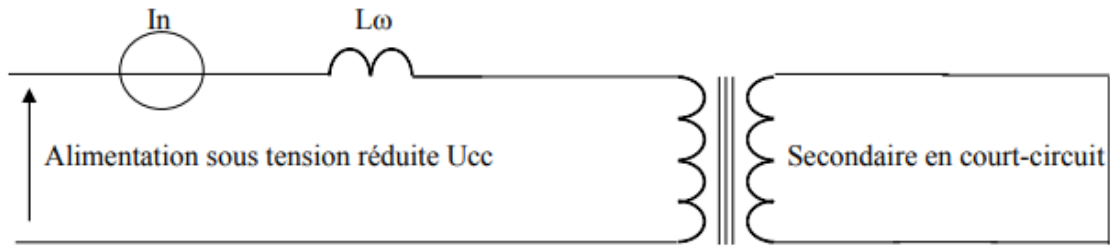


Lorsque le transformateur n'est pas saturé  $I_{\mu}$  est très faible de quelques % et peut donc être négligé, le schéma très simplifié devient alors :



Où  $L_{\omega}$  est la réactance de fuite.

Pour la déterminer, le schéma suivant est réalisé :

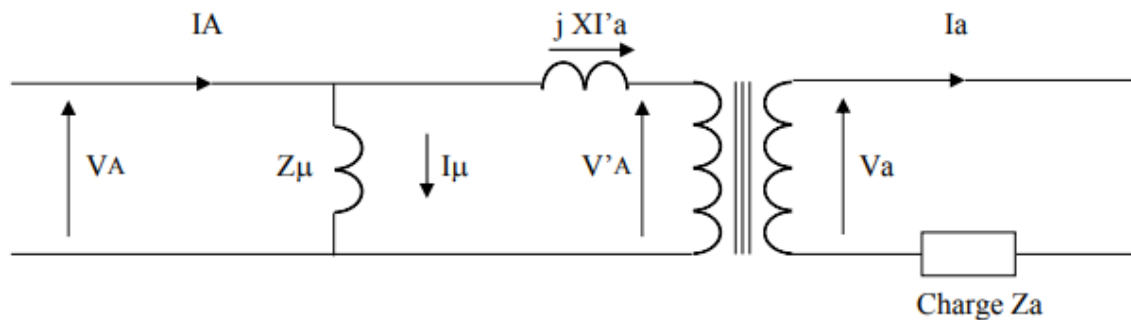


Le transformateur dont le secondaire est en court-circuit, est alimenté sous tension réduite, soit  $U_{cc}$  la tension pour obtenir un courant égal au courant nominal du transformateur :

Le rapport  $U_{cc} / U_n$  et la tension de court-circuit et s'exprime en %.

**1.9.3. Méthodes d'étude des transformateurs triphasés :**

**1.9.3.1. Méthodes de Schéma équivalent :**



$$V_A = (U / \sqrt{3}) \tag{I.7}$$

**1.9.3.2. Méthode de Boucherot :**

$$V_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) \div I'_2 \text{ ou } U_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) \div (I'_2 \sqrt{3})$$

$$I_1 = (\sqrt{P^2 + Q^2}) \div V_1 \text{ ou } I_1 = ((\sqrt{P^2 + Q^2}) \div V_1 \sqrt{3})$$

Note :

Le calcul peut être mené en monophasé ou en triphasé mais il devra être homogène (valeurs monophasés entre elles et triphasés entre elles)[5].

**I.10. Normes et réglementations applicables :**

**I.10.1. Présentation des normes :**

Les transformateurs de puissance sont régis par plusieurs normes et réglementations internationales qui garantissent leur conception, fabrication et exploitation sûres et efficaces.

Voici un tableau résumant quelques-unes des normes clés dans ce domaine :

Norme	Description
IEC 60076	Norme internationale pour les transformateurs de puissance, couvrant les aspects de conception, de tests et de performances.
IEEE C57.12	Norme de l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) pour les transformateurs de puissance, incluant les méthodes d'essai et les exigences de performance.
ISO 9001	Norme de management de la qualité qui peut s'appliquer à la fabrication des transformateurs, garantissant des processus de production fiables et cohérents.
ISO 14001	Norme pour les systèmes de management environnemental, importante pour la fabrication responsable et durable des transformateurs.
IEC 61558	Norme pour les transformateurs utilisés dans les équipements électroniques et les alimentations, spécifiant les exigences de sécurité et de performance.

**Tableau II. Normes Internationales et Industrielles pour les transformateurs de puissance.**

### **I.10.2. Importance de la conformité aux normes :**

La conformité aux normes est essentielle pour assurer la fiabilité et la sécurité des installations électriques. Les normes, telles qu'IEC et IEEE, établissent des critères stricts de conception, de fabrication et de performance, garantissant des produits cohérents et de haute qualité. Cela minimise les risques de défaillance, réduit les coûts de maintenance et améliore la durée de vie des équipements. En suivant ces normes, les installations électriques peuvent fonctionner de manière optimale, prévenir les incidents et assurer la sécurité des utilisateurs. La conformité renforce également la confiance des consommateurs et des régulateurs dans les systèmes électriques.

### **Conclusion :**

Dans ce chapitre nous avons étudié quelques généralités sur les transformateurs de puissance, on a appris le mode de fonctionnements général et les paramètres électriques de ces appareils avec leur rôle essentiel dans la distribution afin de minimiser les pertes d'énergie.

## **Chapitre II :**

---

Introduction aux différents types de protections et principe de la protection différentielle.

---

## **I. Introduction :**

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 disfonctionnement du transformateur, donc il en résulte des conséquences défavorables. Dans ce chapitre, nous étudierons plusieurs protections en se basant sur la protection différentielle des transformateurs des puissances, comment les modéliser au sein de l'installation électrique, et comment étudier leurs évolutions lors de défauts électriques de natures diverses.

## **II. Système de protection :**

### **II.1. Définition et rôle de la protection :**

Un système de protection électrique, garant de la sécurité et de la fiabilité joue un rôle important dans la sécurisation et la pérennisation d'un réseau électrique. Il se compose d'une panoplie de dispositifs intelligents qui surveillent et protègent en permanence le réseau contre les incidents potentiels.

Sa mission principale est double :

- **Garantir la sécurité des personnes** en les prémunissant contre tout danger d'origine électrique, comme les électrocutions ou les incendies.
- **Préserver l'intégrité du matériel** en limitant les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles il est soumis [6].

### **II.2. Constitution d'un système de protection :**

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

- Capteurs électriques mesurant courant et tension afin de détecter rapidement les défauts du système
- Relais de protection, chargé de la surveillance permanent de divers paramètres du réseau électrique (tension, courant, fréquence) et déclenchent des actions correctives en cas de dépassement des seuils de sécurité
- Disjoncteurs, interrupteurs et fusibles (organes de coupure) coupent le courant pour éliminer rapidement les défauts électriques [6].

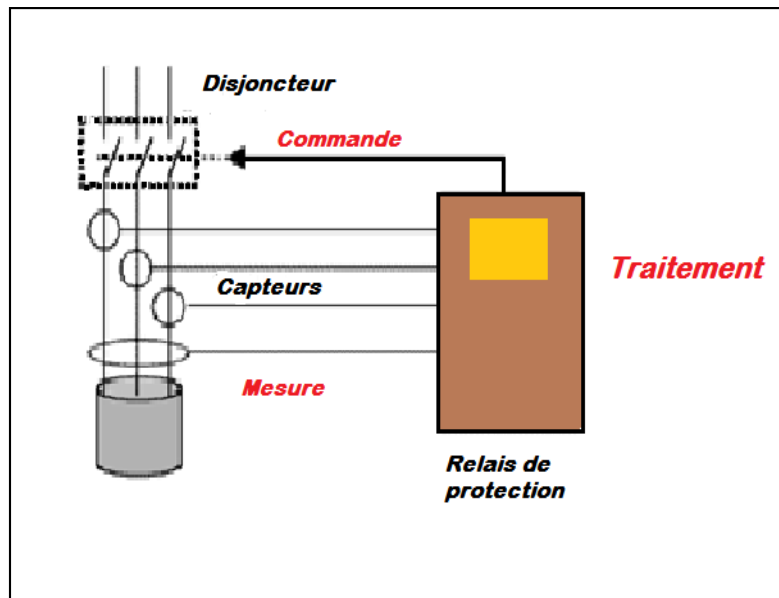


Figure II.1: chaîne de protection

Le principal objectif de la protection des transformateurs de puissance peut être résumé comme suit :

- Protéger le transformateur contre les dysfonctionnements externes tels que :
- Diverses situations à court terme,
- Une augmentation de la tension,
- Une surcharge.
- La protection du réseau électrique connecté au transformateur.
- La protection des parties entourant le transformateur en cas de défaut.
- Surveiller le fonctionnement des transformateurs et réduire au maximum les risques au moment du dysfonctionnement.

### II.3. Qualités principales d'un système de protection :

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission, il doit présenter les qualités suivantes :

- **Rapidité** : pour éviter l'augmentation de la zone perturbée.
- **Sensibilité** : doit détecter la moindre variation des paramètres de l'élément surveillé.
- **Fiabilité** : un système de protection doit être précis dans ces décisions.
- **Sélectivité** : isoler seulement l'élément en défaut [7].

## **II.4. Types de défauts et analyse des phénomènes transitoires :**

En générale Ya deux types de défauts dans un transformateur de puissance internes et externes :

### **II.4.1. Défauts internes :**

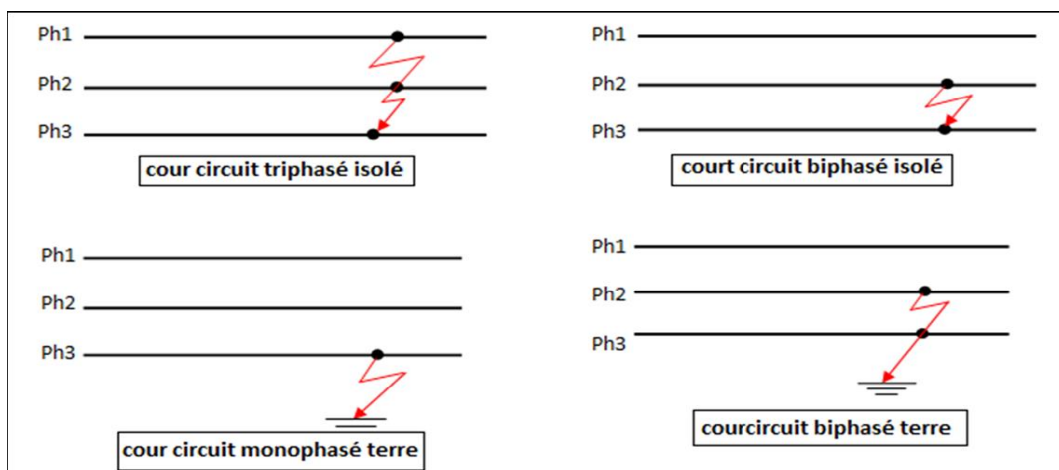
#### **II.4.1.1. Court-circuit :**

##### **A. Définition :**

Le court-circuit, phénomène redouté dans les installations électriques, se caractérise par un contact franc entre deux conducteurs de phases différentes ou entre une phase et la terre. Ce contact peut être biphasé, triphasé ou phase-terre, et se présente sous différentes formes : franc, franc avec amorçage ou évolutif.

Plusieurs types de court-circuit peuvent se produire :

- **Court-circuit monophasé** : Il correspond à un défaut entre une phase et la terre, c'est le plus fréquent.
- **Court-circuit triphasé** : Il correspond à la réunion des trois phases, c'est le courant de CC le plus élevé.
- **Court-circuit biphasé isolé** : Il correspond à un défaut entre deux phases. Le courant résultant est plus faible que dans le cas du défaut triphasé, sauf lorsqu'il se situe à proximité immédiate d'un générateur.
- **Court-circuit biphasé terre** : Il correspond à un défaut entre deux phases et la terre (figure II .2)



**Figure II.2: Différent types de court-circuit**

##### **B. Les effets et les conséquences d'un court-circuit :**

Un court-circuit dans un transformateur peut avoir des conséquences désastreuses et coûteuses.

❖ Impact sur le transformateur :

- Échauffement intense pouvant l'endommager gravement, voire le faire exploser.
- Déformation des conducteurs et des composants due aux forces électromagnétiques élevées.
- Fusion des conducteurs.

❖ Conséquences au-delà du transformateur :

- Interruption de la production d'électricité, affectant les installations et les industries.
- Risques d'incendie et d'explosion, menaçant la sécurité des personnes et des biens.
- Coûts élevés de réparation et de remplacement des équipements électriques endommagés.

#### **II.4.1.2. Surcharges :**

##### **A. Définition :**

La surcharge électrique représente un risque potentiel pour la stabilité et la durabilité des équipements électriques tels que les transformateurs. Ce phénomène survient lorsque le courant dépasse la capacité nominale du transformateur, entraînant une augmentation du flux électrique dans le circuit. Les surcharges peuvent résulter de divers facteurs tels qu'une demande excessive en énergie ou une utilisation simultanée de multiples charges.

##### **B. Les effets et les conséquences de la surcharge :**

Les surcharges électriques présentent des risques importants pour les transformateurs et les installations électriques, pouvant entraîner :

- Détérioration de l'isolation des composants et réduction de la durée de vie du transformateur
- Interruptions inattendues de service et perturbations de l'alimentation électrique
- Risques d'incendie et d'explosion en cas de défaillance grave.

#### **II .4.1.3. Défauts d'isolement :**

##### **B. Définition :**

Le défaut d'isolement dans un circuit électrique protégé par un disjoncteur différentiel se traduit par une fuite de courant vers la terre. Cette anomalie peut être due à divers facteurs, tels qu'une fissure dans l'isolation d'un câble, un appareil électrique défectueux ou une personne en contact avec un fil sous tension.

### **C. Les effets et les conséquences d'isolement :**

#### **❖ Effets :**

- **Risque d'électrocution :** Le disjoncteur différentiel peut ne pas fonctionner correctement, exposant les personnes à un danger mortel en cas de fuite de courant.
- **Risque d'incendie :** Des étincelles et des courts-circuits peuvent se produire, augmentant la probabilité d'un départ de feu.
- **Surcharges et échauffements :** Le courant circule de manière incontrôlée, surchargeant les câbles et les appareils, ce qui peut causer des dommages importants.
- **Détérioration des équipements :** L'isolation défectueuse fragilise les câbles et les appareils électriques, réduisant leur durée de vie et augmentant le risque de pannes.

#### **❖ Conséquences :**

- **Danger pour la vie des personnes :** L'électrocution peut entraîner des blessures graves, voire mortelles.
- **Dommages matériels :** Un incendie peut causer des pertes importantes et détruire des biens.
- **Interruptions de service :** Les pannes électriques peuvent perturber l'activité des entreprises et des foyers.
- **Coûts de réparation :** La réparation des dommages causés par un défaut d'isolement peut être onéreuse

#### **II.4.1.4. Décharges partielles :**

##### **A. Définition :**

Sont des phénomènes électriques caractérisés par des court-circuit localisés et momentanés dans l'isolation d'un composant électrique. Ces court-circuit ne provoquent pas nécessairement la rupture immédiate de l'isolation, mais ils peuvent s'aggraver avec le temps et conduire à des défaillances majeures si elles ne sont pas détectées et traitées à temps.

**B. Effets et conséquences des décharges partielles :**

❖ **Effets :**

- Vieillessement de l'isolation (dégradation par la chaleur, vibrations, surtensions, polluants)
- Contamination de l'isolation (poussières, humidité, contaminants)
- Défauts de fabrication de l'isolation

❖ **Conséquences :**

- Dégradation de l'isolation (fragilisation, augmentation du risque de panne)
- Surchauffe des composants (points chauds, dégradation accélérée)
- Risque d'incendie (étincelles)
- Pannes imprévues des équipements électriques (coûts économiques)

**II.5. Les différents types de la protection d'un transformateur de puissance :**

**II.5.1. Protections contre les défauts internes**

**II.5.1.1. Protection par relais du BUCHOLZ :**

Le relais bucholz est un dispositif de sécurité monté sur les transformateurs de puissance à bain d'huile, il est utilisé comme un dispositif de protection sensible aux événements qui se produisent lors d'un défaut diélectrique (défaut d'isolement) à l'intérieur de l'équipement. [8],[9],[10].

Le relais est placé dans le tube reliant la cuve de transformateur et son conservateur d'huile, le transformateur est conçu de manière que tout gaz se formant dans la cuve remonte rapidement vers le conservateur en passant par le relais.



Figure II.3: Relais de Bucholz

❖ Principe

de Fonctionnement :

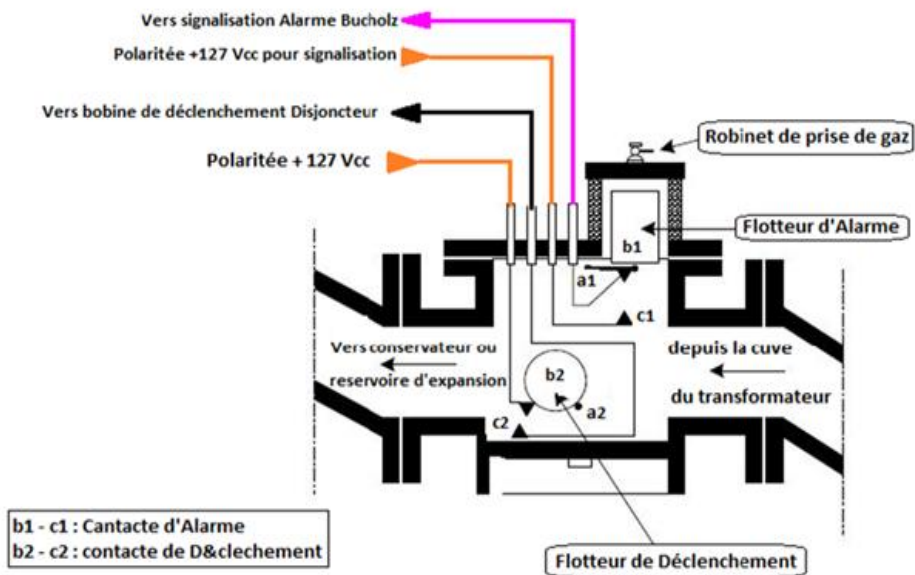
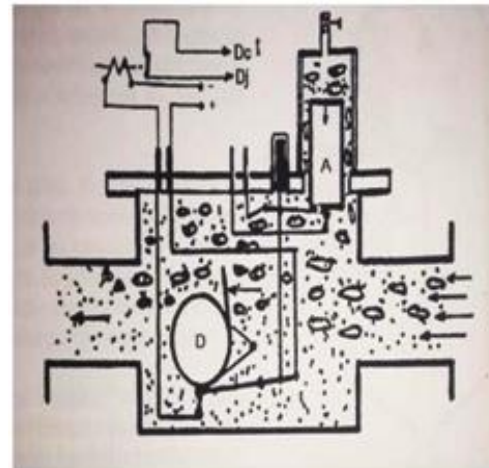
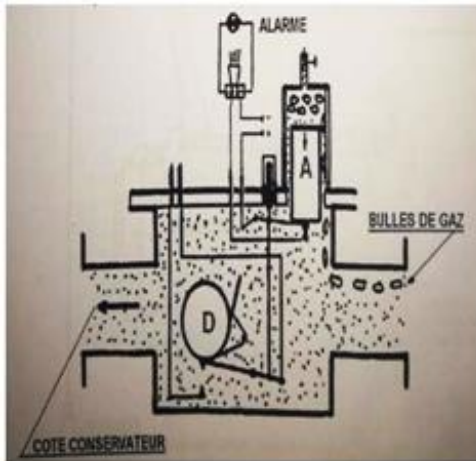


Figure II.4 : Principe fonctionnement du relais Bucholz

À l'intérieur du corps du relais (voir **Figure II.4**), se trouvent deux flotteurs, **b1** et **b2**, pivotant autour des axes **a1** et **a2** respectivement, et contrôlant les contacts **c1** et **c2**. Ces contacts, lorsqu'ils se ferment (ou s'ouvrent sur commande), activent chacun un circuit spécifique.

Le circuit associé au contact **c1** déclenche un signal d'alarme. Quant au circuit du contact **c2**, il commande la bobine de déclenchement du disjoncteur.

- ❖ **Cas d'avaries peu graves** : Lorsqu'une avarie mineure survient, le dispositif de détection des gaz, communément appelé "Bucholz", est activé par l'émission de bulles de gaz (illustré dans la **Figure II.10**) émanant du transformateur. Cette émission de gaz entraîne une diminution du niveau d'huile à l'intérieur du corps du relais, provoquant ainsi une rotation du flotteur **b1** autour de son axe **a1**. En fonction du volume de gaz détecté, le contact **c1** se ferme. Le déclenchement de l'alarme se produit alors dans un laps de temps proportionnel à l'intensité et à la vitesse de l'émission de gaz, et donc à la sévérité de la défaillance. À noter que le flotteur **b2**, immergé en permanence dans l'huile, reste insensible à ce phénomène.
- ❖ **Cas d'une avarie grave** : Un dégagement gazeux significatif (référéncé dans la **Figure (II.5)** résultant de défauts critiques à l'intérieur du transformateur induit un déplacement de l'huile du transformateur vers le conservateur. Ce mouvement entraîne un basculement du flotteur **b2**, engendrant la fermeture du contact **c2**. Ce contact agit sur le circuit de la bobine de déclenchement, initiant ainsi l'ouverture des disjoncteurs. Cette réaction coordonnée des deux contacts, en réponse au dégagement gazeux accompagnant un défaut, assure une détection rapide de toute anomalie susceptible de se produire dans le transformateur.



zeux violent

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

#### II.5.1.2. Protection masse cuve :

Une méthode efficace de protection contre les défauts internes du transformateur consiste en l'utilisation d'un relais de détection de défaut à la masse de la cuve (voir Figure II.07). Pour ce faire, il est nécessaire d'isoler la cuve du transformateur, ses accessoires et ses circuits auxiliaires du sol à l'aide de joints isolants. La mise à la terre de la cuve principale du transformateur est effectuée via une seule connexion courte qui traverse un transformateur de courant (TC) à tort, permettant ainsi de mesurer le courant de fuite vers la terre.

Tout défaut survenant entre la partie active du transformateur et sa cuve est détecté par un relais de courant alimenté par le TC. Ce relais déclenche instantanément les disjoncteurs primaires et secondaires du transformateur en cas de besoin [11].

Lors du contrôle de l'isolement de la cuve de terre, l'intervenant doit avoir un régime de réquisition, le transformateur doit être balisé afin qu'aucun personnel ne touche la cuve de celui-ci.

La protection masse cuve protège les transformateurs contre les défauts :

- Entre l'enroulement HT (coté réseau) et la cuve du transformateur,
- Le contournement ou le claquage d'une borne, etc.

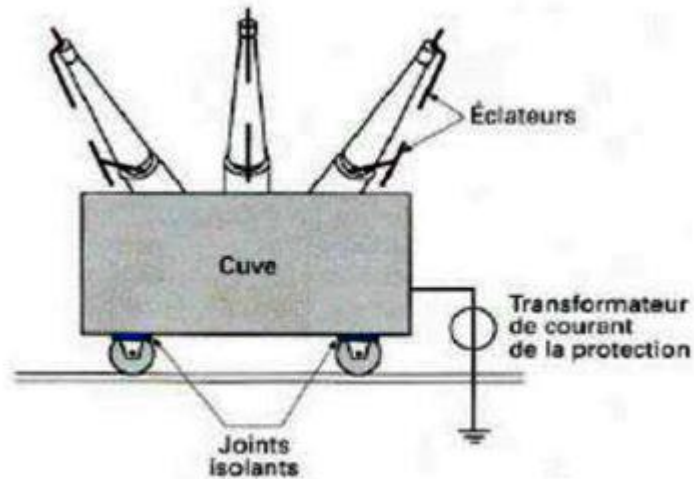


Figure II.7 : protection de masse cuve

### II.5.1.3.Soupape de surpression

En cas de défaut interne dans la cuve et de dégradation de l'isolant, un arc électrique peut se former dans les zones affectées, entraînant un échauffement de l'huile. Une partie de cette huile peut se vaporiser, augmentant ainsi la pression à l'intérieur de la cuve. Si cette pression dépasse les limites sécuritaires, il existe un risque de rupture de la cuve.

Pour prévenir cette situation, une soupape de décharge est installée pour contrôler et limiter la pression à l'intérieur du transformateur, réduisant ainsi le risque d'explosion du dispositif [8].



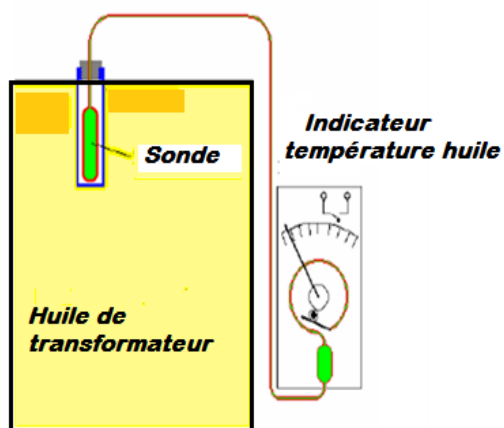
Figure II.8 : Soupape de surpression " pressure relief "

**Description détaillée des éléments :**

- **ALARME OPTIONNELLE** : Cette étiquette indique que l'alarme est facultative et qu'elle peut être installée ou non sur l'appareil.
- **INTERRUPTEUR À SEMAPHORE** : Cet interrupteur a une poignée qui peut être basculée dans deux positions : "marche" et "arrêt". La position de la poignée indique l'état de l'appareil.
- **BROCHE INDICATRICE** : Cette broche indique l'état de l'appareil. Lorsqu'elle est enfoncée, l'appareil est en marche. Lorsqu'elle est sortie, l'appareil est à l'arrêt.
- **CONNEXION ÉLECTRIQUE** : Cette connexion permet de raccorder l'appareil à une source d'alimentation électrique.
- **COUVERCLE** : Ce couvercle protège les composants internes de l'appareil.
- **BRIDE** : Cette bride permet de fixer l'appareil à une surface.

**II.5.1.4. Protection par indicateur de température de l'huile :**

Une sonde submergée dans la cuve est utilisée pour mesurer la température de l'huile du transformateur. Cette sonde est connectée à un dispositif indicateur voir (Figure II.9), lequel est pourvu de deux contacts réglables : l'un pour signaler une alarme et l'autre pour déclencher une action.

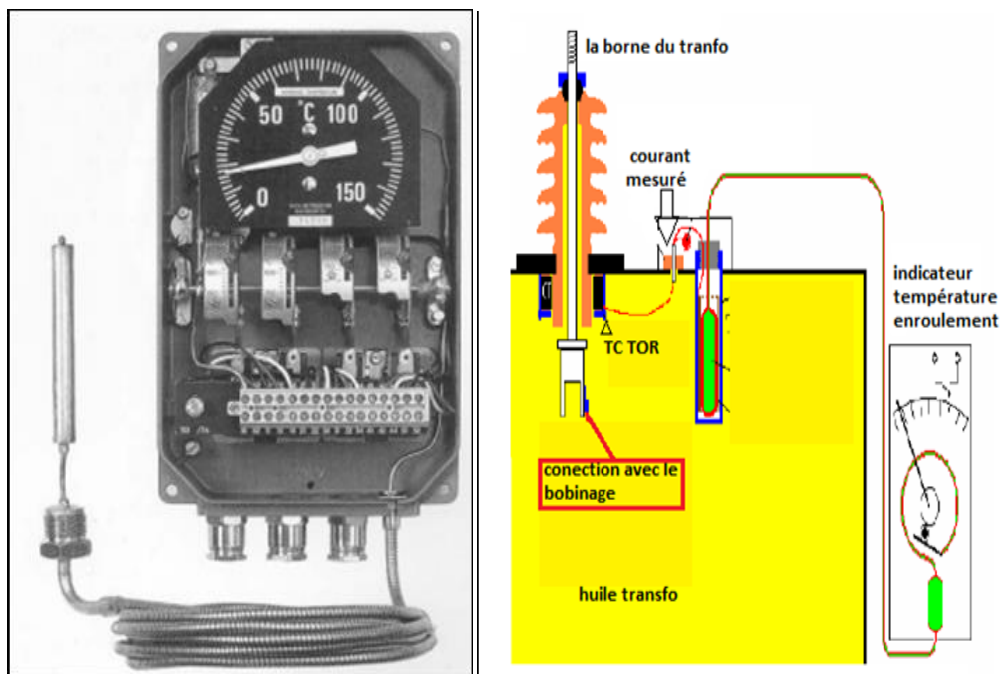


**II.5.1.5. Protection par indicateur de température de l'enroulement (image thermique) :**

La méthode de protection à travers un indicateur de température d'enroulement (voir Figure (II.10)) repose sur un principe similaire à celui de la protection basée sur la température de l'huile, mais elle implémente une sonde thermométrique alimentée par un courant proportionnel à la charge du transformateur. Cette sonde, munie d'une résistance chauffante, est alimentée par un transformateur de courant Buching (TC TOR) situé sur la traverse de la phase

**Figure II.9 : Principe fonctionnement d'indicateur de température huile**  
4 de l'enroulement que l'on souhaite surveiller pour sa température.

Le dispositif comporte quatre contacts, deux pour les alarmes et deux pour activer le système de refroidissement, tel que des ventilateurs ou des pompes, adaptés au mode de refroidissement employé [8], [9].



**Figure II.10 : Principe fonctionnement d'indicateur de température d'enroulement**

## II.5.2. Protections contre les défauts externes :

### II.5.2.1. Protection des surtensions :

La protection contre les surtensions son principale but est de maintenir la continuité du service et réduire à un niveau acceptable les risques que courent les individus ainsi le matériel. Pour cela on utilise des protections telles que les éclateurs, parafoudres ...etc [12].

**a. Parafoudre :** permettent de se débarrasser de ce comportement néfaste car ils présentent un comportement réversible. Ce sont des résistances fortement non-linéaires qui présentent une diminution importante de leur résistance interne au-dessus d'une certaine valeur de tension aux bornes.

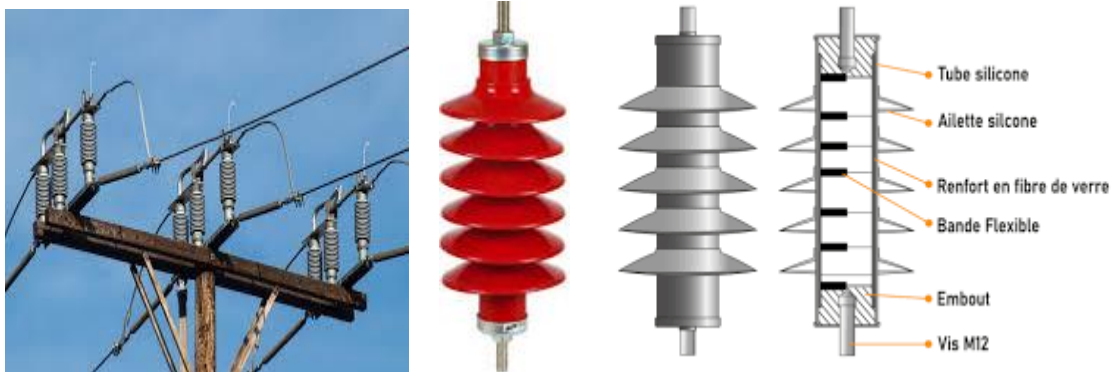


Figure II.11 : Parafoudres

**b. Eclateur :** est un dispositif simple constitué de deux électrodes dans l'air. La limitation de tension aux bornes est effectuée par l'amorçage d'intervalle d'air.



Figure II.12 : Eclateurs

**II.5.2.2. Protection à maximum de courant phase :**

En général le transformateur HTB/HTA sera protégé par deux protections à maximum de courant,

Protection coté haute tension (HTB) et Protection coté moyenne tension (HTA) [11].

**a. Protection à maximum de courant coté HTB :**

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

$$I_{\text{réglage}} = 2I_{n1} \quad (\text{II.1})$$

Avec :

$$\text{Temps} = 2,5 \text{ s}$$

$I_{n1}$  : est le courant nominal du transformateur côté HT [12].

**b. Protection à maximum de courant coté HTA :**

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

$$I_{\text{réglage}} = (1,3 - 1,4) I_{n2} \quad (\text{II.2})$$

Avec :

$$\text{Temps} = 2,0 \text{ s}$$

$I_{n2}$ : est le courant nominal du transformateur côté MT.

-Le choix du temps d'intervention est déterminé aussi bien par l'impératif d'assurer la sélectivité avec la protection de la ligne MT que par la nécessité de permettre la surcharge du transformateur durant de courts laps de temps, suffisants à l'accomplissement des transferts de charge [11].

**II.5.2.3. Protection neutre MT :**

Ce relais est prévu pour assurer la protection de la liaison reliant les bornes du transformateur et les barres MT contre les défauts à la terre. Il réalise aussi le secours du seuil homopolaire des protections des départs MT. Le réglage de cette protection est choisi inférieur au courant de réglage homopolaire du départ MT le plus bas réglé :

$$I_r = 0.95 \times I_{RH} \quad (\text{II.3})$$

$$\text{Avec : } T = T_{MT} + \Delta T$$

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

L'action de cette protection est instantanée. Son seuil de fonctionnement est choisi égal à 5 % du courant de défaut monophasé au primaire du transformateur (coté HT) [13].

$$I_r = 0.05 \times I_{CCMONO} \quad (\text{II.4})$$

Avec :  $T = 0 \text{ S}$

#### **II.5.2.4. Protection 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. Sa gamme de réglage est choisie de telle façon à pouvoir régler l'image d'un courant de 5A vu au primaire des TC [13].

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 MT.

$$I_{R,HT} = 5 \text{ A} \quad T = 5 \text{ S}$$

La relation qui donne le courant de court-circuit monophasé à la terre est :

$$I_{CC} = \frac{\sqrt{3} \times U}{2 \times Z_d \times Z_h + 3 \times (R_n + R_{def})} \quad (\text{II.5})$$

Avec :

U : La tension du réseau.

$Z_d, Z_h$ : Respectivement les impédances directe et homopolaire.

$R_n$ : Résistance de mise à la terre du neutre MT du transformateur.

$R_{def}$  : Résistance de défaut

#### **II.5.2.5. La protection différentielle :**

La protection différentielle s'applique sur la protection des transformateurs de puissance. L'application est basée sur le courant de Kirchhoff loi aux nœuds. Son principe est basé sur la comparaison des courants entre le primaire et le secondaire du transformateur de puissance. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller fournir les courants au relais, qui sont le courant de fonctionnement (ID) et le courant de restriction (IR). La figure (II.13) illustre le Schéma de protection différentielle pour un transformateur. Les courants de fonctionnement et de restriction sont définis comme :

$$i_D = i_1 - i_2 \quad (\text{II.6})$$

$$i_R = (i_1 + i_2) / 2$$

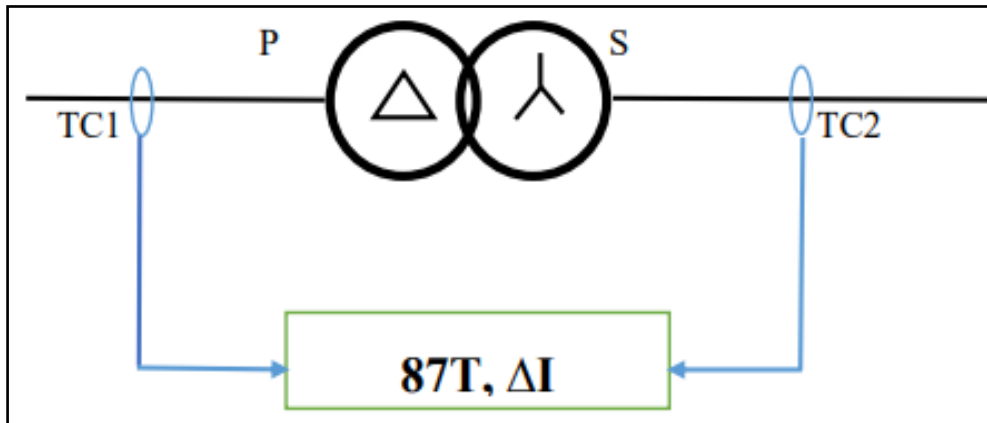


Figure II.13 : Principe fonctionnement de la protection différentielle

Lors de l'extension de ce qui précède à un transformateur triphasé, dans des conditions de fonctionnement normales, les TC transforment les courants primaire et secondaire après avoir pris en compte les rapports de transformation, de sorte qu' $i_1$  et  $i_2$  sont presque identiques. Pour un transformateur connecté primaire / secondaire Y /  $\Delta$ , les TC sont connectés  $\Delta$  / Y de rapport approprié.

Les transformateurs de courant sur le marché ont leurs propres normes de fabrication pour le rapport de tour et donc la sélection appropriée des TC pour la protection des transformateurs joue un rôle très important. Depuis, le rapport de transformation des transformateurs est le rapport entre le nombre de tours du côté primaire et le nombre de tours du côté secondaire. Par conséquent, le rapport de rotation du transformateur de courant primaire est  $\frac{1}{N_1}$  et le rapport de rotation du transformateur de courant côté secondaire est  $\frac{1}{N_2}$ .

Le courant secondaire du TC situé sur le côté primaire du transformateur de puissance est :

$$\frac{I_p}{N_1} \quad (\text{II.7})$$

Où :

$I_p$ : Le courant côté primaire du transformateur de puissance.

$I_1$ : Le courant du côté secondaire de TC1.

$N_1$ : Le nombre de tours du côté secondaire de TC1.

De la même manière pour le TC situé du côté secondaire du transformateur de puissance, le courant secondaire du TC est :

$$I_2 = \frac{I_s}{N_2} \quad (\text{II.8})$$

Où :

$I_s$ : Le courant côté secondaire du transformateur de puissance.

$I_2$ : Le courant du côté secondaire de TC2.

$N_2$ : Le nombre de tours côté secondaire de TC2.

Puisque le courant différentiel est:  $I_d = I_1 - I_2$  alors, d'après l'équation (II.7) et l'équation (II.5), le courant différentiel circulant dans le courant de la bobine de fonctionnement du relais  $I_d$  peut être calculé comme suit:

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} - \frac{I_s}{N_2} \quad (\text{II.9})$$

S'il n'y a pas de défaut interne dans la zone protégée du transformateur de puissance, les courants  $I_1$  et  $I_2$  sont supposé égal en amplitude et en sens inverse. Cela signifie que le courant différentiel  $I_d = 0$ . Les courants côté primaire et secondaire du transformateur de puissance sont liés l'un à l'autre par l'équation (II.10) :

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_s}{N_p} \quad (\text{II.10})$$

Où :

$N_s$  et  $N_p$  : nombre de spires des côtés primaire et secondaire du transformateur de puissance, respectivement.

$\frac{N_s}{N_p}$ : Le rapport de transformation du transformateur de puissance.

D'après l'équation (II.7), le courant secondaire par rapport au courant primaire du transformateur de puissance est :

$$I_s = \frac{I_p}{N_s} \quad (\text{II.11})$$

Par conséquent, en manipulant les équations (II.9) et (II.11) :

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} - I_p \cdot \frac{\frac{N_p}{N_s}}{N_2}$$

$$\lambda = 1 - \frac{\frac{N_p}{N_s}}{N_1}$$

$$I_d = \frac{I_p}{N_1} \lambda \tag{II.12}$$

D'après l'équation (II.9), il est évident que le terme  $\lambda$  doit être égal à zéro pour faire :

$$I_d = 0$$

$$1 - \frac{\frac{N_p}{N_s}}{N_1} = 0 \tag{II.13}$$

$$\frac{N_2}{N_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

L'équation (II.13) indique la condition de sélection des tours TC :

Puisque le rapport de transformation du transformateur crée différentes amplitudes de courants sur les côtés primaires et secondaires, pour la protection, les TC du schéma différentiel doivent être correctement sélectionnés. Dans le cas où le rapport exact des TC n'est pas disponible, des TC d'interposition peuvent être déployés. Cependant, il convient de prendre soin en compte la charge supplémentaire qu'ils imposent. Le même argument est appliqué pour les transformateurs triphasés (3 $\Phi$ ), sauf que des problèmes supplémentaires peuvent apparaître dans transformateurs de multi phase. Dans le cas des transformateurs triphasés, les connexions étoile / triangle ou triangle / étoile utilisées sur Les côtés primaire / secondaire doivent être pris en charge en connectant un triangle / étoile ou étoile / triangle des transformateurs de courant employé dans le système de protection [14].

Le fonctionnement de la protection différentielle du transformateur doit faire face aux différentes contraintes durant le fonctionnement normal du système, ou on doit éviter toute déclenchement intempestif de l'élément, les contraintes en question sont :

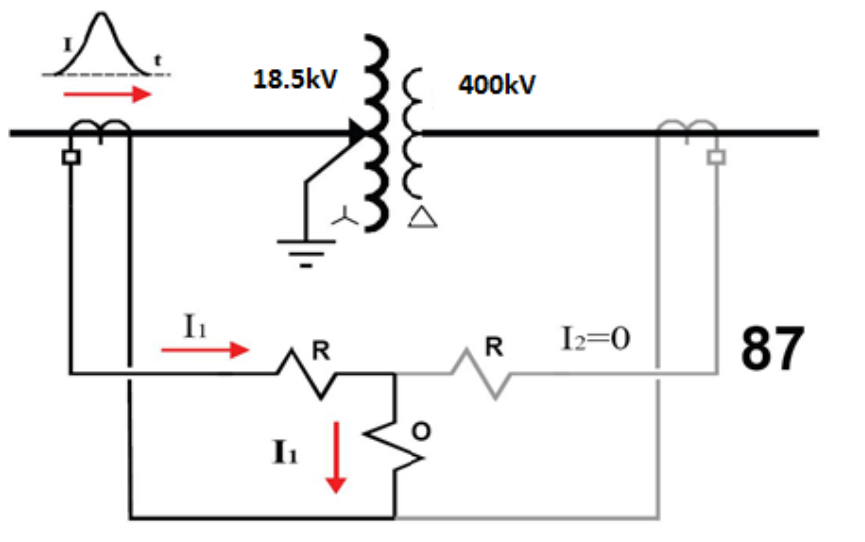
- Courant d'enclenchement.
- Saturation transitoire de noyau.
- Mode de couplage de transformateur.
- Rapport de transformation différent.
- Inexactitude inhérente au TC

**a. Courant d'enclenchement :**

La mise sous tension du transformateur provoque une surintensité transitoire d'enclenchement qui peut atteindre jusqu'à dix ( $10 \cdot I_n$ ) fois le courant nominal. Ce courant n'est perçu que par l'enroulement primaire.

La protection différentielle doit donc posséder un mécanisme qui lui permet de détecter ce courant afin d'éviter de déclencher inutilement le transformateur.

Le courant d'enclenchement est perçu comme un courant de défaut par la protection différentielle car ce courant apparait dans le primaire mais pas au secondaire, un courant différentiel ( $\Delta I$ ) important sera détecté et provoque un déclenchement, Il est donc essentiel de bloquer la fonction différentiel si on veut éviter un déclenchement intempestif lors de l'énergisation. La (figure II.14) montre l'apparition de ce courant dans le transformateur et le processus de détection.



**Figure II.14 : Détection de courant d'enclenchement**

Le constructeur de transformateur offre une courbe de courant d'enclenchement « inrush current » qui permet d'avoir la valeur ou la magnitude et la durée de ce courant. «

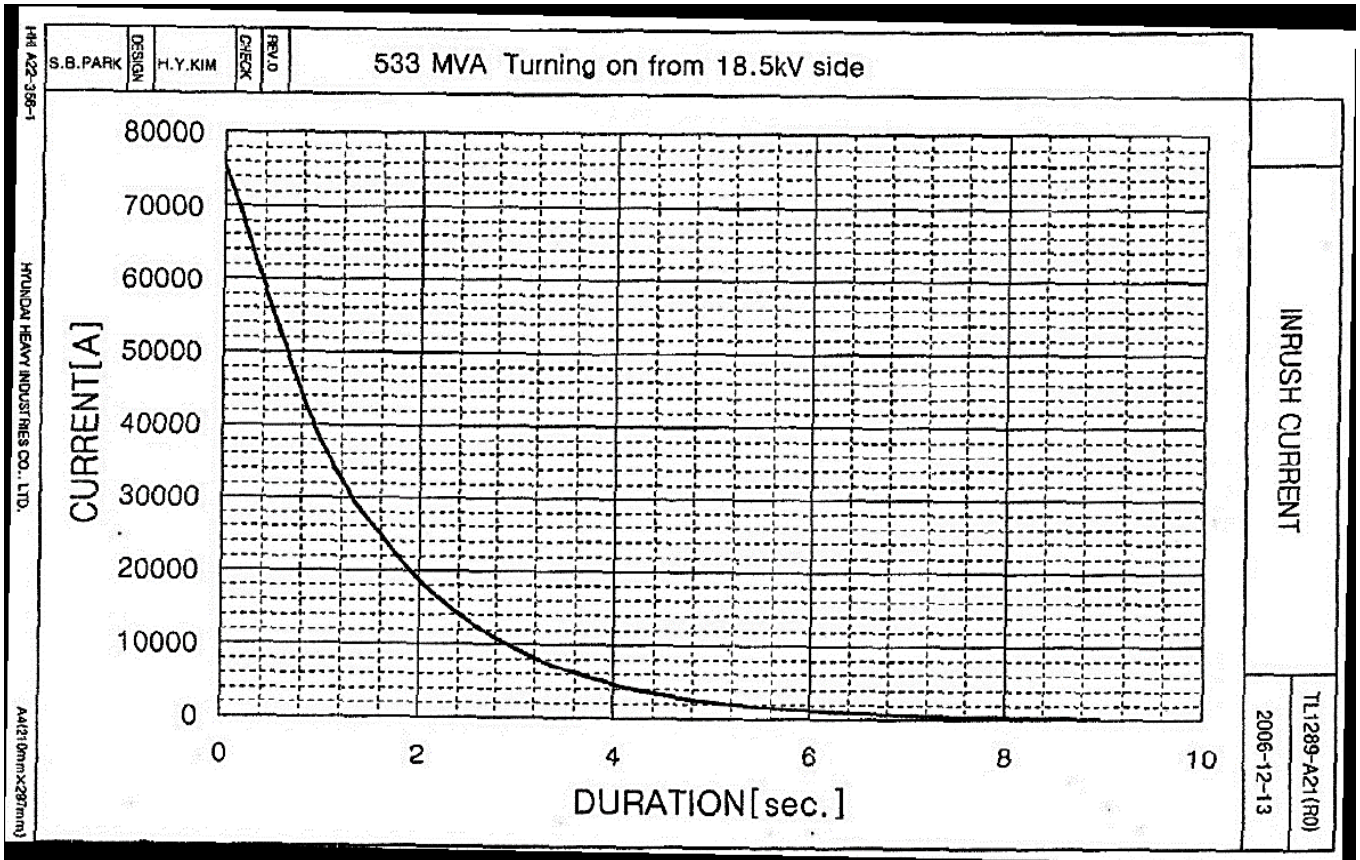


Figure II.15 : Duré et valeur de courant d'enclenchement

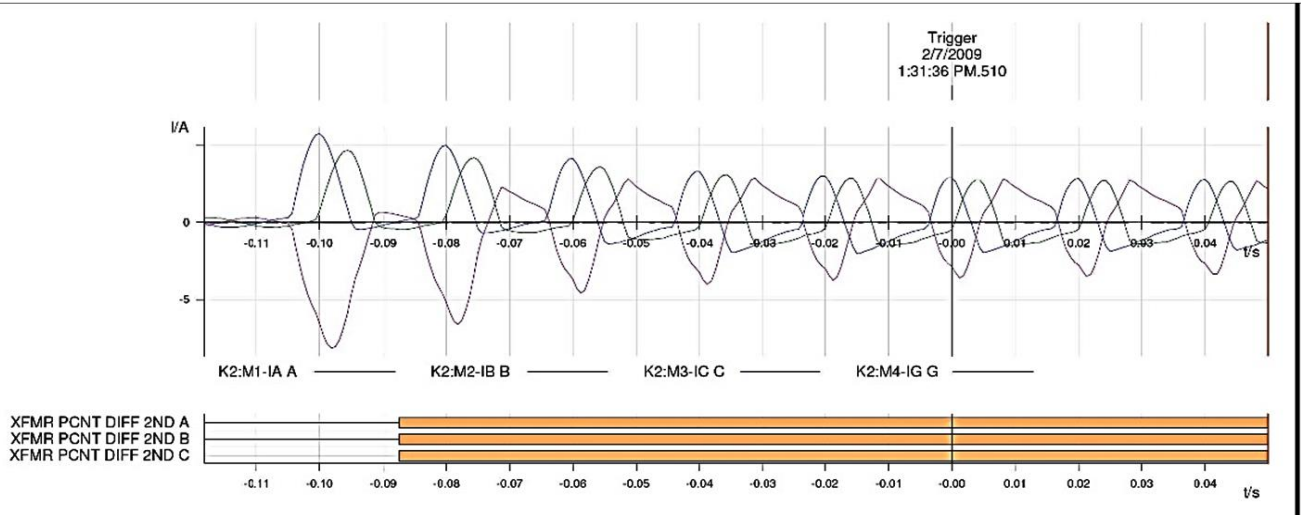
Le courant nominal de transformateur à 18.5kV est de 16.6 KA, cette courbe nous indique que le courant d'enclenchement pourra atteindre jusqu'à 75kA soit  $4.5 \cdot I_n$  (4.5 fois le courant nominal) et durant quelque seconde.

La valeur de courant est maximale si la tension passe par zéro.

Dès que l'alternance positive d'une onde est de forme différente à son alternance négative, des harmoniques pairs sont générées. Le courant d'envahissement est un fort générateur de deuxième (2) harmonique qui est présent dans toutes les phases, la forme d'onde du courant comporte soit des alternances positives ou des alternances négatives.

La figure II.16 illustre la détection de l'harmonique par l'oscillographie du relais, les phases A et C on seulement des alternances positives et négatives par rapport à la phase B.

Figure II.16 : Détection 2<sup>ème</sup> harmonique d'enclenchement



### b. Saturation du noyau

Le phénomène de saturation du noyau peut également apparaître si la tension du réseau est trop élevée en cas de diminution de la fréquence.

Cette surexcitation n'est pas un défaut interne, mais peut conduire à un défaut interne du transformateur. La protection différentielle doit être stabilisée car le déclenchement du transformateur signifie que les conditions de surtension du réseau sont mauvaises

Cette saturation apparaîtra toutefois de manière symétrique et causera l'apparition de 5<sup>e</sup> harmonique. On appelle cette condition une surexcitation du noyau. Cette surexcitation aura 2 conséquences :

- Apparition d'un courant d'excitation au primaire qui pourrait causer un déclenchement différentiel
- Échauffement du noyau dû à un flux important.

Le relais va donc bloquer la protection différentielle s'il détecte un ratio de 5<sup>e</sup> harmonique/fondamentale plus grand que **25%**. Il s'agit du paramètre '**Overexcitation Inhibit Level**' de la fonction différentielle du relais.

Le flux trop grand va causer un échauffement du transformateur. Cet échauffement, s'il est de courte durée, peut être toléré. On doit toutefois protéger le transformateur contre une surexcitation prolongée qui pourrait causer des dommages thermiques à l'isolation.

### c. Mode de couplage

L'algorithme interne du relais permet d'effectuer automatiquement toutes les compensations d'angle et composante homopolaire, il produise donc toutes les quantités calculées requise pour la protection différentielle du transformateur, donc il doit compenser 30° du retard de raccordement au secondaire, en choisissant l'enroulement primaire comme référence, car lors d'un court-circuit monophasé le courant augmente sur la phase affectée. Le courant généré au primaire sera sur deux phases, d'où le relais détecte ce déséquilibre est isole le transformateur, on parle donc d'un déclenchement intempestif de la différentielle.

#### **d. Rapport de transformation**

La protection du transformateur présente des problèmes dans l'application des transformateurs du courant ou les TC doivent être adaptés aux données de chaque enroulement de transformateur afin d'équilibrer les courants des deux côtés, les rapports de TC sont normalisés est on ne les trouve pas selon le besoin. On présente l'apparition de courant différentielle dans le cas de rapport différent des TC.

$$I_{1N} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_1}$$

$$I_{2N} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \times V_2}$$

Le rapport de transformation de TC primaire : 20000/1

$$I_{TC1} = \frac{I_{1N}}{20000}$$

Le rapport de transformation de TC secondaire : 1000/1

$$I_{TC2} = \frac{I_{2N}}{1000}$$

Calcul de  $I_{différentielle}$  :

$$I_{différentielle} = | I_{TC1} - I_{TC2} |$$

Le relais corrige cette différence et compense l'amplitude de courant pour quel soit en terme d'un seul enroulement.

On prend le primaire come référence est on détermine le facteur de compensation au secondaire.

$$M_1 = 1 ;$$

$M_1$  : Facteur de compensation primaire

$$M_2 = \frac{I_{TC1} \times V_{1N}}{I_{TC2} \times V_{2N}}$$

$M_2$  : Facteur de compensation secondaire

Le courant corrigé sera :

$$I_{TC2\text{corrigé}} = M_2 \times I_{TC2}$$

Les protections classiques utilisant des TC avec un rapport de transformation multiple pour compenser l'amplitude du courant.

#### **e. Inexactitude inhérente au TC**

L'erreur engendré par les TC peut provoquer aussi un déclenchement intempestif de la différentielle, car à une classe de 5P l'erreur est de 0.05A, et si les TC fonctionne avec des courants nominaux, par exemple (20000/1 ; 1000/1).

$$I_1 = 1,025A ; I_2 = 0,98 A$$

Le courant différentiel qui résulte sera

$$I_D = 1,025A - 0,98 A = 0,045A$$

Et si le réglage de différentielle est de 0.3A, le relais ne fonctionne pas, mais durant un défaut externe, la valeur différentielle est proportionnelle au courant de défaut, soit à dix fois le courant nominal, la différence est d'ordre de 0.45A, la protection doit opérer, alors que le défaut est dans le réseau.

#### **II.5.2.6. Les zones de protection :**

Les zones de protection différentielle pour les transformateurs et leurs enroulements sont essentielles pour garantir une protection efficace contre les défauts internes. Ces zones comprennent la zone de protection du transformateur, la zone de protection des enroulements, et la zone de protection des jeux de barres. La protection différentielle compare les courants entrants et sortants de ces zones pour détecter tout déséquilibre et déclencher des mesures de protection en cas de défaut. En résumé, les principales zones de protection différentielle pour les transformateurs et leurs enroulements sont la zone de protection du transformateur, la zone de protection des enroulements, et la zone de protection des jeux de barres [16] [18].

Voici plus de détails sur les différentes zones de protection pour les transformateurs et leurs enroulements, basés sur les sources fournies :

**a. Zone de protection du transformateur :**

La protection différentielle du transformateur compare les courants entrants et sortants pour détecter les défauts internes. Si la somme des courants n'est pas égale à zéro, un défaut est identifié, déclenchant ainsi des mesures de protection pour isoler la zone en défaut [16], [17].

**b. Zone de protection des enroulements :**

La protection des enroulements vise à protéger spécifiquement les enroulements du transformateur. Elle fonctionne en comparant les courants qui entrent et sortent de la zone des enroulements. Tout déséquilibre dans ces courants indique un défaut, déclenchant les dispositifs de protection pour isoler la zone affectée [16], [17].

**c. Zone de protection des jeux de barres :**

La protection des jeux de barres est cruciale pour assurer la sécurité des installations électriques. Elle utilise la protection différentielle pour surveiller les courants entrants et sortants des jeux de barres. En cas de déséquilibre, indiquant un défaut, des mesures de protection sont activées pour isoler la zone en défaut [18], [19].

En résumé, ces zones de protection différentielle pour les transformateurs et leurs enroulements sont conçues pour détecter rapidement et précisément les défauts internes, assurant ainsi la fiabilité et la sécurité des réseaux électriques en isolant efficacement les zones affectées.

II.5 .2 .7. Critères de déclenchement et sélectivité :

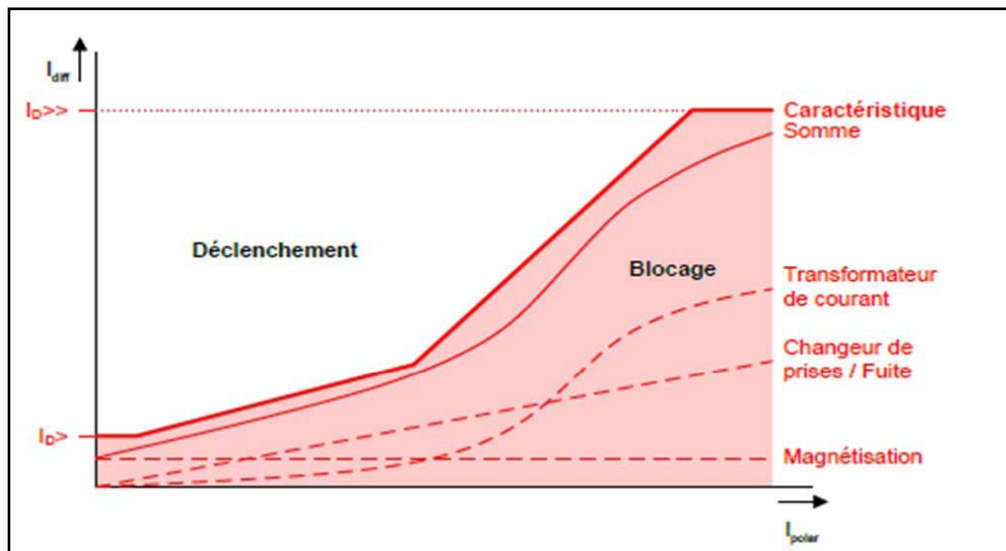


Figure II.17 : Critère de déclenchement et sélectivité

La figure II.17 représente la caractéristique Somme du transformateur, qui montre la variation du courant de sortie en fonction du courant d'entrée. La courbe est divisée en plusieurs zones :

- **Zone de magnétisation** : Dans cette zone, le courant de sortie est faible et linéaire avec le courant d'entrée. Le transformateur fonctionne en mode linéaire et sert à augmenter la tension.
- **Zone de saturation** : À partir d'un certain seuil de courant d'entrée, le noyau du transformateur sature et la courbe s'aplatit. Le courant de sortie ne suit plus le courant d'entrée de manière linéaire et le transformateur commence à fonctionner en mode non linéaire.
- **Zone de déclenchement** : Au-delà d'un certain courant d'entrée, le transformateur déclenche et cesse de fonctionner. Cela peut être dû à une surchauffe ou à une saturation excessive du noyau
- **Blocage** : Le blocage du transformateur est un phénomène qui se produit lorsque le courant d'entrée est trop élevé et que le transformateur ne peut plus fournir la tension de sortie souhaitée.
- **Transformateur de courant** : Le transformateur de courant est un composant électrique qui permet de mesurer le courant dans un circuit.
- **Changeur de prises** : Le changeur de prises est un dispositif qui permet de modifier le rapport de transformation du transformateur.

- **Fuite** : La fuite est un courant qui circule dans un circuit électrique sans effectuer de travail utile

❖ **Les Seuils de déclenchement :**

- Seuils de 30 mA : Protection contre les contacts directs. Le corps humain ayant une faible impédance, 30 mA suffisent pour provoquer des troubles cardiaques.
- Seuils de 300 mA à 1 A : Protection contre les défauts d'isolement. Le courant électrique s'écoule vers la terre par un chemin non prévu (fil dénudé).

❖ **Le déclenchement instantané et temporisé :**

- Déclenchement instantané : Utilisé pour les circuits où la sécurité est primordiale (machines dangereuses, locaux sensibles).
- Déclenchement temporisé : Permet aux courants d'appel importants (moteurs électriques, lampes fluorescentes) de s'atténuer avant le déclenchement du DDR.

❖ **La sélectivité entre DDR :**

La sélectivité garantit que seul le DDR le plus proche du défaut se déclenche, limitant la zone de coupure d'électricité.

❖ **Critères et solutions pour la sélectivité :**

- Rapport des courants différentiels résiduels assignés ( $I_n$ ):  $I_n(\text{DDR amont}) / I_n(\text{DDR aval}) \geq 3$ .
- Temporisation du DDR amont : Retard du déclenchement par rapport au DDR aval (0,1 à 0,5 seconde).

Utilisation de DDR de types différents : A, B, F, etc., avec des caractéristiques de déclenchement spécifiques [20], [21].

### **III. Technologies de relais pour la protection différentielle :**

#### **II.6.1. Les relais :**

Tous réseau nécessite d'être protégé (surtension, surintensité, court-circuit, mise à la terre, etc...). Cette fonction est assurée par un ensemble d'appareillages localisés dans des différents postes comme les relais de protection.

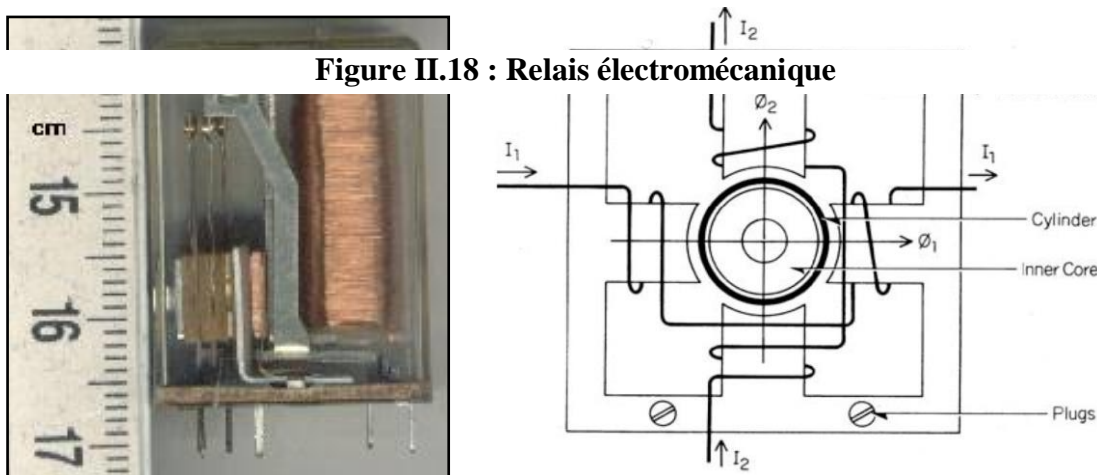
**II.6.1. Définition :**

Le relais est un dispositif à action mécanique ou électrique provoquant le fonctionnement des systèmes qui isolent une certaine zone du réseau en défaut ou actionnant un signal en cas de défaut ou de conditions anormales de marche (alarme, signalisation,).

**II.6.2. Différents types de relais :**

**A) Relais électromécanique :**

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage [22], [23]).



**Figure II.18 : Relais électromécanique**

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime.

Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats. Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, et la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation Figure(II.18).

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,

- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance,

A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

### **B) Les Relais statique :**

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs.



**Figure II.19 : Relais statiques**

Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue :

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court-circuit.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

### **C) Les Relais numériques :**

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées

## Chapitre II : Introduction aux différents types de protections et principe de la protection différentielle.

aux équipements de protection. Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local.



**Figure II.20 : Relais numérique**

Ces dispositifs nécessitant une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (pérturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ....etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmentent leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance.

En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

## **II.7. Relais de protection numérique Sepam 80 T :**

### **II.7.1. Généralité :**

La gamme SEPAM est un ensemble d'unités de protection et de contrôle commande dont la capacité est adaptée à tous les types d'applications (sous station, jeux de barres, transformateurs, moteurs, condensateurs, générateurs).

Chaque SEPAM est une réponse optimale en termes de fonctionnalité, de performance et de prix selon son usage.

Elle assure l'ensemble des fonctions suivantes :

- Protection ;
- Commande et surveillance ;
- Mesure et diagnostic du réseau électrique HTA ;
- Communication ;
- Auto surveillance.

Le SEPAM fournit une gamme de protection complète avec affichage numérique répondant aux besoins suivants :

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

### **II.7.2. Les différents types de SEPAM**

Le SEPAM est réparti en plusieurs types selon leur capacité et fonction souhaitées : SEPAM série (1000, 2000, 20,40, 80,.....). Notre travail est cerné sur SEPAM série 80.

### **II.7.3. Présentation du SEPAM série 80 :**

La gamme SEPAM série 80 est un relais numérique de protection haute performance. Il est conçu pour répondre aux clients exigeants, des grands sites industriels, Sepam série 80 apporte des solutions éprouvées pour la distribution électrique et pour la protection des machines [24].



**Figure II.21 : Relais Sepam 80T de MLE (Sonatrach-ENI)**

Le SEPAM série 80 est proposé avec 2 types d'interface Homme Machine (IHM) au choix :

**a. Interface Homme Machine avancée :**

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

- Affichage de toutes les mesures et informations de diagnostic sous forme numérique avec unités et/ou sous forme de paragraphe.
- Affichage des messages d'exploitation et des messages d'alarme, avec acquittement des alarmes et réarmement du SEPAM.
- Affichage de la liste des protections activées et des réglages principaux des protections majeures.
- Adaptation des seuils et des temporisations d'une protection activée pour répondre à une nouvelle contrainte d'exploitation
- Affichage de la version du SEPAM et de ses modules déportés
- Test des sorties et affichage de l'état des entrées logiques
- Affichage d'informations Logipam : état des variables, des temporisations
- Saisie des 2 mots de passe de protection des opérations de réglage et de paramétrage

L'interface homme machine avancée peut être intégré ou déporté (voir figure)



**Figure II.22 : IHM avancé et intégrée et déporté**

### **b. Interface : Homme Machine synoptique**

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

- Sélection du mode de commande de SEPAM
- Visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé
- Commande locale de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par SEPAM.



**Figure II .23 : IHM Synoptique intégrée**

## **II.7.4. Surveillance des TP et TC [25] :**

### **a.Surveillance des TP :**

La fonction surveillance TP (Transformateur de Potentiel) permet de surveiller la chaîne complète de mesure des tensions phase et résiduelle :

- Les transformateurs de potentiel
- Le raccordement des TP au SEPAM
- Les entrées analogiques tension du SEPAM.

Elle existe en deux exemplaires ; le premier surveille les TP des voies tensions principales ; le second surveille les TP des voies tensions supplémentaires.

Cette fonction traite les défaillances suivantes :

- ❖ Perte partielle des tensions phase, détectée par :
  - Présence ou absence de tension inverse
- ❖ Perte de toutes les tensions phase, détectée par :
  - présence de courant sur une des trois phases et absence de toutes les tensions mesurées
- ❖ Déclenchement de la protection des TP phase (et/ou TP résiduel), détectée par acquisition sur une entrée logique du contact de fusion fusible ou du contact auxiliaire du disjoncteur assurant la protection des TP.
- ❖ D'autres cas de défaillance peuvent être traités grâce à l'éditeur d'équations logiques. Les informations "Défaut tension phase" et "Défaut tension résiduelle" disparaissent automatiquement lors du retour à la normale, c'est-à-dire dès que :
  - ❖ La cause du défaut a disparu
  - ❖ Et toutes les tensions mesurées sont présentes.

#### **b. Surveillance des TC :**

La fonction surveillance TC (transformateur de courant) permet de surveiller la chaîne complète de mesures des courants de phase.

Cette fonction est inactive si seulement deux capteurs de courants de phase sont raccordés.

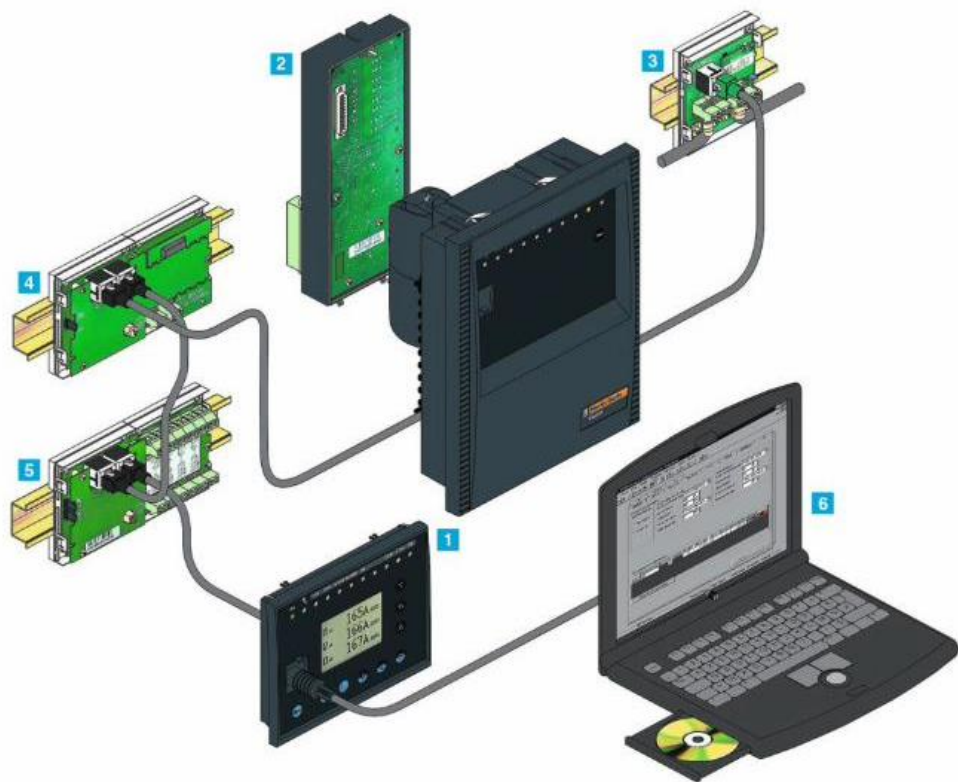
#### **II.7.3. Les protections assurées par le SEPAM 80 :**

Le SEPAM S80 assure plusieurs protections

- ✚ La protection des sous-stations, en arrivée ou en départ, entre les phases ou entre phase et terre ainsi que la détection de déséquilibre ;
- ✚ La protection des transformateurs contre les défauts internes et des surcharges ou contre les surcharges thermiques ;
- ✚ La protection des moteurs et la surveillance de leur condition de démarrage ;

- ✚ Des fonctions de mesure et de protection de tension pour les jeux de barre ;
- ✚ Protection contre les surcharges et les court-circuit entre phase, contre les défauts à la terre, contre le déséquilibre des phases et contre les dommages thermiques dus à une surcharge ;
- ✚ Visualisation de l'état de l'appareillage sur synoptique animé ;
- ✚ Commande local de l'ouverture et de la fermeture de tous les appareils pilotés par le SEPAM.

**II.7.4. Raccordement de SEPAM S80 à l'outil de paramétrage [24] :**



**Figure II .24 : Modules de SEPAM série 80**

**1) Unité de base avec différents types d'Interface Homme-Machine (IHM) :**

- IHM avancée intégrée ou déportée
- IHM synoptique intégrée

**2) Paramètres et réglages sauvegardés sur cartouche mémoire amovible.**

**3) 42 entrées logiques et 23 sorties à relais avec 3 modules optionnels de 14 entrées et 6 sorties.**

**4) 2 ports de communication indépendants**

- Raccordement direct sur réseau RS 485 2 fils, RS 485 4 fils ou fibre optique ;
- Raccordement sur réseau Ethernet TCP/IP via serveur Ethernet PowerLogic

(Transparent Ready™).

**5) Traitement de 16 sondes de températures, Pt100, Ni100 ou Ni120.**

**6) 1 sortie analogique bas niveau, 0-10 mA, 4-20 mA ou 0-20 mA.**

**7) Module contrôle de synchronisme**

**8) Outil logiciels :**

- Paramétrage du SEPAM, réglage des protections et adaptation des fonctions prédéfinies
- Exploitation locale ou à distance de l'installation
- Programmation de fonctions spécifiques (Logipam)
- Récupération et visualisation des enregistrements d'oscillographie [24].

# **Chapitre III :**

---

Test et validation de la protection  
différentielle.

---

**Introduction :**

Après de longues années d'études au sein de l'université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, le temps est venu pour tester nos connaissances et nos capacités sur le terrain.

Le stage pratique que nous avons subi était une opportunité tant attendue pour relever ce défi.

Ce stage pratique consistait à découvrir le monde professionnel où nous étions mises à l'épreuve d'une situation réelle à laquelle nous étions appelés à résoudre un problème de taille relative à la protection différentielle d'un transformateur. Cette problématique était notre thème de ce stage pratique.

Ce chapitre présente le travail que nous avons effectué lors de notre stage pratique au sein du Groupement GSE (SH-ENI) tout en concrétisant nos connaissances théoriques.

Le projet réalisé est très intéressant et très enrichissant pour notre première expérience professionnelle. Grâce à ce stage, nous avons travaillé sur des sujets qui nous ont permis de comprendre en quoi consiste le domaine de l'électricité industrielle.

Nous vous exposerons, en premier lieu, une présentation générale de l'entreprise. Ensuite, nous vous expliquerons les différentes étapes de notre travail qui résument un sujet important dans le monde de l'électricité tel que la protection différentielle d'un transformateur, sujet de notre Mission.

Ce travail met en lumière l'utilisation de deux outils avancés : la valise d'injection Omicron 356 et les logiciels Test Universe 4.00 et SFT2841. Ces outils sont cruciaux pour la mise en œuvre, la configuration et la simulation des dispositifs de protection différentielle. La valise d'injection Omicron permet de réaliser des tests de fonctionnement précis et des simulations de défauts, tandis que les logiciels Test Universe 4.00 et SFT2841 offrent des fonctionnalités avancées pour la configuration détaillée et la surveillance continue des dispositifs de protection.

### III.1. Champ Gazier de Menzel Ledjmet East (MLE) : Une description revisitée :

Au cœur du bassin de Berkine, à 1 000 km au sud-est d'Alger et 300 km au sud-est de Hassi Messaoud, s'étend le champ gazier de Menzel Ledjmet East (MLE) dans le Bassin de Berkine, Bloc 405b. Un gisement terrestre de gaz et de condensat exploité depuis janvier 2013. Fruit d'un partenariat entre Eni (75%), société pétrolière et gazière italienne, et Sonatrach (25%), société pétrolière nationale algérienne. Ce champ gazier s'impose comme un acteur clé de la production énergétique algérienne. Une histoire riche en découvertes, l'aventure MLE débute en 2003 lorsque Sonatrach et First Calgary Petroleum (FCP) s'associent pour développer le projet. Les années 2004 à 2006 sont marquées par l'évaluation du champ MLE et la découverte de six gisements supplémentaires, regroupés au sein du complexe Central Area Fields Complexe (CAFC). En 2007, l'Agence Nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures Algérie (ALNAFT) approuve le plan de développement du champ MLE. Un an plus tard, Eni rachète les Actions de FCP, impulsant une nouvelle dynamique, en fusionnant, par la même occasion, le Champ BRN du Groupement SH-GSA (SH-AGIP) – AGIP étant une filiale d'ENI- pour donner naissance à un nouveau Groupement appelé GSE (Groupement SH-ENI).

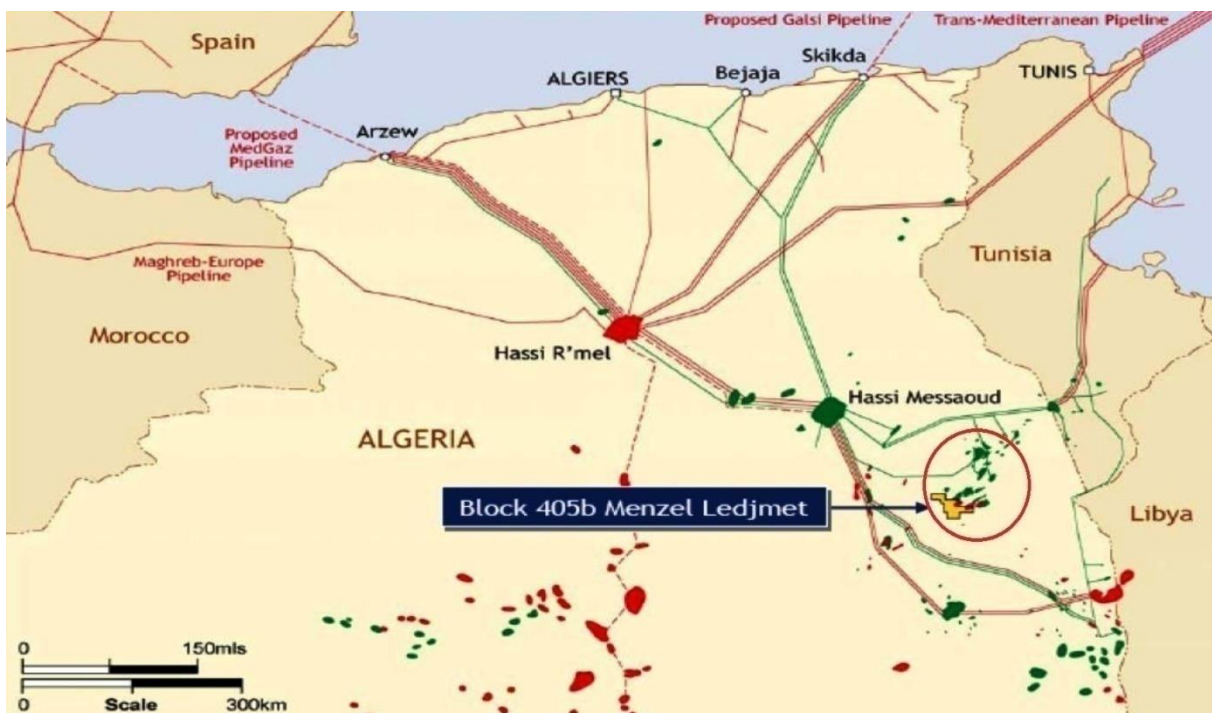


Figure III.01: Localisation géographique de MLE

Un gisement aux multiples facettes, le champ gazier de Menzel Ledjmet East se compose de 78 puits, d'un système de collecte de gaz et d'une usine de traitement d'une capacité de 350 millions de mètres cubes de gaz par jour. L'usine intègre des unités de déshydratation, d'élimination des gaz acides et de récupération du soufre.

Un réseau d'exportation performant, le gazoduc BRN-MLE, d'un diamètre de 16 pouces, assure l'exportation du gaz produit, avec une capacité de 7 millions de mètres cubes par jour. Construit entre 2018 et 2020, ce gazoduc de 185 km permet également l'acheminement du gaz associé du champ BirRebaa Sud-Ouest (BRSW) et d'autres champs gaziers potentiels du bassin nord de Berkine.

### **III.2. L'usine CAFC : Une synergie au service de la production :**

L'usine CAFC, conçue en synergie avec l'usine MLE, joue un rôle crucial dans le développement des réservoirs TAGI, F6-1 et F6-2. Elle assure :

- **Le traitement des réservoirs d'huile (TAGI, F6-1 et F6-2) :** production d'huile stabilisée stockée à MLE/CAFC.
- **Le traitement du gaz associé :** réinjection totale initiale du gaz associé à l'huile TAGI (jusqu'à la purge du bouchon) et envoi du gaz associé aux huiles F6-1 et F6-2 vers le traitement MLE NGL.
- **Le traitement des réservoirs de gaz (F6-2) :** envoi du gaz riche et pauvre vers l'usine de récupération des liqueurs de gaz MLE.

### **III.3. Un développement ambitieux :**

Le développement du CAFC prévoit la mise en place d'infrastructures de pointe :

- Traitement de l'huile
- Déshydratation des gaz associés
- Traitement de l'eau (produite et de source)
- Système d'injection de gaz (modifié sur compresseur de suralimentation)
- Système d'injection d'eau
- Nouveaux systèmes de collecte de gaz, de pétrole et d'eau (conduites d'écroulement, collecteurs et conduites principales sur le terrain vers CAFC)

- Installations et infrastructures associées

### III.4. Menzel Ledjmet East : Un pilier de l'industrie gazière algérienne

Avec ses réserves considérables et ses infrastructures modernes, le champ gazier de Menzel Ledjmet East s'affirme comme un contributeur majeur à la sécurité énergétique de l'Algérie. Son développement continu, marqué par l'usine CAFI et d'autres projets ambitieux, promet une production durable et une contribution essentielle à l'économie nationale.

**En résumé :** le champ gazier de Menzel Ledjmet East représente une Success Story de l'industrie pétrolière et gazière algérienne. Fruit d'une collaboration fructueuse entre Eni et Sonatrach, ce gisement s'impose comme un modèle d'exploitation efficace et durable, contribuant à la satisfaction des besoins énergétiques du pays et à son développement économique.

### III.2. Groupement Sonatrach- ENI :

Sonatrach et Eni sont des partenaires clés dans l'exploitation du champ gazier et pétrolifère de Menzel Ledjmet Est (MLE) et BirRebaa Nord (BRN) dans le Bassin Berkine, en Algérie. Voici un résumé de leur collaboration :

#### ❖ Sonatrach

- Société nationale algérienne des hydrocarbures.
- C'est le principal acteur du secteur de l'énergie en Algérie, responsable de l'exploration, de la production, du transport, de la transformation et de la commercialisation des hydrocarbures.
- Détient une participation majoritaire dans le consortium exploitant le champ MLE.

#### ❖ Eni

- Compagnie nationale italienne du pétrole et du gaz.
- Possède une vaste expérience dans l'exploration et la production de pétrole et de gaz à l'échelle internationale.
- Détient une participation minoritaire dans le consortium exploitant le champ MLE.



Figure III.2 : Logo de sonatrach



Figure III.3 : Logo d'ENI

### II.4.1. Collaboration Sonatrach-Eni :

- Partenariat historique qui remonte à 1977.
- Collaboration sur le champ MLE porte sur plusieurs aspects :
  - **Exploration et production conjointes** de gaz et de liquides de gaz associés.
  - **Investissements partagés** dans le développement et l'exploitation du champ.
  - **Transfert de technologies** d'Eni vers Sonatrach pour renforcer les capacités techniques de l'Algérie.
  - **Coopération dans la valorisation du gaz** et la réduction des émissions de gaz à effet de serre



Figure III.04: Collaboration de Sonatrach etEni

## III.5. Description générale de l'usine :

### III.5.1. Généralités :

Le champ de gaz Menzel Ledjmet East (MLE) est un projet commercial conjointement développé par Sonatrach et First Calgary Petroleum Ltd (FCP). Tous les équipements de MLE sont conçus pour répondre aux besoins à la fois de MLE et de CAFC-Oil. Les systèmes de stockage pour l'exportation et la plupart des services de l'équipement sont conçus pour les installations de CAFC-Oil.

La CPF de MLE et les installations d'impact correspondantes (par exemple, l'installation de récupération du GNL) ont une capacité nominale de 300 MMSCFD du gaz à vendre (projet garanti 350 MMSCFD).

L'usine de gaz MLE et CAFC comprend :

- 24 puits de gaz.
- 6 Manifolds –collecteurs- de brut.
- Les installations des puits.
- Les canalisations pour le transport du produit jusqu'à l'usine de traitement centrale (CPF).
- Les services associés.
- Le CPF où le traitement est accompli.
- 4 canalisations d'exportation du gaz à vendre, du condensat, du GPL et de l'huile
- (Au total 550 km)
- Les écoulements de gaz riche et pauvre de CAFC.

L'unité CAFC comprend :

- Traitement de l'huile
- Déshydratation des gaz associés
- Traitement de l'eau (produite et source)
- Système d'injection de gaz
- Système d'injection d'eau
- Nouveaux systèmes de collecte de gaz, de pétrole et d'eau, y compris des conduites d'écoulement, des collecteurs et des conduites principales sur le terrain vers CAFC
- Installations et infrastructures associées

Le scénario de développement se compose de deux phases, dans la première phase, tout le gaz associé sera réinjecté, puis à partir d'environ 11 ans après le démarrage, dans la deuxième phase, tout le gaz associé sera envoyé à l'usine MLE

### **III.5.2. Vue d'ensemble de l'installation :**

L'usine de traitement MLE collecte et traite les fluides extraits des puits de MLE et traite les fluides extraits des puits de CAFC dans le but de produire du gaz, de l'huile, du condensat et des produits du GPL.

Le MLE est composé de 24 puits, chaque puits se trouvant dans des sites distincts.

L'usine de gaz MLE et CAFC comprend :

- Les installations des puits.
- Les Collecteurs de gaz.

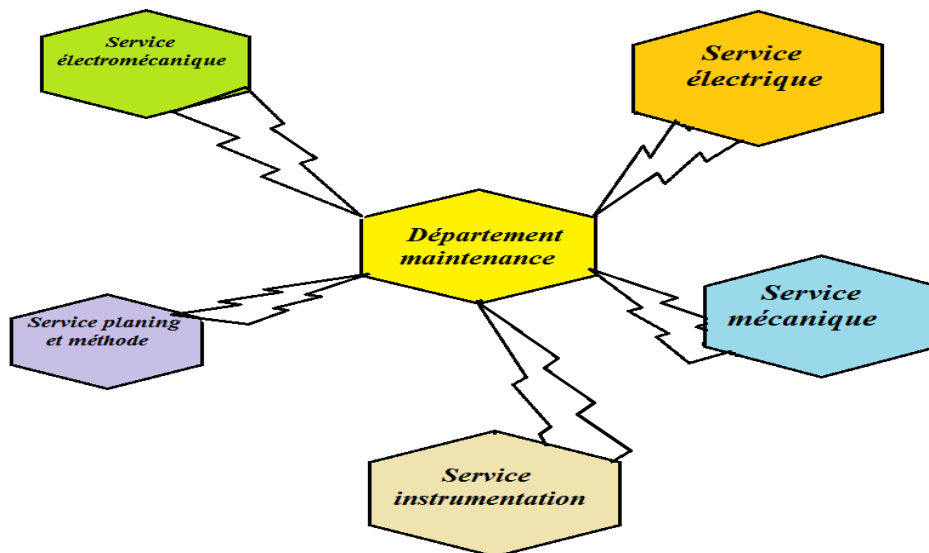


**III.5. Organigramme du groupement SH-ENI :**

Le groupement est devisé en 13 départements :

- ✚ Département Appros et Contrat
- ✚ Département Exploitation
- ✚ Département Finance
- ✚ Département Forage
- ✚ Département HSE
- ✚ Département Informatique et Telecom
- ✚ Département Logistique
- ✚ Département Maintenance
- ✚ Département Moyens Généraux
- ✚ Département Puits
- ✚ Département Réalisation
- ✚ Département Réservoir
- ✚ Département Ressources Humaines

**III.5.1. Organigramme de département maintenance :**



**Figure III.6: Organigramme de département maintenance**

**III.5.1.1. Département maintenance :**

Le rôle principal du département maintenance c'est d'assurer la disponibilité des installations de production

**III.5.1.2. Service électrique :**

Le service électrique du département de maintenance de MLE est responsable de la maintenance et de l'exploitation de tout l'équipement électrique du champ gazier de MLE. Cela comprend :

- Production et distribution d'électricité
- Poste électrique
- Transformateurs
- Appareillage de commutation
- Systèmes de contrôle
- Éclairage
- Systèmes d'alarme incendie
- Les travaux curatifs (le dépannage et la réparation comme la maintenance des moteurs électriques, test des câbles électriques.)

Le service fournit également un soutien électrique aux autres départements de MLE, tels que la production, le forage et les pipelines.

**III.5.1.3. Service mécanique :**

Le service mécanique de MLE (Menzel Ledjmet East) est responsable de la maintenance et de la réparation de tout l'équipement mécanique du champ gazier. Cela comprend :

- Têtes de puits et équipements de production
- Pipelines et compresseurs
- Générateurs et turbines
- Installations et machines lourdes
- Systèmes CVC (Chauffage, Ventilation, Climatisation)

Le service fournit également un soutien mécanique aux autres départements de MLE, tels que le forage, la production et les pipelines.

**III.5.1.4. Service instrumentation :**

Le service instrumentation de MLE (Menzel Ledjmet Est) joue un rôle crucial dans le fonctionnement sûr et efficace du champ gazier. Il est responsable de l'installation, de la maintenance, de l'étalonnage et de la réparation de tous les instruments et systèmes de contrôle utilisés sur le site. Les fonctions principales du service instrumentation MLE est :

- **Installation d'instruments :** Le service installe une large gamme d'instruments de mesure, tels que :
  - Manomètres (pression)
  - Débitmètres (débit)
  - Température (thermomètres)
  - Niveau (indicateurs de niveau)
  - Analyseurs de composition de gaz
- **Maintenance et étalonnage :** Le service assure la maintenance préventive et corrective des instruments pour garantir leur précision et leur fiabilité. Cela comprend des étalonnages réguliers à l'aide d'équipements de référence certifiés.
- **Dépannage et réparation :** Le service diagnostique et répare les instruments défectueux afin de minimiser les temps d'arrêt et de maintenir la continuité des opérations.
- **Systèmes de contrôle de processus :** Le service assure la maintenance et le dépannage des systèmes de contrôle de processus (PCS) utilisés pour automatiser et optimiser les opérations du champ gazier.
- **Gestion des données :** Le service peut également être responsable de la gestion des données collectées par les instruments, en veillant à leur exactitude et à leur disponibilité pour les ingénieurs et les opérateurs.

**III.5.1.5. Service électromécanique :**

Ses fonctions principales :

- **Maintenance des équipements électriques et mécaniques :** inspections, réparations, maintenance préventive pour minimiser les pannes.
- **Instrumentation et contrôle :** étalonnage, maintenance et dépannage des instruments et systèmes de contrôle pour une production optimisée.

- **Installations électriques :** conception, installation et mise à niveau des systèmes de distribution électrique pour répondre aux besoins opérationnels.

### **III. 5.1.6. Service planning et méthode :**

Le service Planning et Méthode de MLE (Menzel Ledjmet Est) joue un rôle essentiel dans la planification, l'organisation et la gestion des projets et des opérations du champ gazier. Ils s'assurent que les travaux sont exécutés efficacement, en toute sécurité et dans le respect des délais et des budgets.

### **III.6. Plan de travail :**

#### **Partie A :**

Test la protection différentielle de transformateur 60/5.5kv au niveau de relais SEPAM 80 CPF-EM-81-C01/ARRIVEE A

Part 1 :

- ❖ Informer l'autorité de Zone.
- ❖ Identification de l'équipement.
- Transfère des charges sur jeu de barre B.
- Débrocher le Disjoncteur d'arrivée A (consignation électrique).
- Ouvrir le départ Transformateur A et mise à la terre (consignation électrique)  
Vérification l'absence de tension VAT au niveau de transformateur,
- Vérification les connexions des TC's de protection
- Court-circuiter les secondaires des TC's de protection
- Préparation la valise d'injection Omicron 365 +branchement des files à l'entrée de Relais (voir le schéma électrique Schneider MV 5.5kv). Branchement mise à la terre de la valise d'injection omicron
- Alimentation électrique 230v de la valise Connecter PC avec Relais Sepam T87 et téléchargement les paramètres (les deux logiciels SFT2841et Test Univers 4.00)
- Connecter PC avec la valise d'injection Omicron Entamer le test de la protection différentielle.
- Surveiller les valeurs mesurées sur le CMC 365 et les relais Pendant le test
- Arrêter le test sur la valise d'injection
- Débrancher le câble de test du CMC et de relais

- Respecter les instructions de manuel d'utilisation de CMC et de SEPAM T 80.
- ❖ Toutes les opérations pour retourner l'équipement prêt à démarrer.
- ❖ Fin de Travail.

Part 2 :

Equipment et outils utiliser au test :

- Outlies Manuel.
- Multimètre.

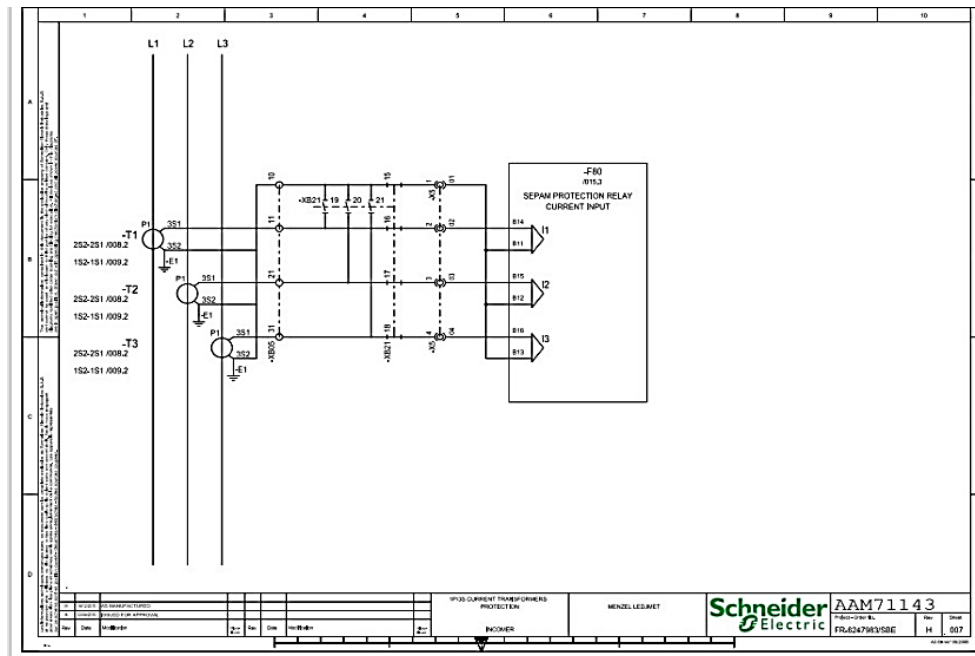
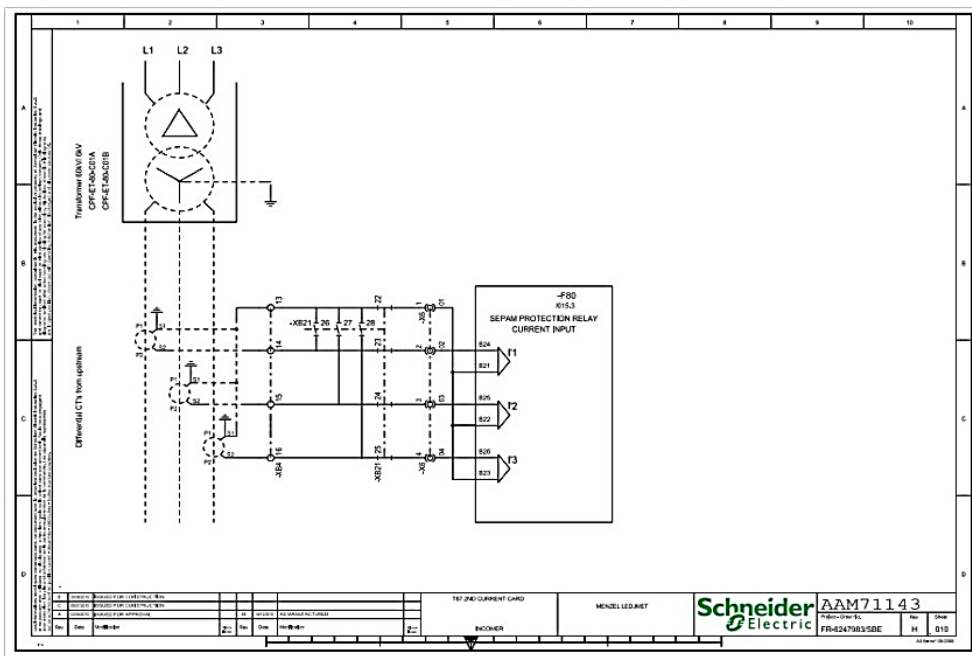


Figure III.7: Schémas électrique Schneider MV 5,5 Kv

**III.6.1. Présentation du logiciel SFT2841 :**

Le logiciel SFT2841 est une plateforme destinée au paramétrage et à l'exploitation des relais de protection de la série SEPAM (20, 40, 80). Ses fonctionnalités incluent :

- Configuration préalable avant la mise en service, indépendamment de la connexion au SEPAM.
  - Mise en service du SEPAM et ajustement des paramètres.
  - Chargement, déchargement et modification des paramètres et réglages du SEPAM.
  - Accès complet aux mesures et informations d'aide à la mise en service.
  - Utilisation pendant l'exploitation, via un PC connecté au SEPAM à travers un réseau de communication multipoint.
  - Gestion du système de protection.
  - Surveillance de l'état du réseau électrique.
  - Diagnostic des incidents survenus sur le réseau électrique.
  - Édition des équations logiques, comprenant la saisie, la vérification et le réglage des valeurs de temporisation utilisées, ainsi que le chargement des équations logiques dans le SEPAM.

**II.6.2. Description**

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

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

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

**Partie B :****❖ Configuration matérielle du SEPAM T87 :**

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

- Le choix du model de l'IHM
  - SANS IHM
  - IHM intégré

- IHM déportée
- IHM synoptique.
- Le nom du SEPAM (repère)
- L'ajout de différent module
- Mémoire étendue, Ethernet, modbus s-Lan, etc....
- Module sortie analogique
- Module contrôle de synchronisme.

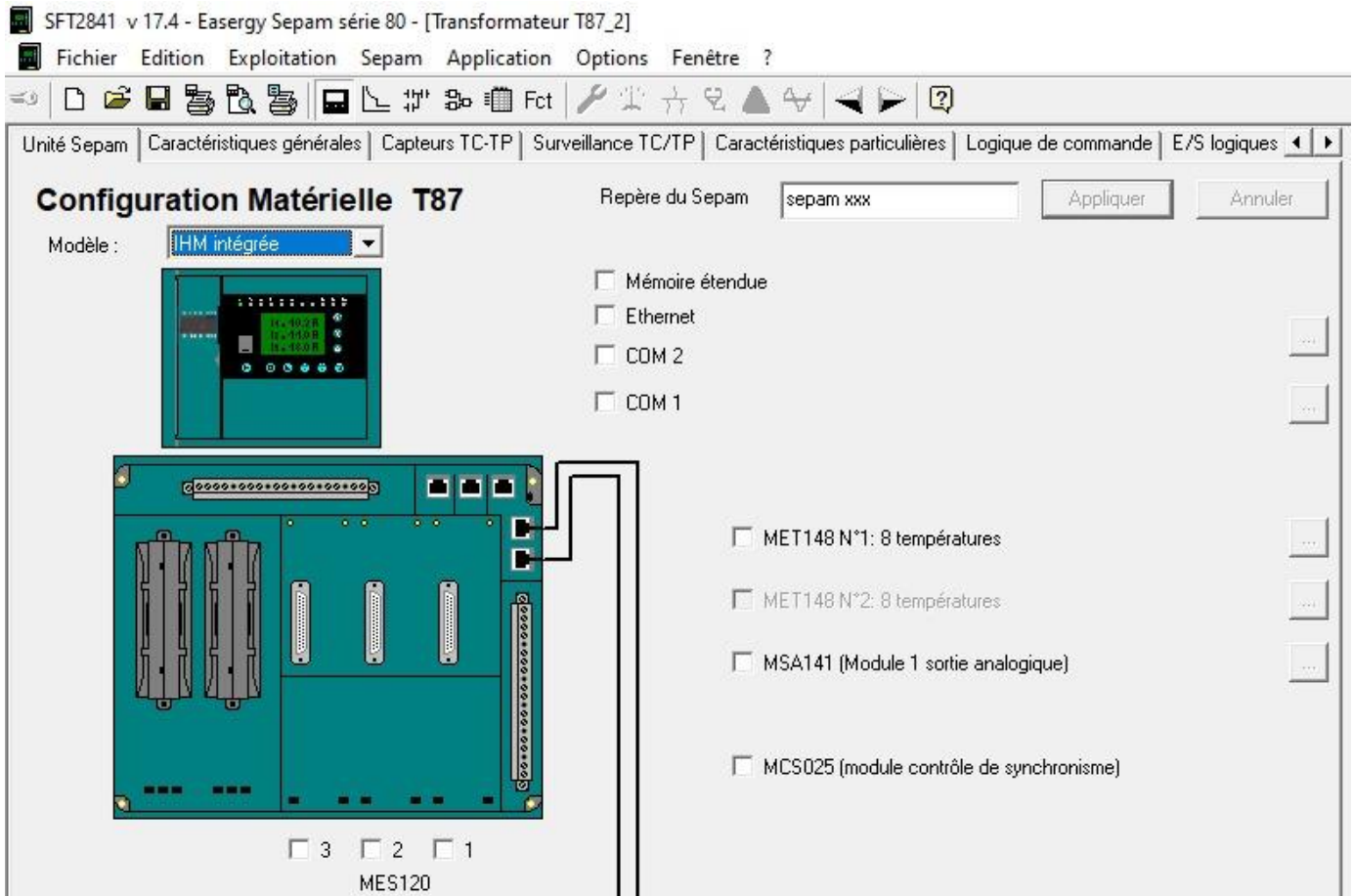


Figure III.8: Configuration Matérielle Sepam T87

❖ **Caractéristiques générale :**

Ce volet permet de configurer les paramètres ci-dessous :

- ✚ Du réseau électrique
- Fréquence du réseau électrique
- Type de cellule (départ ou arrivée)
- Sens de rotation des phases

- Choix du jeu de réglage A ou B

✚ De la mesure

- Période d'intégration (5 mn, 10 mn, etc...)

- Incrément compteur (énergie active et réactive)

✚ Langue de l'IHM

✚ Mode de synchronisation horaire

✚ De télé conduite (autorisation de télé réglage, télécommande avec pré-sélection SBO)

✚ Surveillance de la tension auxiliaire

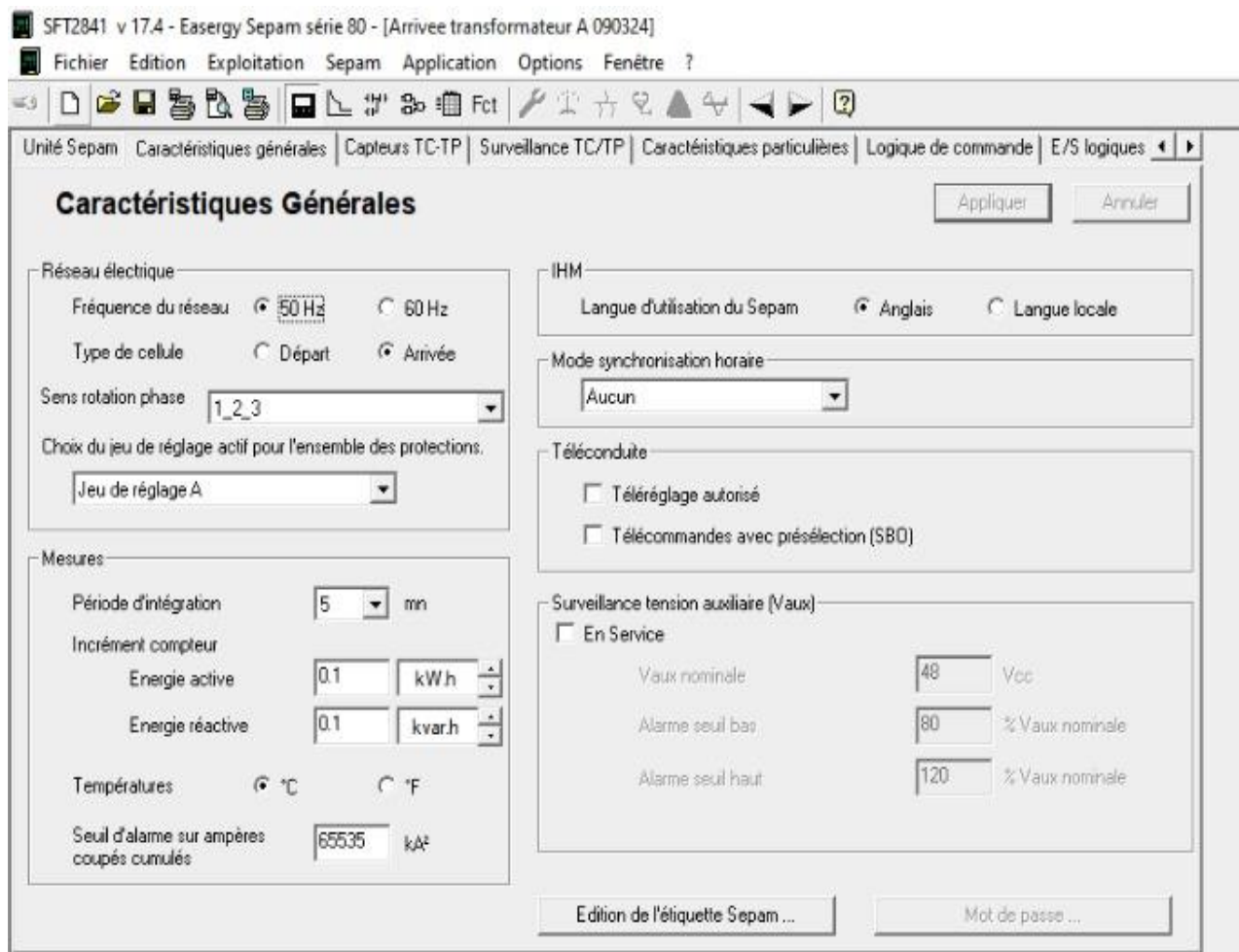


Figure II.9: Caractéristiques générales

### ❖ Configuration des TC et TP

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

- Trois entrées courant phase I1 I2 I3 et une entrée courant résiduelle I0 ;

- Trois entrées tension phase V1 V2 V3 et une entrée tension résiduelle V0 ;

Dans la fenêtre Capteur TC-TP on n'a sélectionné les capteurs qui équipent la cellule l'arrivée de transformateur A 090324

5.5 KV :

- Trois Transformateurs de courant TC de calibre 4/1kA ; 2.89/1kA

- Trois Transformateur de tension TP (5.5 KV/110V) installés sur le jeu de barre A avec sorties BT raccordées au SEPAM

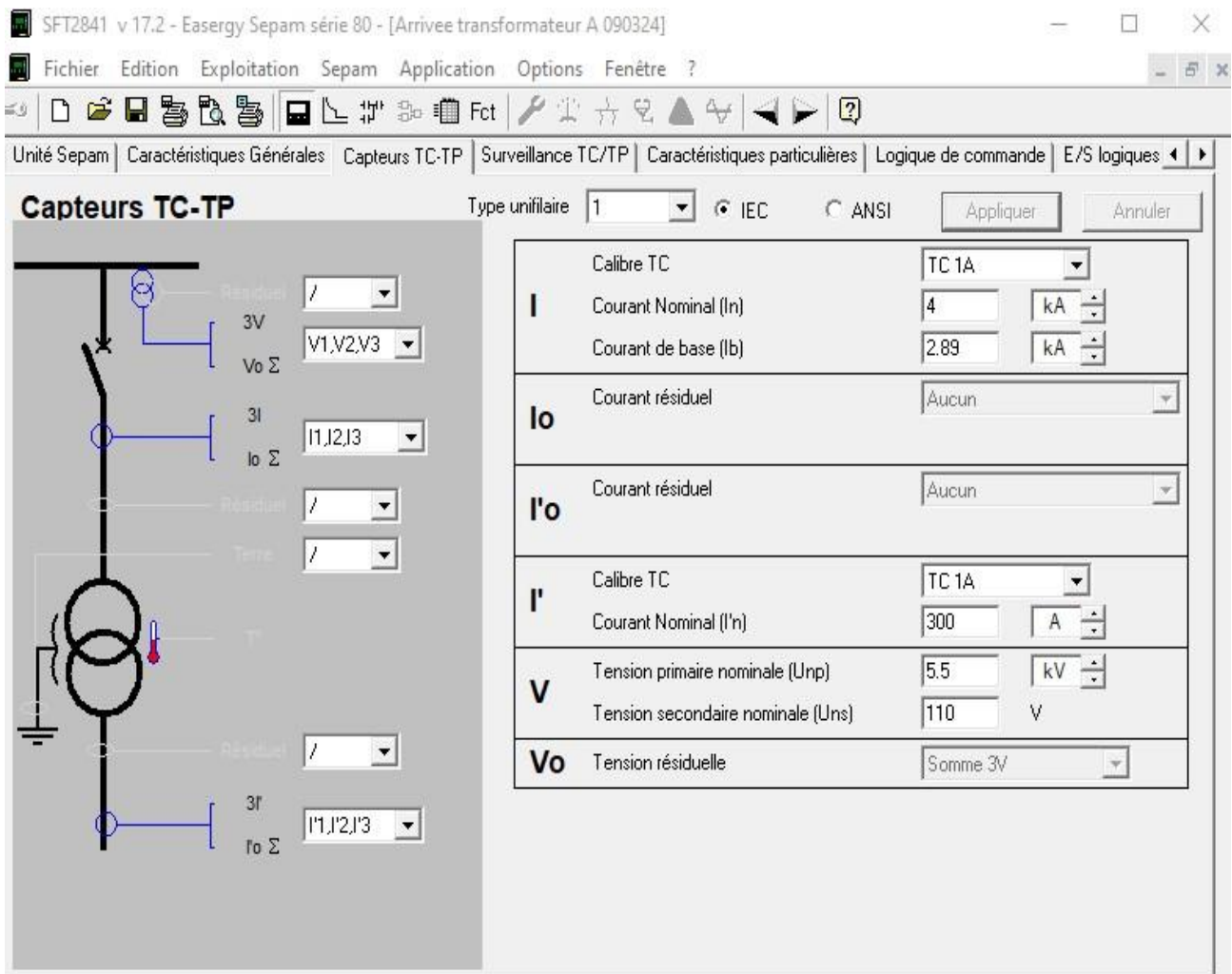



Figure III.10 : Affichage des rapports TC et TP

❖ **Activation des protections**

Par un simple clic sur l'icône  nous pourrions faire apparaître toutes les protections dans une barre

Dans cette fenêtre on a plusieurs protections :

- 27 : Minimum de tension
- 50/51 : maximum de courant de phase
- 50N/51N : maximum de courant de terre
- 67N : directionnel de terre
- 81L : minimum de fréquence.
- 87T : protection différentielle de transformateur

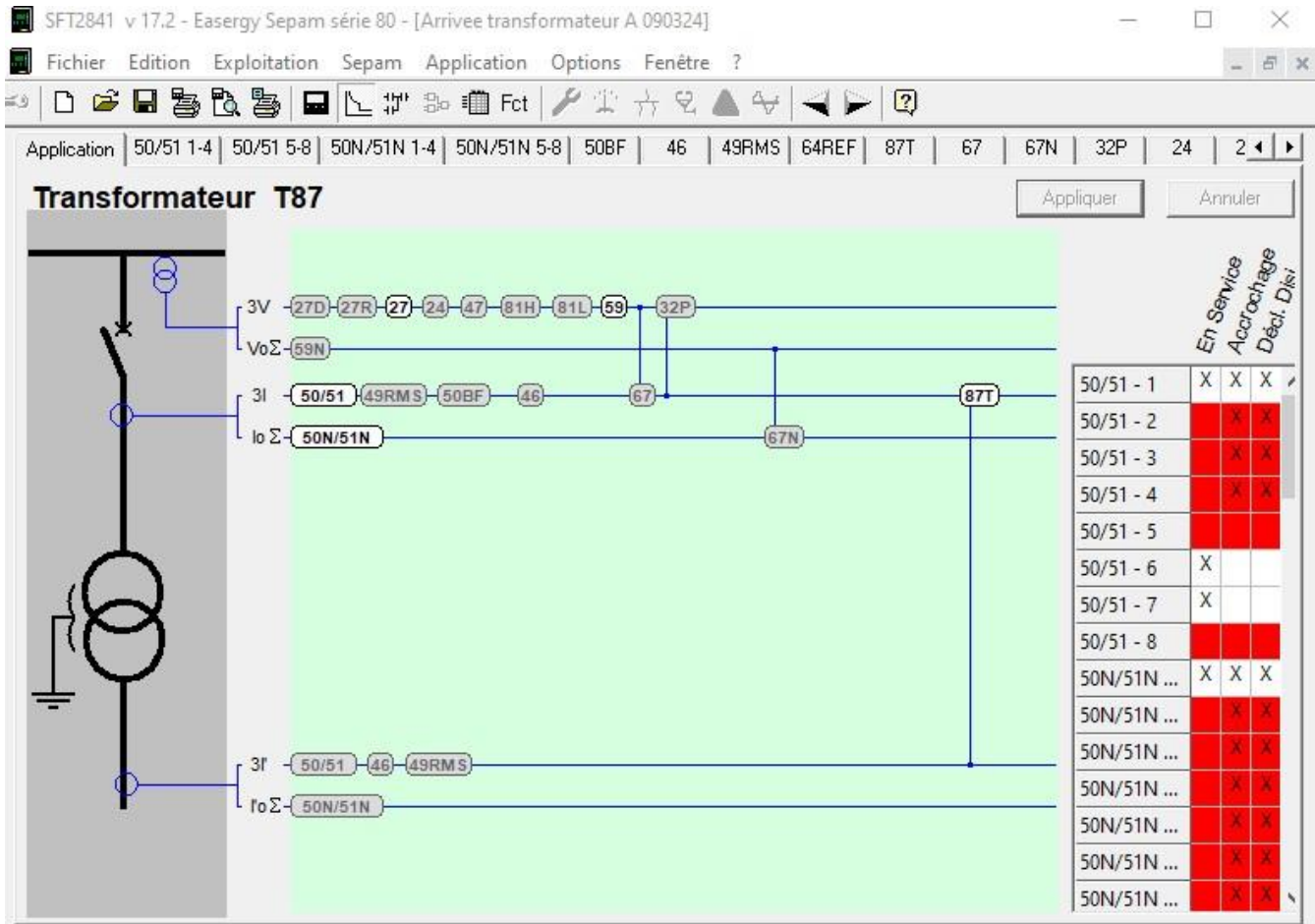


Figure III.11 : Activation des protections

❖ **Caractéristiques particulières :**

Présente :

- Tension nominale du premier enroulement  $Un1 = 6 \text{ kV}$
- Tension nominale du deuxième enroulement  $Un2 = 60 \text{ kV}$
- Courant nominale du premier enroulement  $In1 = 2.89 \text{ kA}$
- Courant nominale du deuxième enroulement  $In2 = 289 \text{ A}$
- Courant de base du premier enroulement  $Ib = 2.89 \text{ kA}$
- Courant de base du deuxième enroulement  $Ib = 289 \text{ A}$
- Puissance apparente nominale : 30 MVA

Indice horaire : 1

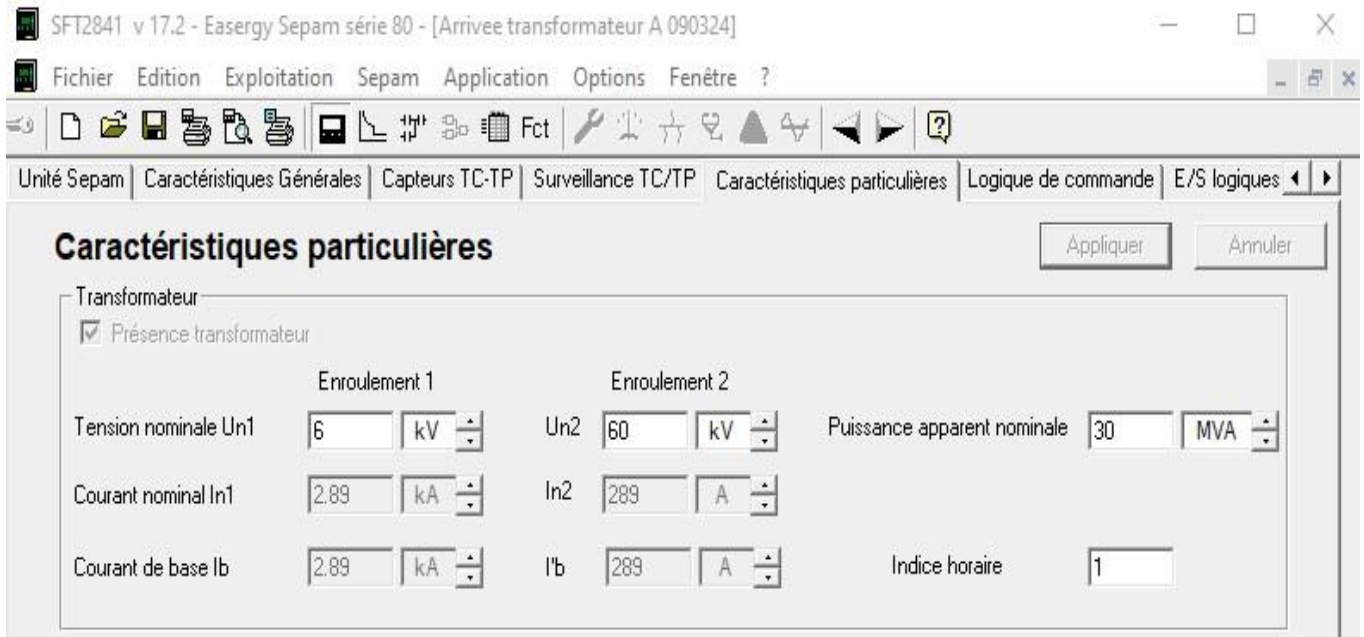


Figure III.12 : Caractéristiques particulières

❖ Protection minimum de tension :

- Un exemplaire est affecté
- L'exemplaire est affecté par son origine de mesure

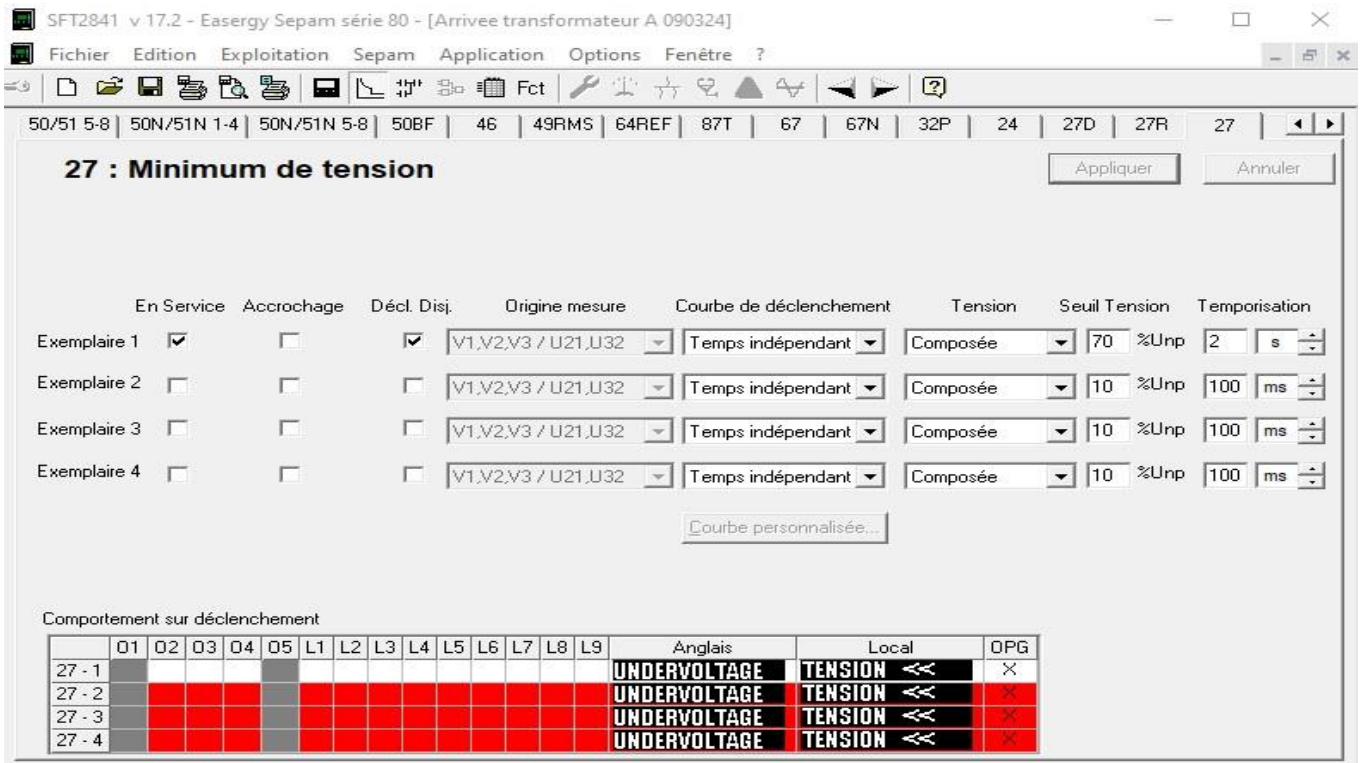
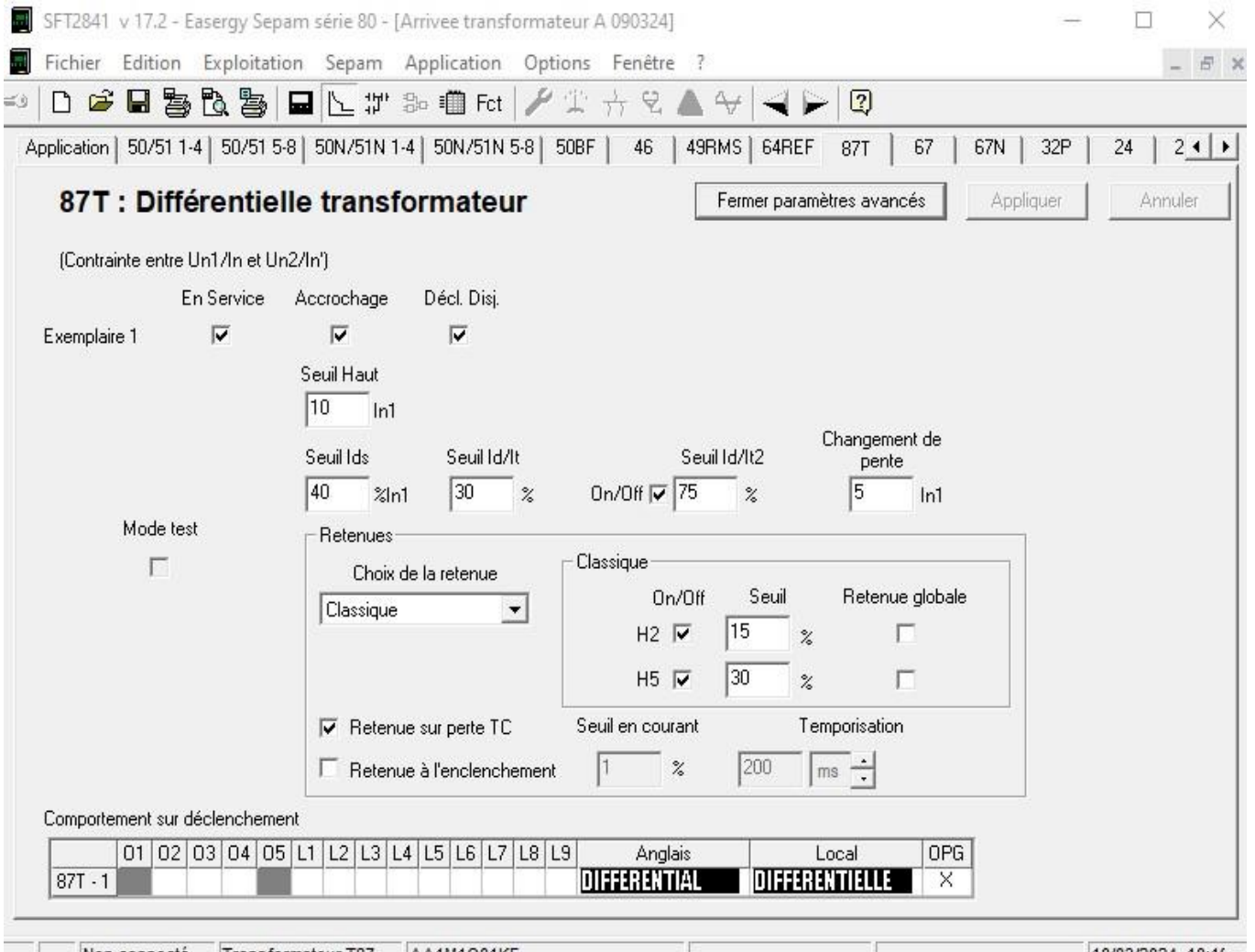


Figure III .13 : Protection minimum de tension

❖ **Protection différentielle du transformateur 87T :**

- Un exemplaire est affecté
- L'exemplaire est affecté par son origine de mesure
- Contrainte entre Un1 /In et Un2 /In'
- Seuil haut du courant nominal (10 In1)
- Seuil Ids (40 %) In1
- Seuil Id/It (30 %)
- Seuil Id /It2 (75 %)
- Changement de pente : 5 In1
- Choix de la retenue : ' Classique '
- H2 : Harmonique 2 (15 %)
- H5 : Harmonique 5 (30 %)



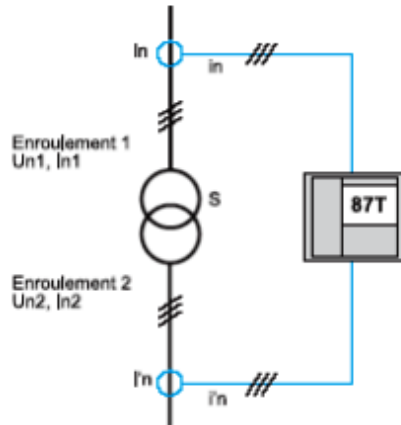
**Figure III.14: Protection différentielle du transformateur 87T**

**Présentation de la procédure simplifiée de la protection différentielle du transformateur :**

La procédure suivante propose une démarche permettant de tester différents points de la courbe à pourcentage caractérisant la fonction de protection 87T :

**1. Vérification des transformateurs de courant :**

Avant tout essai de la protection il est impératif de vérifier les TC.



Le câblage doit être conforme aux schémas de mise en œuvre du Sepam.

Le courant nominal de TC doit appartenir à la plage suivante :

$$0.1 \frac{S}{\sqrt{3} Un1} \leq In \leq 2.5 \frac{S}{\sqrt{3} Un1} \quad \text{Pour les TC au primaire.}$$

$$0.1 \frac{S}{\sqrt{3} Un2} \leq I'n \leq 2.5 \frac{S}{\sqrt{3} Un2} \quad \text{Pour les TC au secondaire.}$$

Les TC au primaire et au secondaire du transformateur doivent avoir le même calibre de courant secondaire (1 ou 5A).

**2. Passage en mode test :**

Le logiciel SFT 2841 permet le passage en mode test de la protection. Le mode test paramètre automatiquement la protection différentielle telle que :

$$Un1 = \frac{S}{\sqrt{3} In} \quad \text{Et} \quad Un2 = \frac{S}{\sqrt{3} I'n}$$

(C'est à dire que le SFT 2841, en mode test, modifie Un1 et Un2 tels que In1=In et In2=I'n, il est à noter que les modifications de Un1 et Un2 pour obtenir les conditions précédentes ne sont pas affichées dans l'onglet Réglages Sepam / Caractéristiques particulières)

Indice horaire = 0

Le retour en mode normal rétablit les réglages initiaux et s'obtient en décochant la case test ou en se déconnectant du Sepam.

**Note :** Le passage en mode normal vers le mode test peut provoquer un déclenchement intempestif si le transformateur protégé est en service. Un message d'alerte apparaît à l'écran. Le passage en mode test doit donc être confirmé par l'opérateur.

Si l'opérateur quitte le SFT 2841 alors que la protection est en mode test, celle-ci passe en mode normal.

### **3. Effectuer le réglage des paramètres de test**

#### **Paramètres du transformateur et des TC :**

Puissance du transformateur, S

Tension nominale primaire, Un1

Tension nominale secondaire, Un2

Valeurs des transformateurs de courant au primaire et au secondaire du transformateur de puissance

#### **Paramètres de la courbe à pourcentage : (Selon la courbe que l'on souhaite tester)**

Le seuil minimum réglable de courant différentiel, Ids

Réglages de la première pente, Id/It

Réglages de la deuxième pente, Id/It2

Réglage du point de changement de pente

Réglage du seuil haut

Réglage des retenues

### **4. Calcul les points de segment de la zone de déclenchement :**

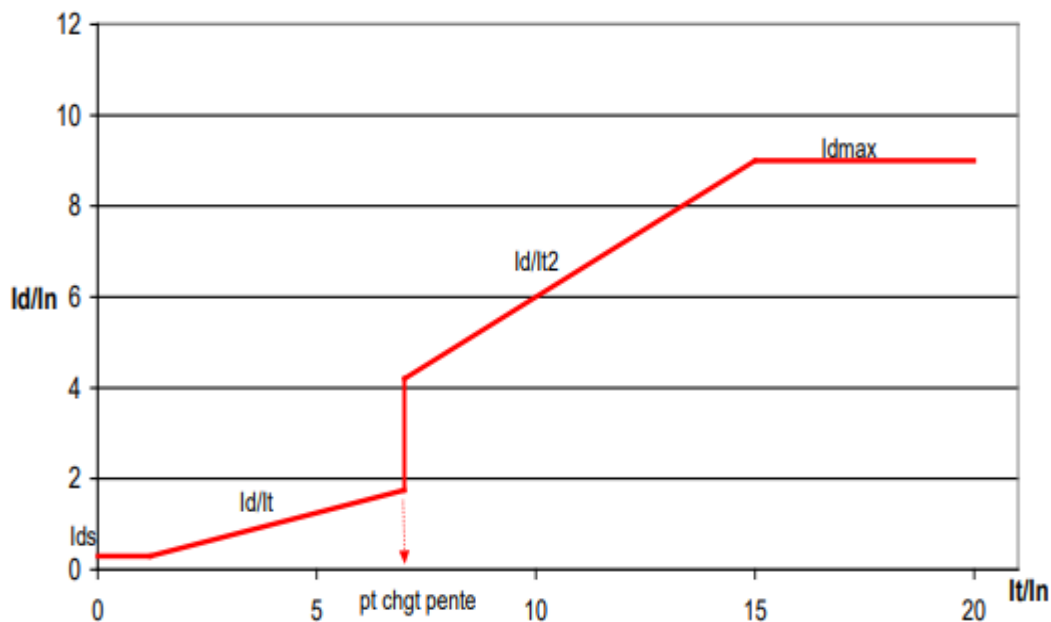
La courbe à pourcentage possède une ou deux pentes (selon le paramétrage) et un seuil minimum. Son réglage permet de se prémunir des erreurs de mesure des capteurs de courant,

des erreurs de transformation dues au régulateur en charge et à insensibiliser la protection à la dérivation de puissance dans le cas d'un enroulement auxiliaire.

L'intersection de ces courbes forme des segments qui définissent la zone de déclenchement.

Préalablement à l'essai de la courbe à pourcentage il faut calculer les limites de ces segments pour caractériser la courbe.

La méthode d'essai consiste à tester la courbe à pourcentage ci-dessous en fonction d'un courant traversant choisi et regarder si la protection déclenche au courant différentiel calculé.



**Figure III.15 : Courbe à pourcentage de la protection différentielle**

Utilisation de l'outil Excel (**OutilTestSimplifie.xls**)

Cet outil permet de visualiser l'allure de la courbe de protection en fonction des paramètres choisis et de calculer et afficher les points d'injection.

### 5. Présentation de l'outil Excel :

Nom du fichier correspondant : (OutilTestSimplifie.xls)

De gauche à droite, l'utilisateur doit renseigner les valeurs des paramètres des cases bleu clair (paramètres à régler). On remarque bien que l'indice horaire est bloqué à 0. Notons également que le montage proposé impose que les secondaires des TC primaires et secondaires soient de calibres égaux (cf paramètres des TC\ I'n (=in))

Le tableau de droite permet quant à lui de régler la caractéristique à pourcentage à l'aide de curseurs. La caractéristique à pourcentage correspondante apparaissant en dessous. Les valeurs ajustées qui apparaissent dans le tableau du milieu correspondent à l'application du mode test qui impose In1 et In2 du transformateur de puissance égaux aux In et I'n, courants primaires des TC.

**SEPAM 80: Outil pour le test SIMPLIFIÉ de la protection différentielle transformateur**

Paramètres du Transformateur:		
S	4	MVA
Indice Horaire	0	MODE TEST
Un1	20	kV
Un2	1	kV
In1 (réel)	115,47	A

Paramètres des TC:		
In	150,00	A
I'n	3000,00	A
in	1	A
i'n (=in)	1	A
Un1 (ajusté)	15396,0	V

Paramètres de la courbe à pourcentage:			
Ids	59		%
Id/It	17		%
Break point	7		In1
Id/It2	51		%
Idmax	12		In1

**Figure III.16 : Outil pour le test simplifié de la protection différentielle transformateur.**

Dans le tableau en bas à droite on renseigne (dans la case bleu clair) la valeur du courant traversant pour lequel on veut tester la protection. L'outil calcule alors le courant différentiel limite qui va entraîner le déclenchement. L'outil calcule également les valeurs des courants primaires et secondaires réels vus par le Sepam ainsi que les

courants différentiels et traversant. On peut ainsi comparer ces valeurs avec les valeurs affichées par le Sepam lors des tests. Le Sepam affiche ces valeurs dans le contexte de déclenchement ou dans l'onglet mesures. [27]

## **6. Essai de la courbe à pourcentage avec injection harmonique pour retenue auto adaptive :**

### **Préparatifs :**

- Connecter les boîtes d'injection aux connecteurs B1 et B2 selon schéma ci-dessous.
- L'essai avec paramétrage simplifié n'est possible que si les TC principaux et secondaires ont le même courant nominal secondaire 1 ou 5A.
- Cet essai étant monophasé il faut inhiber la retenue sur perte TC dans les paramètres avancés de la page protection 87T et ne pas oublier de la remettre en service après les essais.

Nota : si l'essai est réalisé à l'aide d'une boîte d'injection triphasée ayant un seul point neutre, le courant  $I_{inj2}$  devra être déphasé de  $180^\circ$  par rapport à  $I_{inj1}$ .

Si l'essai est réalisé à l'aide de deux boîtes monophasées, il faudra vérifier que leurs courants respectifs sont en phase. [27]

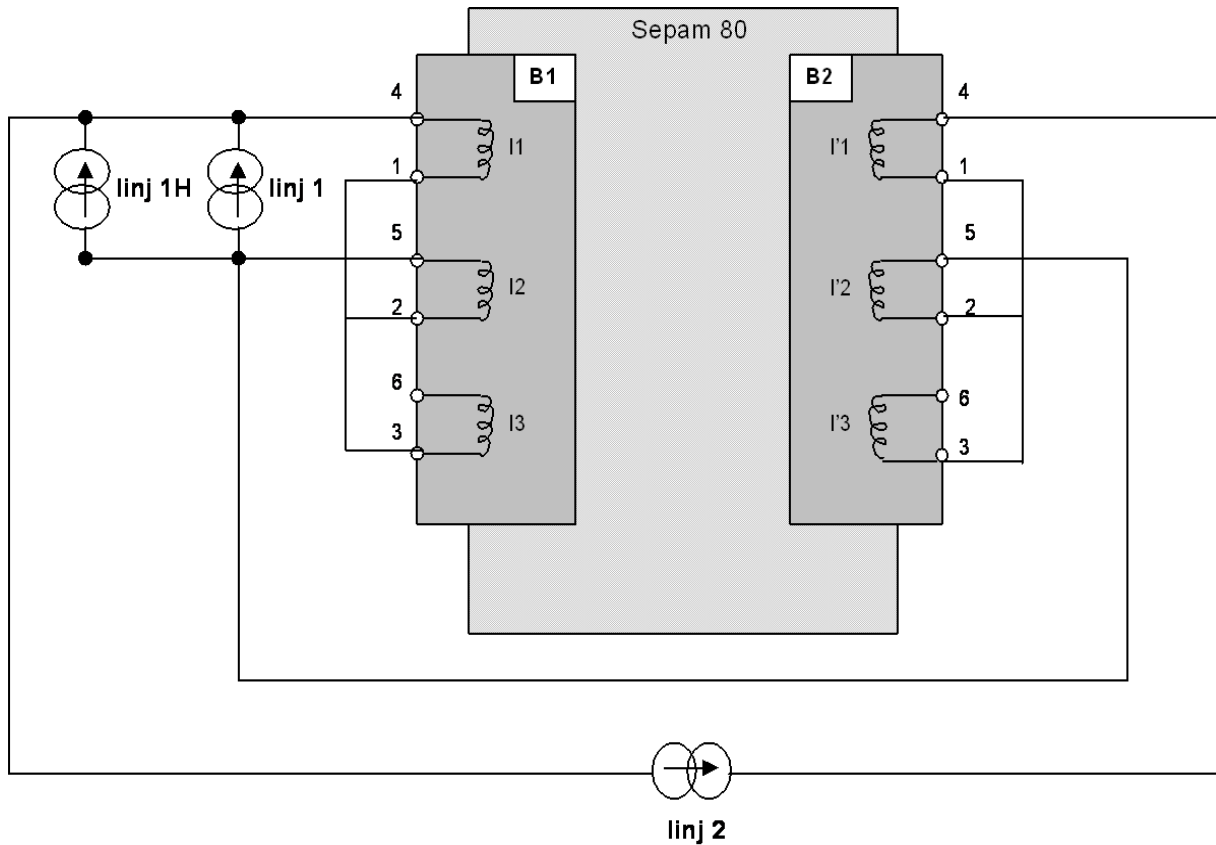


Figure III.17: Schéma d'injection harmonique pour retenue auto adaptative

#### Méthodologie :

En parallèle avec  $I_{inj1}$  il faut injecter le courant  $I_{inj1H}$  harmonique 2 ou  $I_{inj1H}$  harmonique 5.

- Pour trouver avec précision la valeur du courant différentiel de déclenchement, il est préférable de pré régler  $I_{inj1 H}$  à la valeur de retenue à tester pour un courant traversant  $I_{inj2}$  donné et d'augmenter progressivement le courant différentiel  $I_{inj1}$  à fréquence nominale.
- L'ordre de déclenchement est donné si le point de fonctionnement : (courant traversant, courant différentiel) se trouve dans la zone de déclenchement définie par le seuil  $I_{ds}$ , la pente  $I_d/I_t$  et la retenue auto-adaptative, en fonction du taux d'harmonique 2 et 5.

Le test précédent permet de tracer la zone de déclenchement en fonction de la valeur du taux d'harmonique de rang 2 et 5 quand la retenue harmonique auto-adaptative est activée.

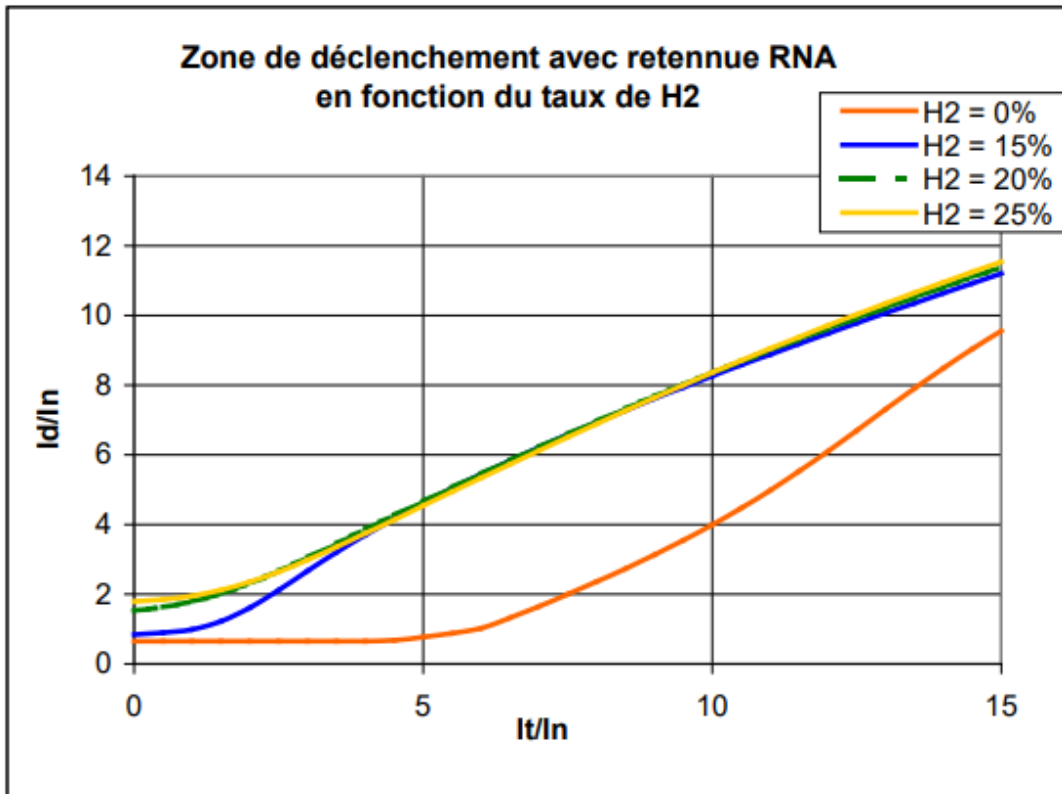


Figure III.18 : Zone de déclenchement avec retenue RNA en fonction du taux de H2

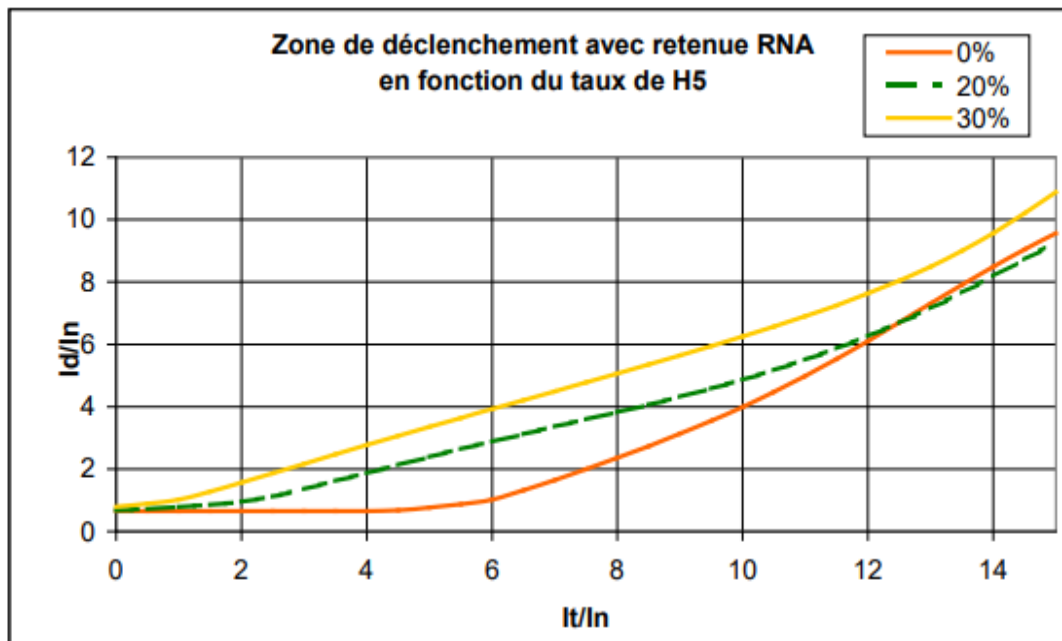


Figure III.19 : Zone de déclenchement avec retenue RNA en fonction du taux de H5

## Partie C :

- ❖ **Caisse d'injection CMC 356 ①** : Le CMC 356 d'OMICRON est un équipement de test doté de deux sources de courant triphasé de 0 à 25 Ampères chacune, ainsi qu'une source de tension triphasée de 0 à 250 volts. Il fonctionne comme un simulateur de réseau électrique et est spécifiquement conçu pour tester les relais de protection tels que les relais de distance, de différence et de surintensité, ainsi que pour les équipements de mesure comme les compteurs d'énergie et les transducteurs.

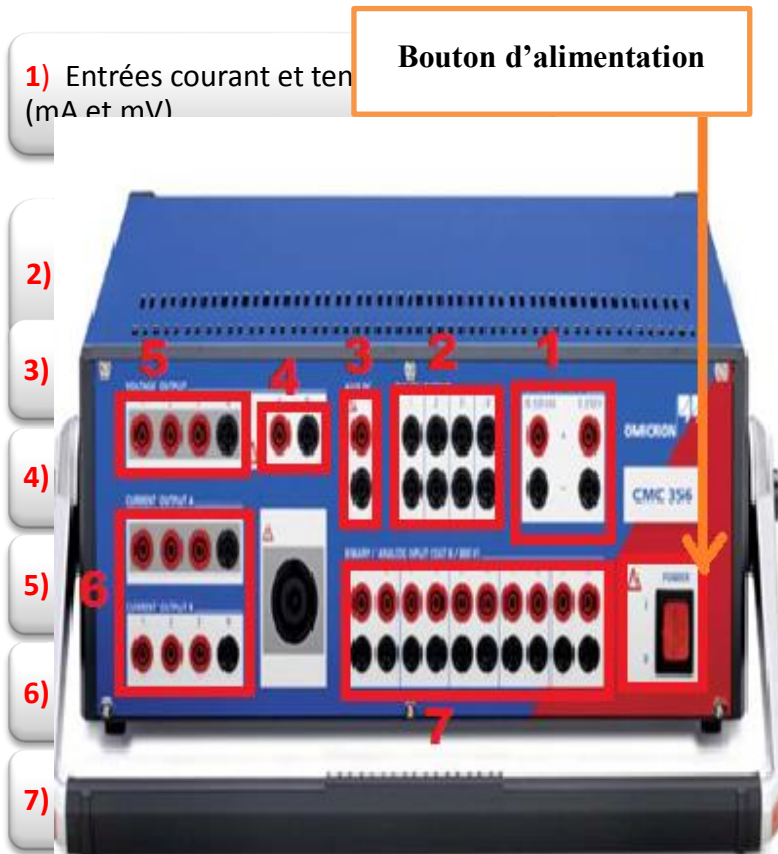


Figure III.20: caisse d'injection CMC 356 Omicron

Les fonctions des protections seront testées pendant nos essais avec les modules du logiciel *Test Universe 4.00* d'OMICRON.

✚ **Page de démarrage** : c'est l'interface du logiciel *Test Universe 4.00* pour la communication avec la caisse d'injection OMICRON.



**Figure III.21: Interface du logiciel Test Universe 4.00**

Le logiciel de communication *Test Universe 4.00* d'OMICRON, sert à tester tous les types de protections comme il est indiqué sur la page de démarrage (**Figure III 2**)

La méthodologie et les résultats d'utilisation du logiciel *Test Universe 4.00* d'OMICRON pour notre test de la protection différentielle par le module classique **QuikCMC** est comme suite :

☒ Cliquez sur nouveau document test :

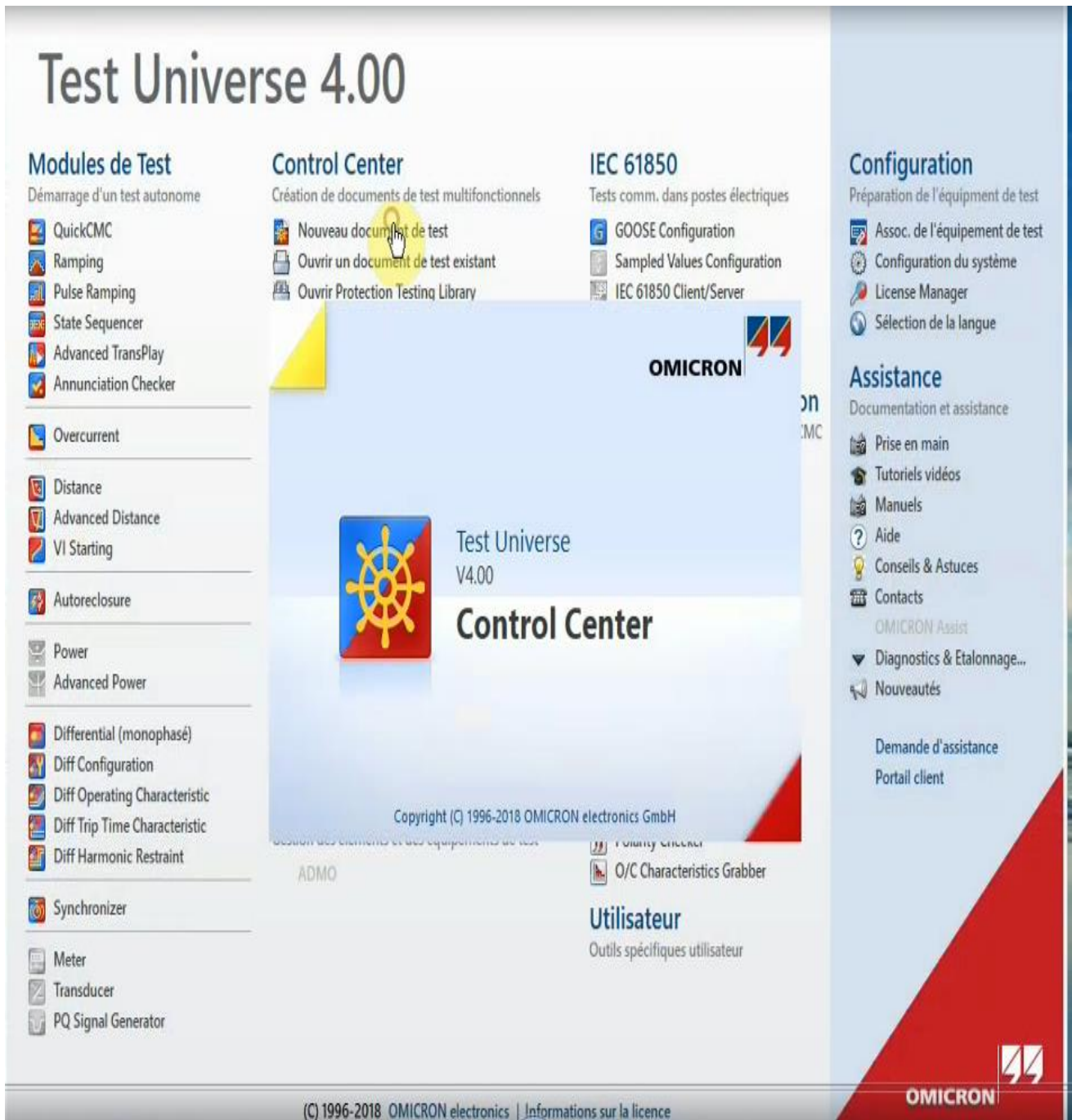


Figure III.22 : Nouveau document de test

- + Cliquer sur :
  - Accueil
  - Hardware configuration ↘↘

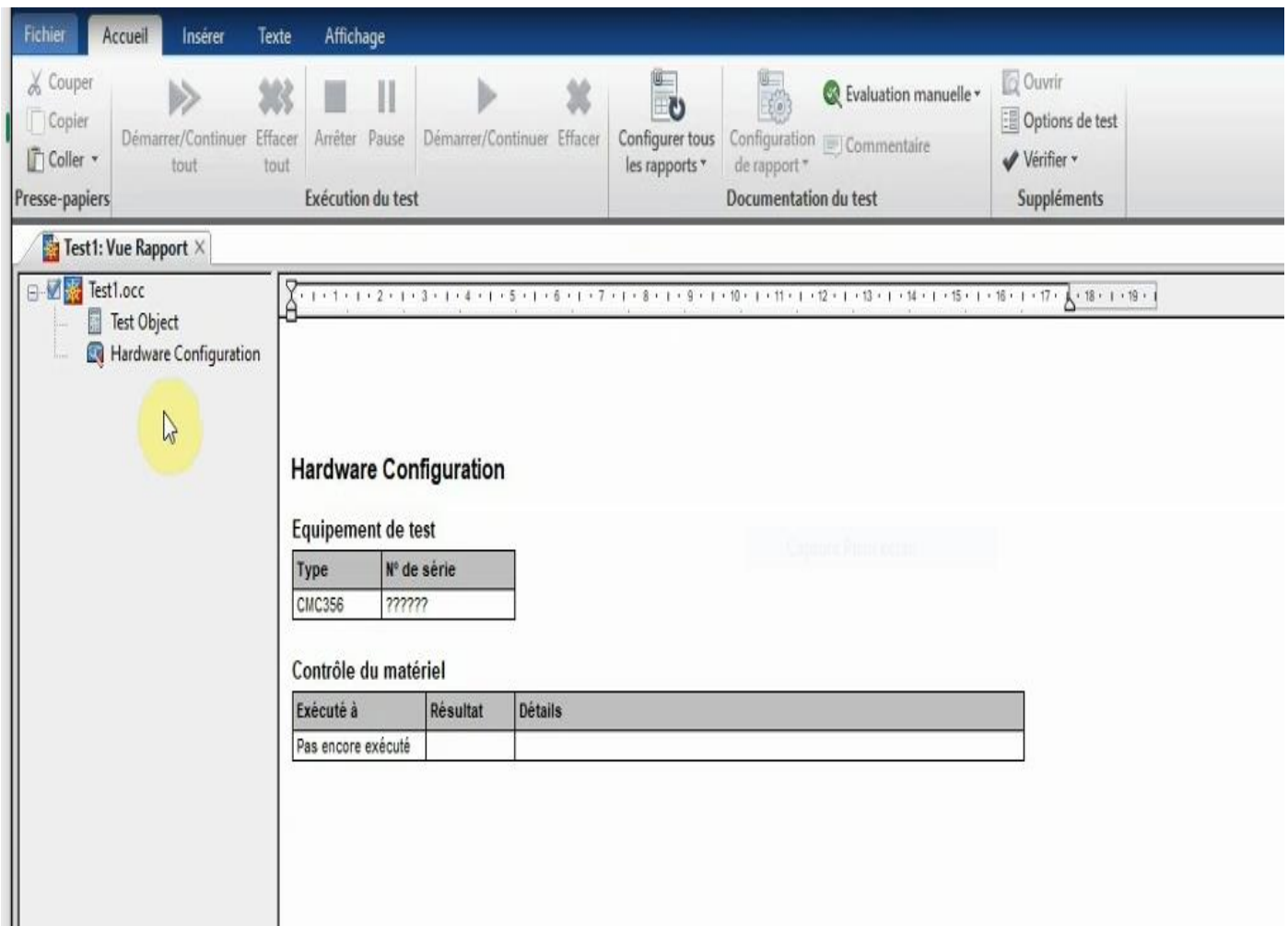


Figure III.23: Hardware configuration

✚ Régler les paramètres d'équipements :

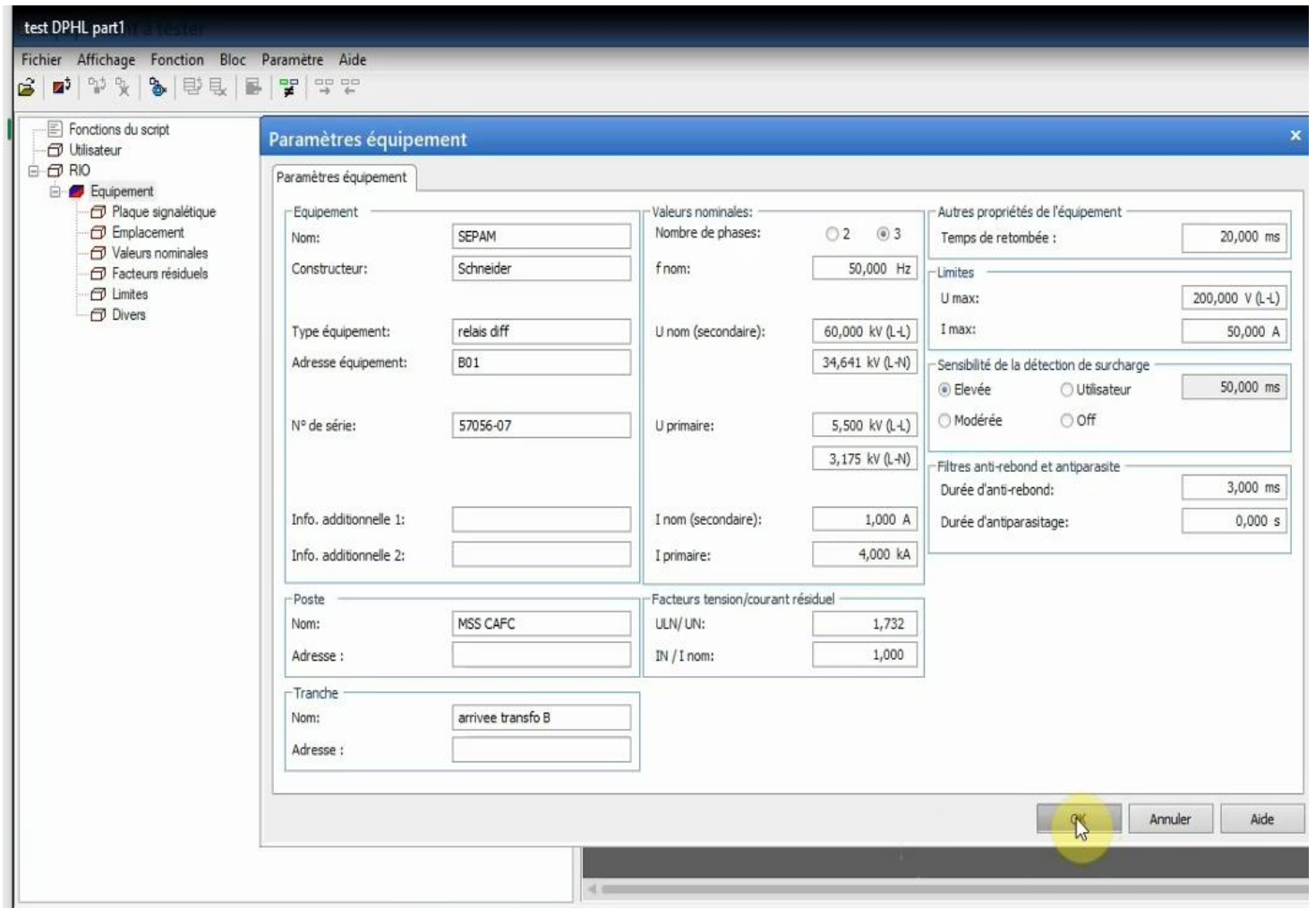


Figure III.24 : Configuration globale du matériel

✚ Régler les détails de la configuration des sorties :

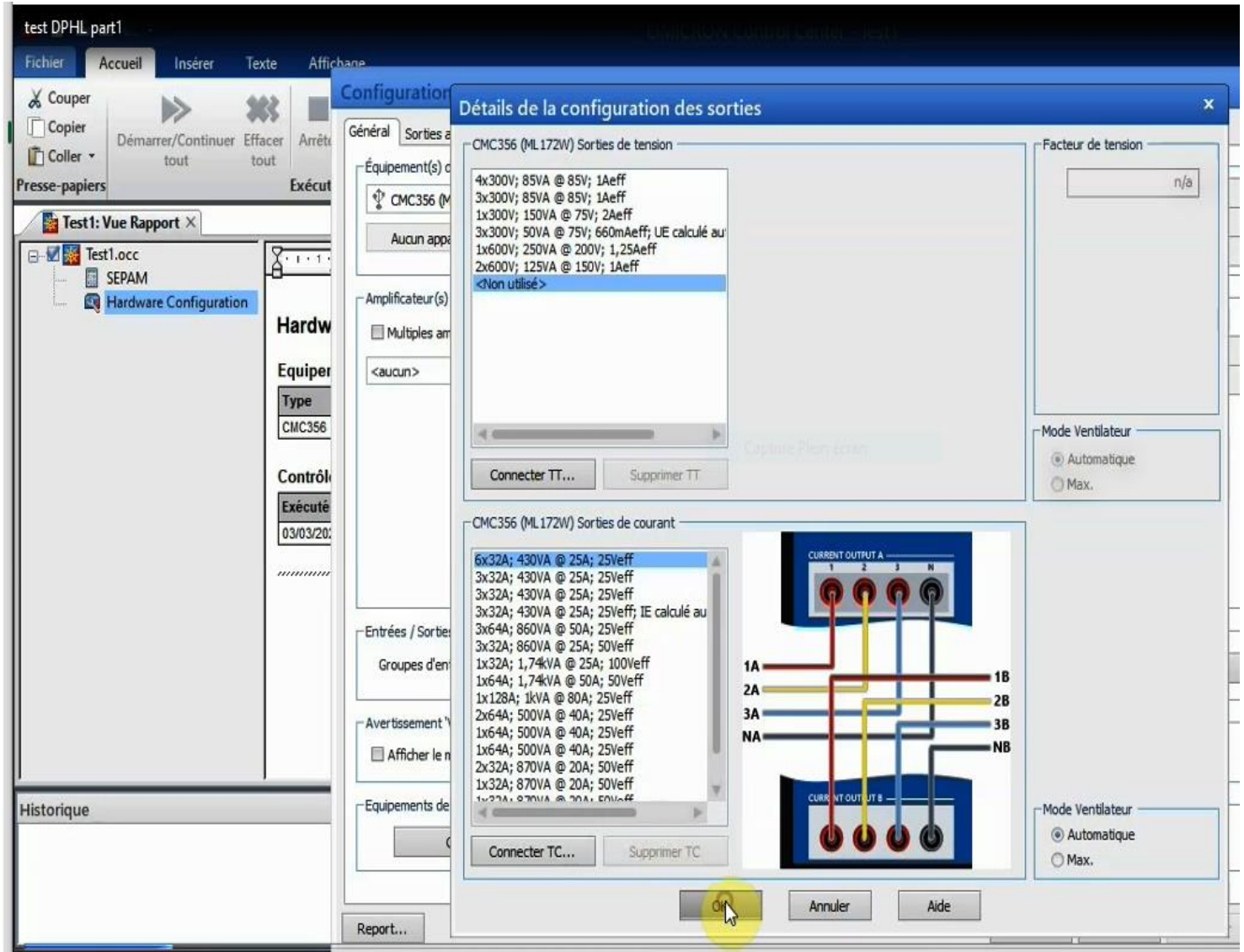


Figure III.25 : Détails de la configuration des sorties

☛ Cliquer sur :

- Accueil
- Configuration globale du matériel

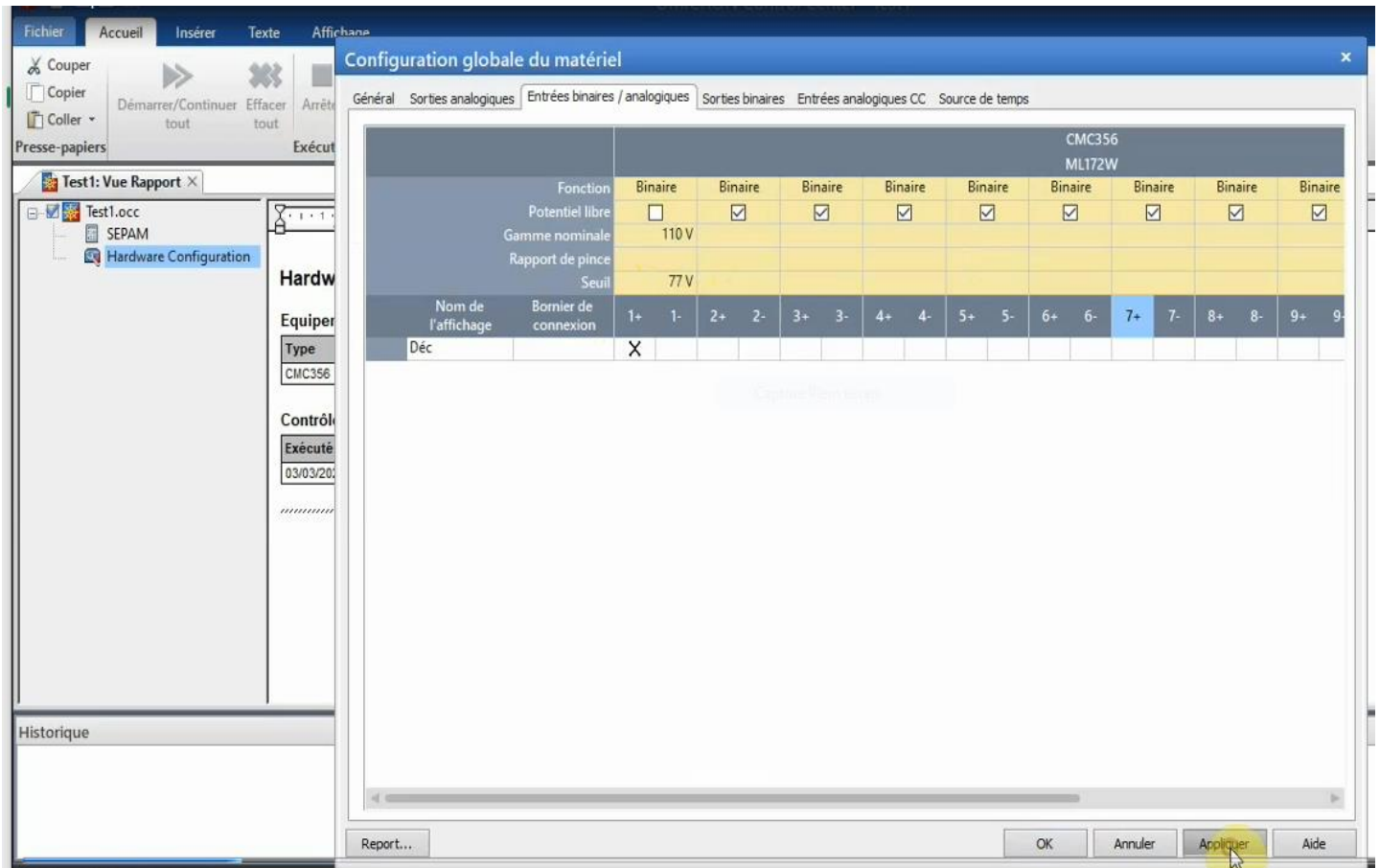


Figure III.26 : Configuration globale du matériel

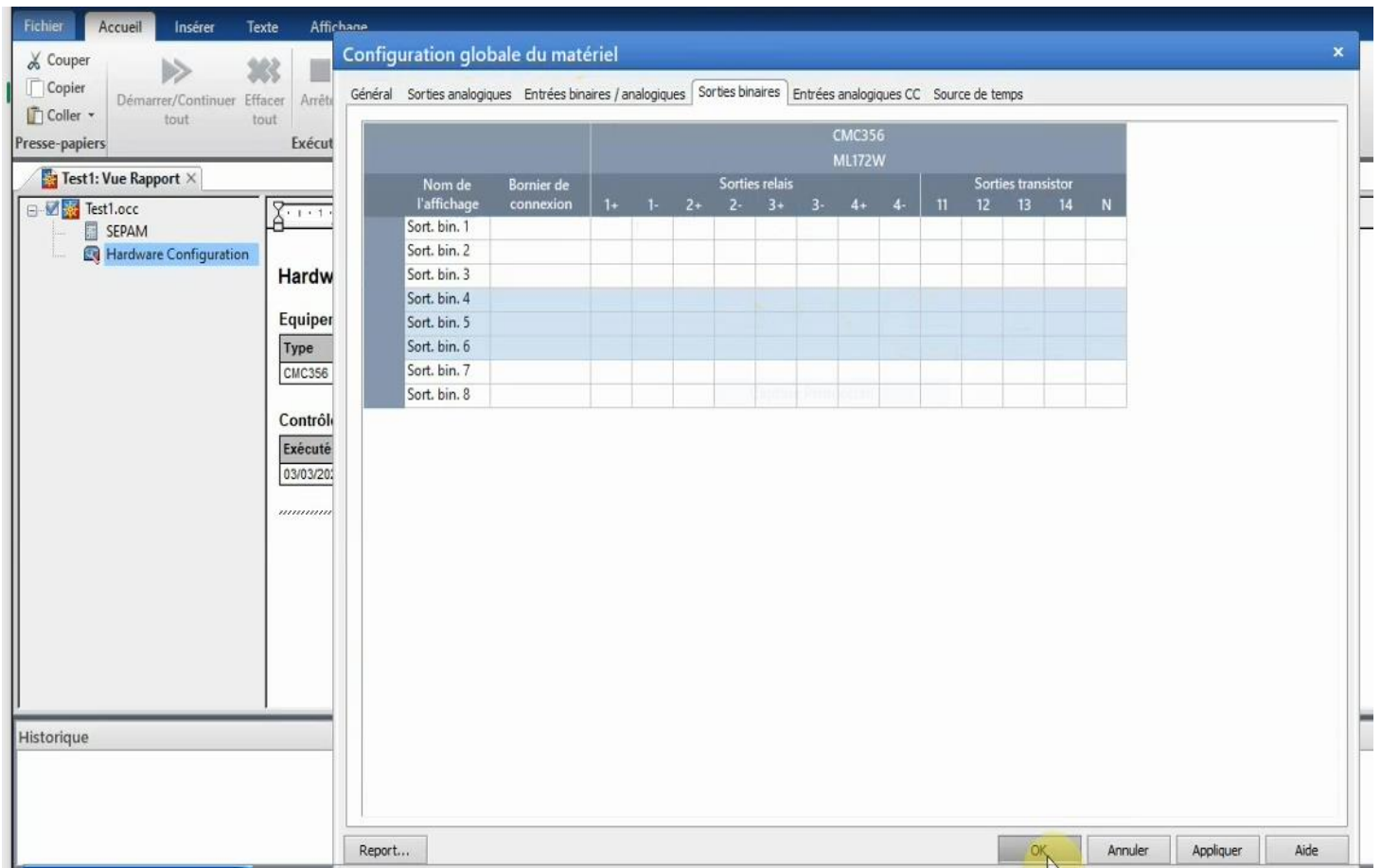


Figure III.27 : Configuration globale du matériel (Sorties binaires)

- ✚ Cliquer sur :
  - La fenêtre Insérer
  - Nouvel configuration du matériel

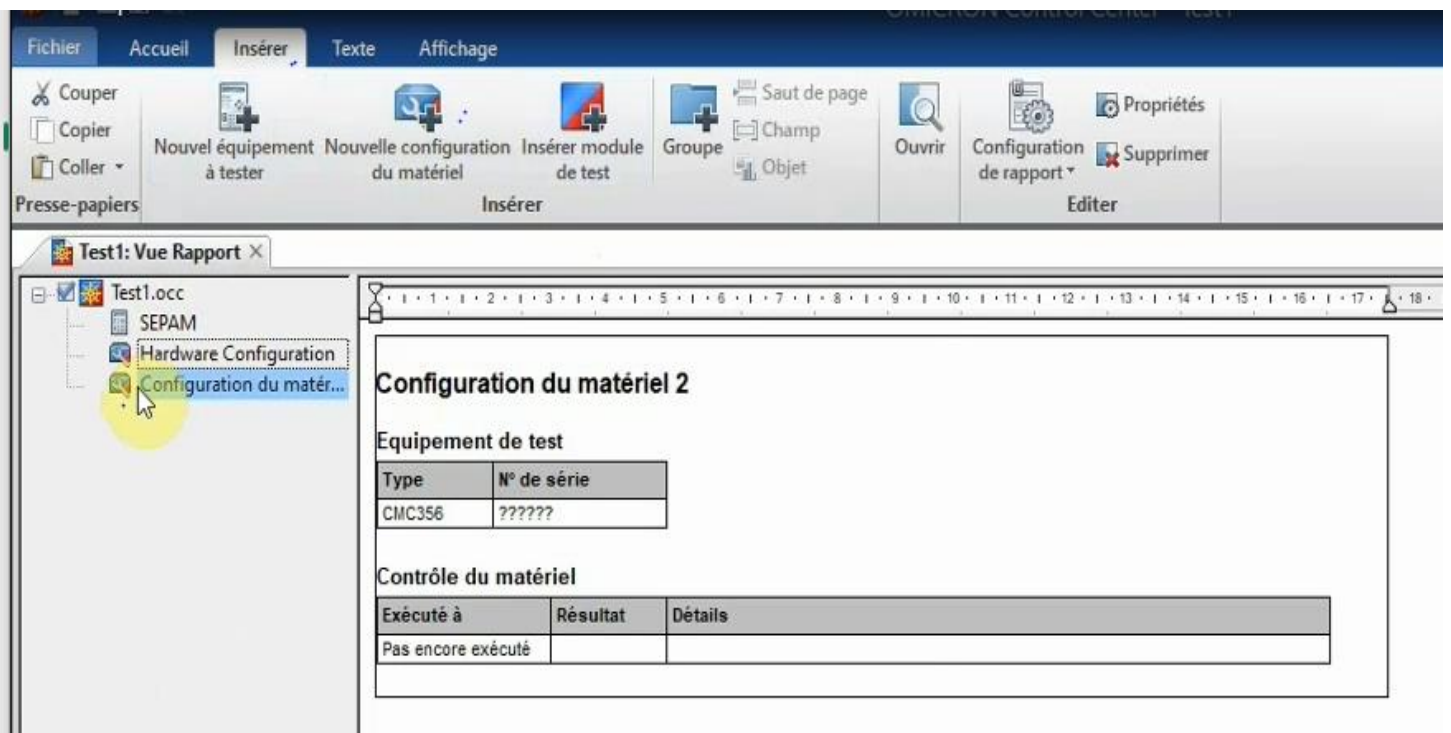



Figure III .28 : Configuration du matériel

 Cliquer sur :  
 Test1.occ

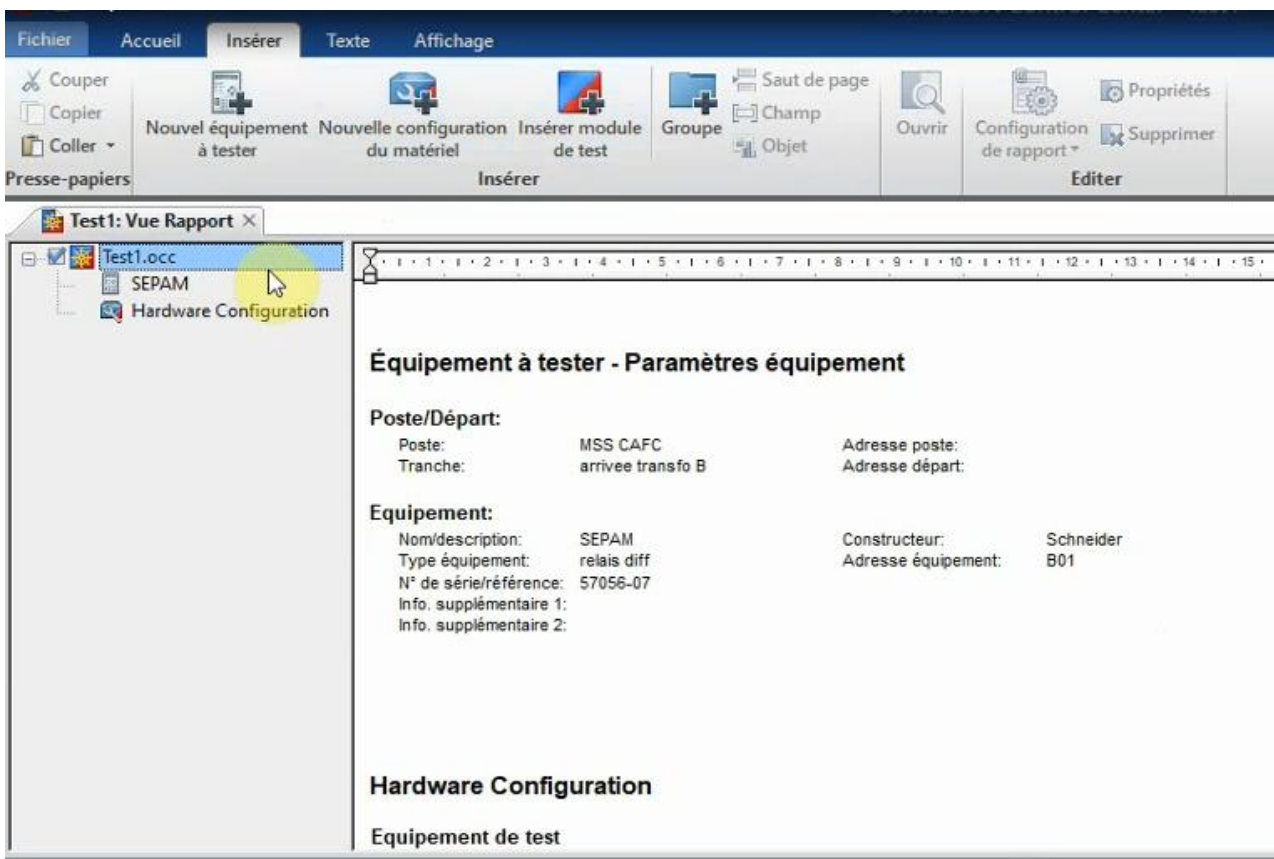


Figure III.29: Equipement à tester -Paramètres équipement

✚ Cliquer sur :

- Nouvel configuration de paramètres :

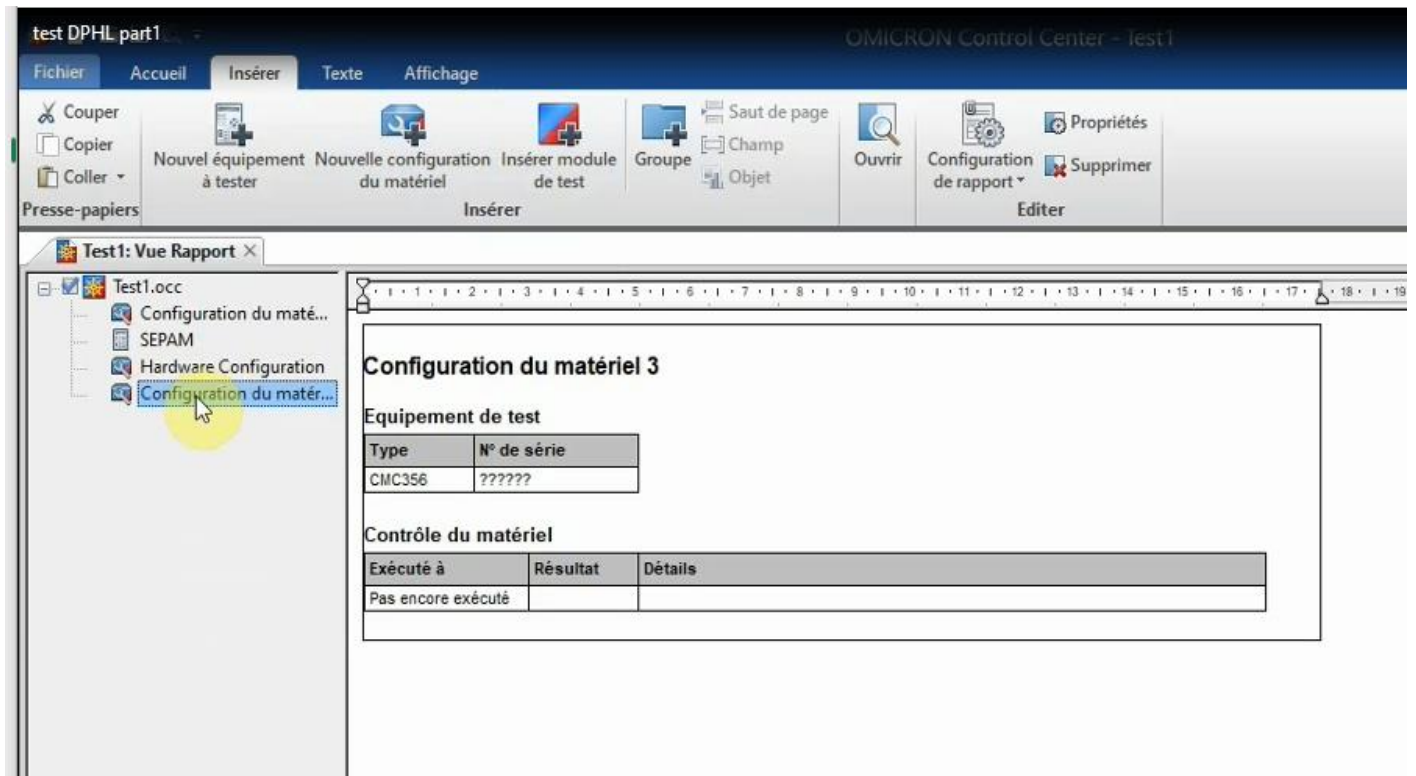


Figure III.30 : Configuration du matériel 3

✚ Cliquer sur :

- Insérer module du teste
- Diff Operating caractéristique

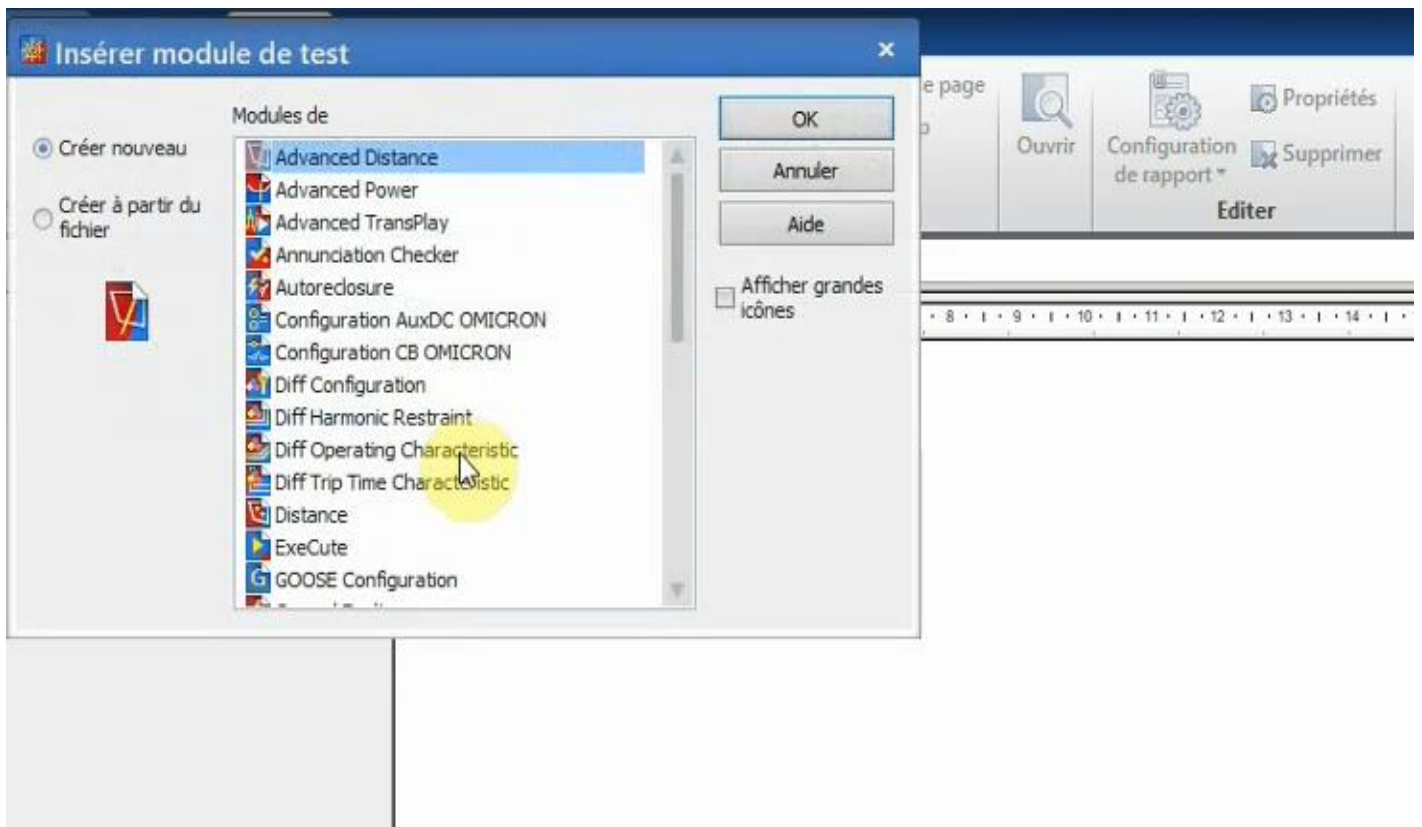


Figure III.31 : Insertion de module de test

✚ Cliquer sur :

- Diff Operating caractéristique
- Surnommé le titre : Diff Operating caractéristique Phase- Terre

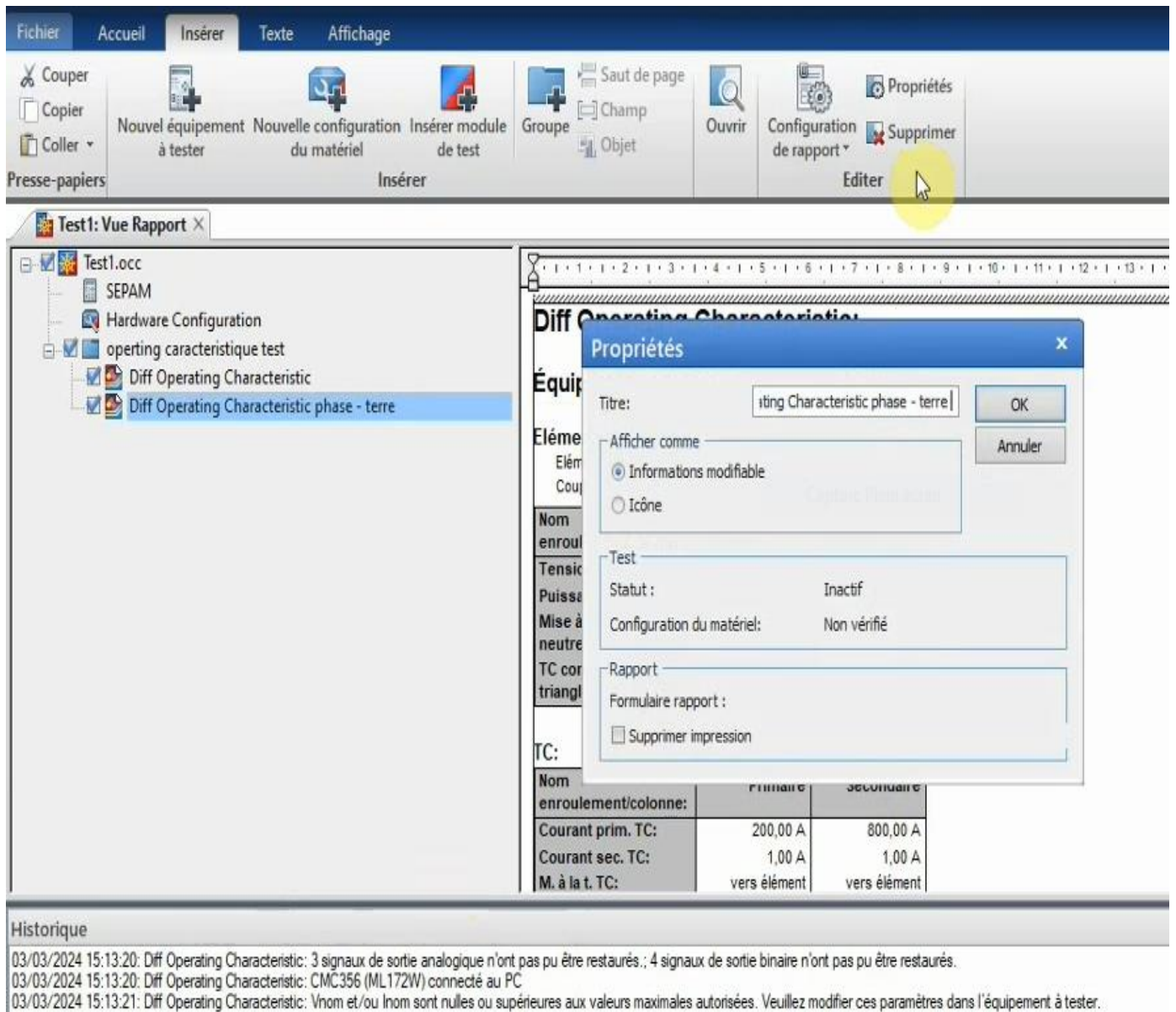


Figure III.32: Diff Operating caractéristique Phase- Terre

✚ Cliquer sur :

- Paramètre protéger et régler les éléments (figure III)

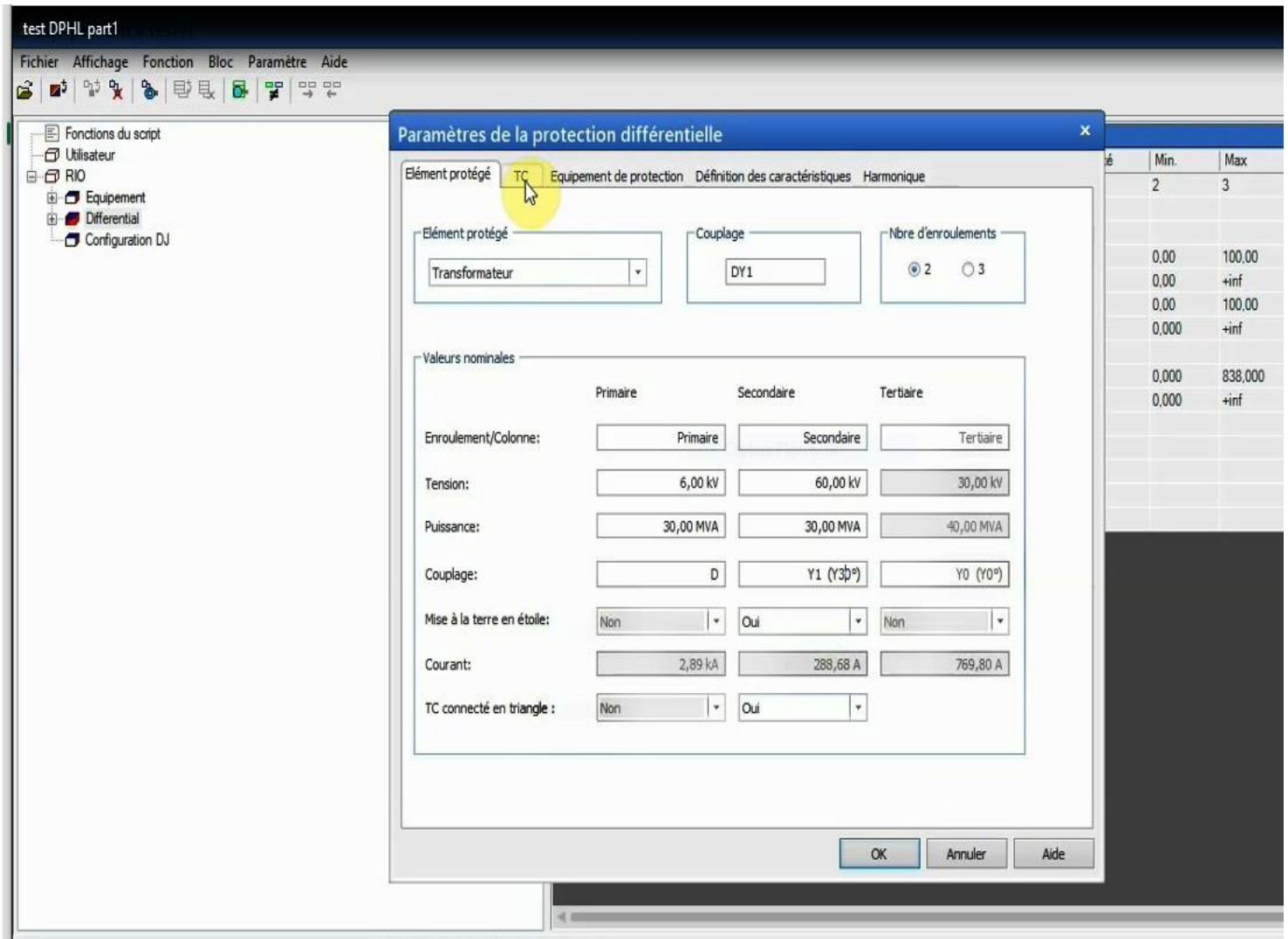


Figure III.33: Paramètre de la protection différentielle

✚ Cliquer sur :

- TC
- Régler les paramètres de TC

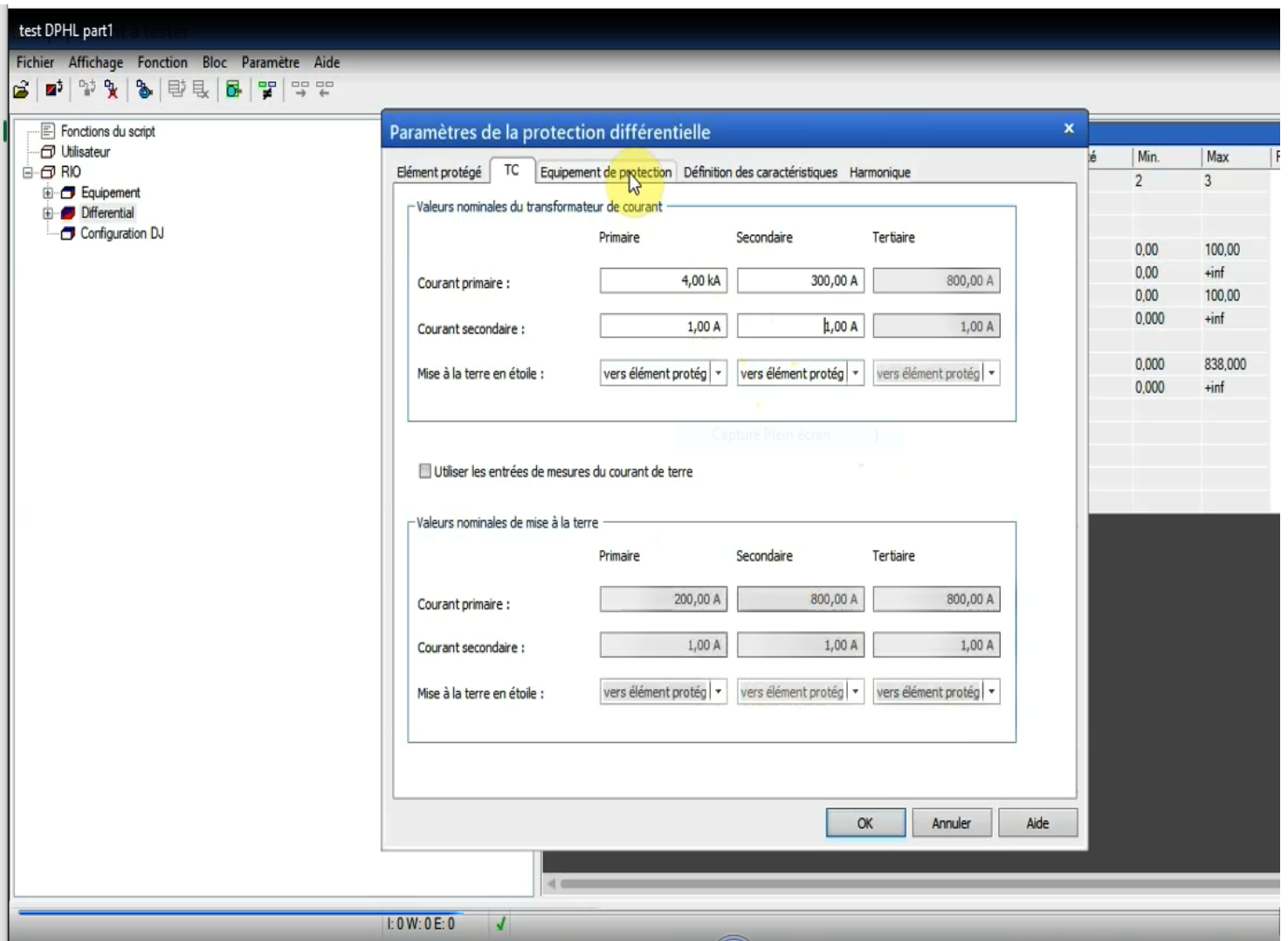


Figure III.34: Paramètre de la protection différentielle - TC

✚ Cliquer sur :

- Equipement de protection
- Régler les paramètres

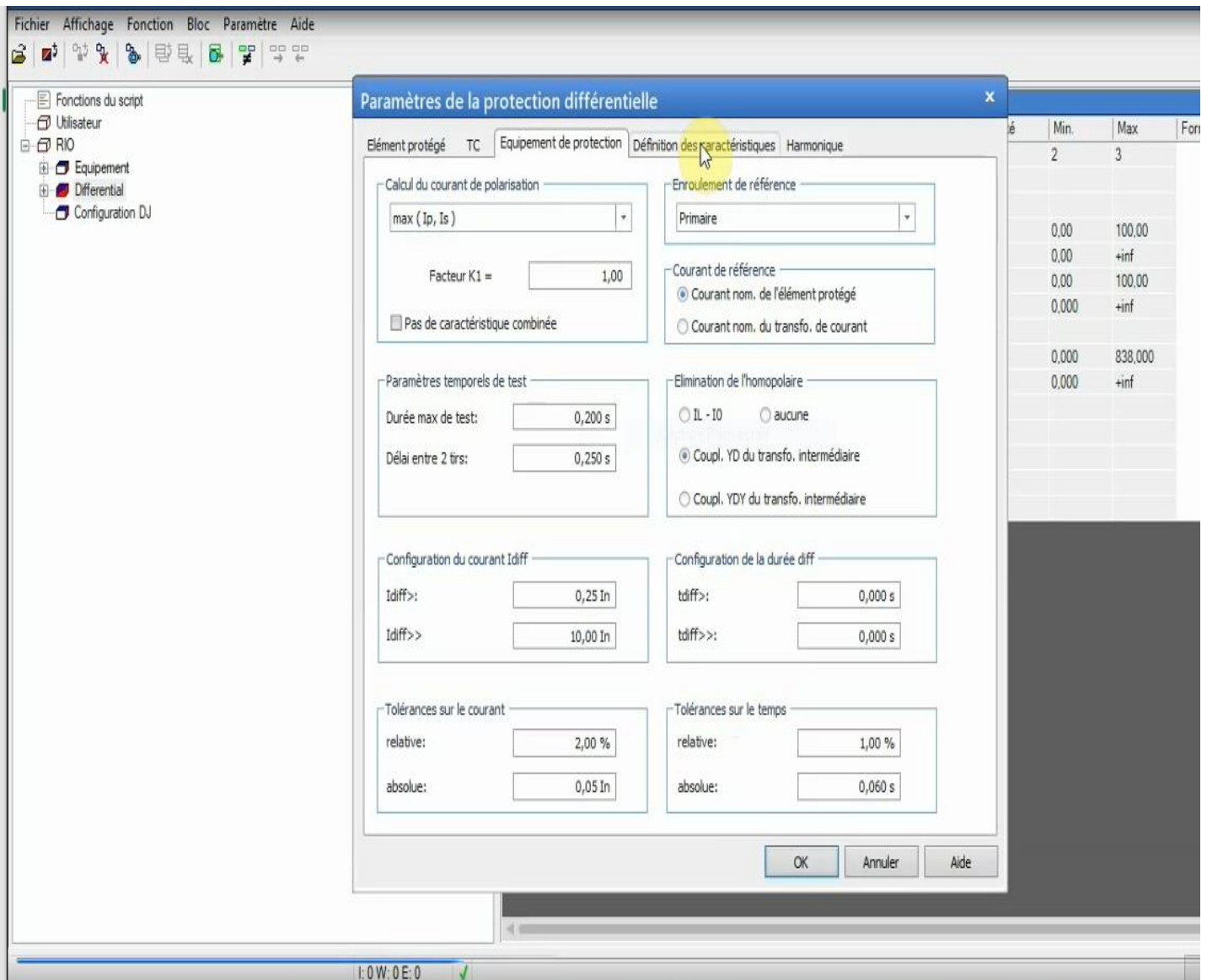


Figure III.35: Paramètre de la protection différentielle - équipement de protection

✚ Cliquer sur :

- Définition des caractéristiques
- Régler les valeurs comme suite :

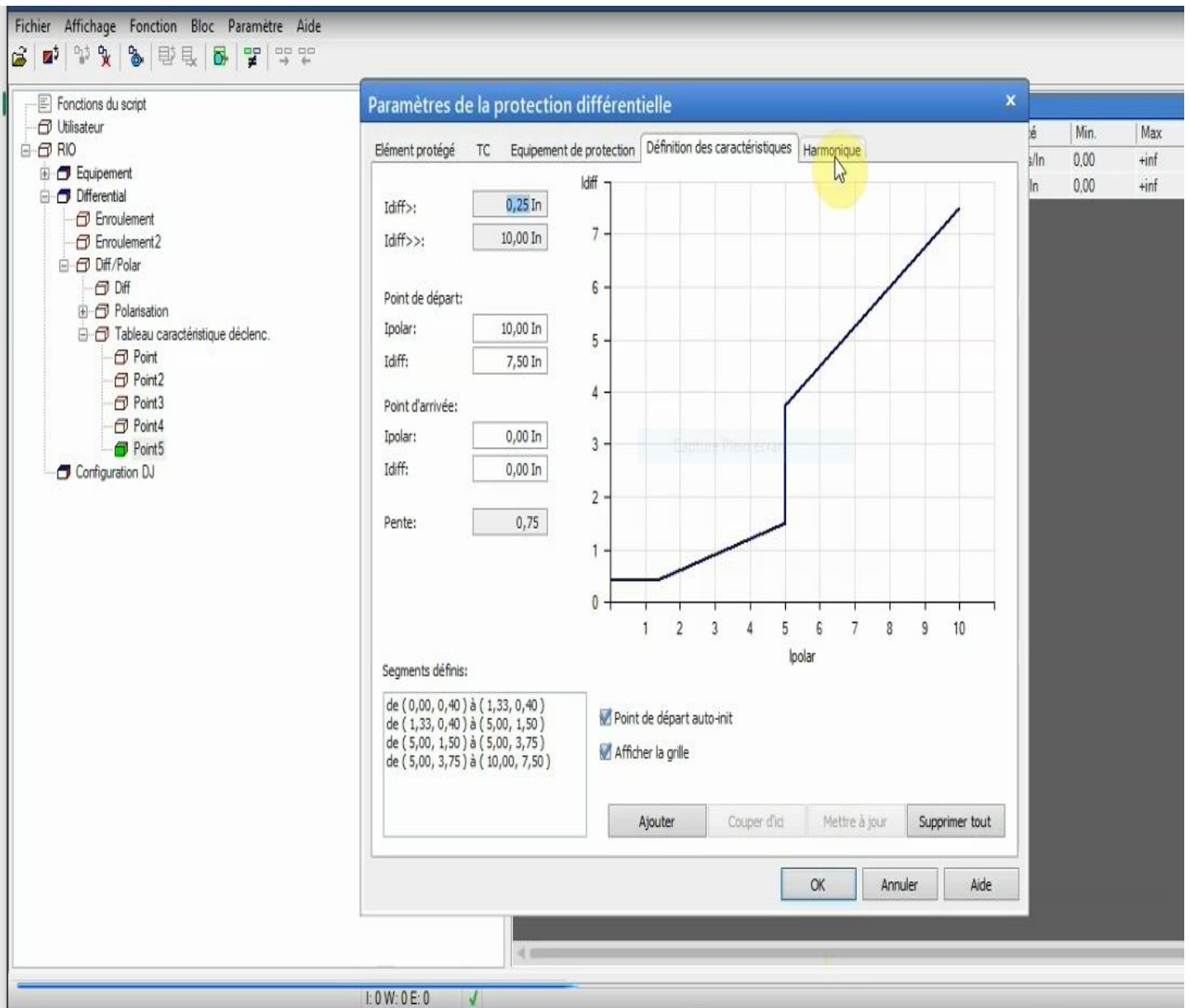


Figure III.36 : Paramètre de la protection différentielle ( définition des caractéristique )

✚ Cliquer sur :

- Harmonique
- Régler les valeurs telles suite :

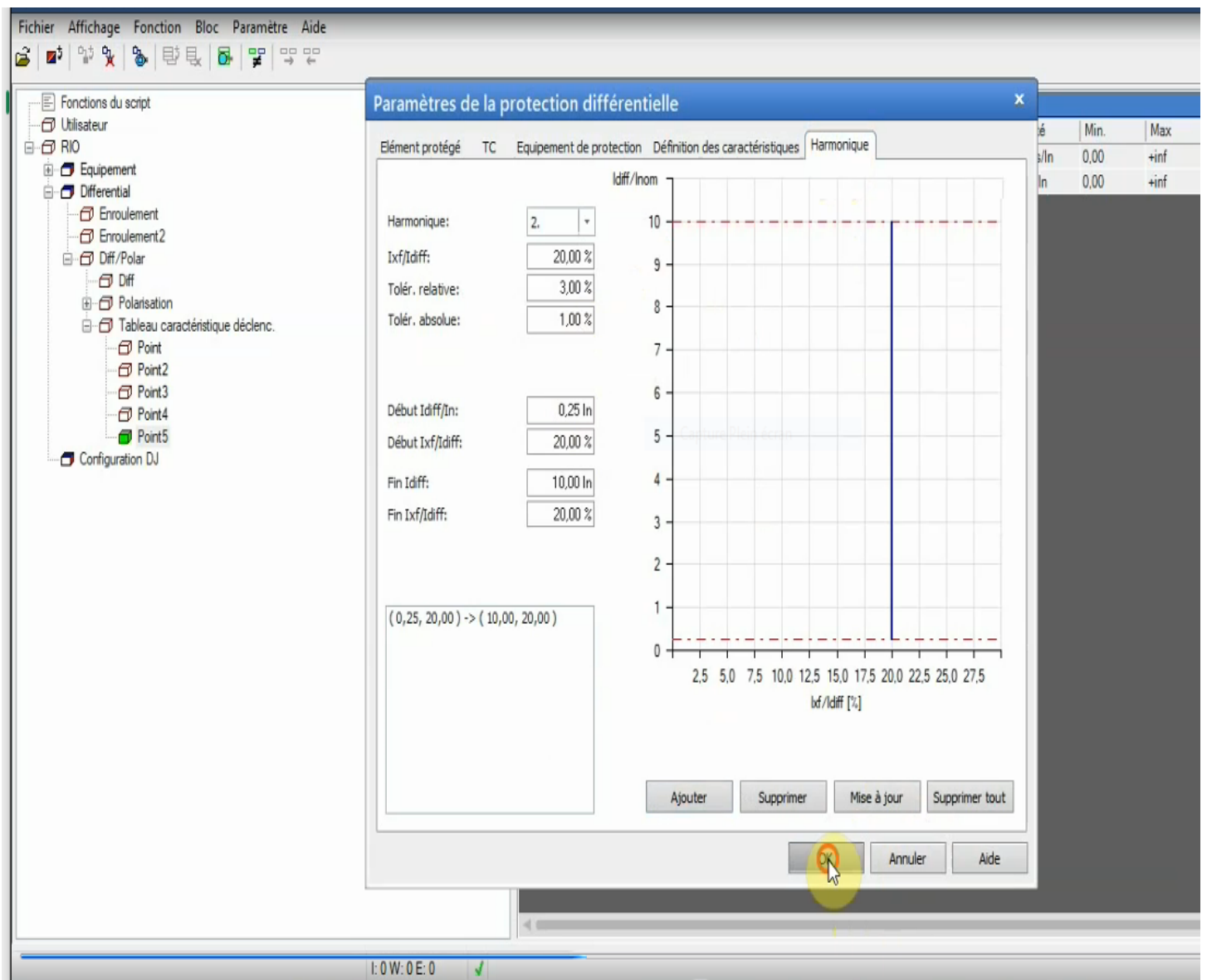


Figure III.37 : Paramètre de la protection différentielle - Harmonique

✚ Cliquer sur :

- OK

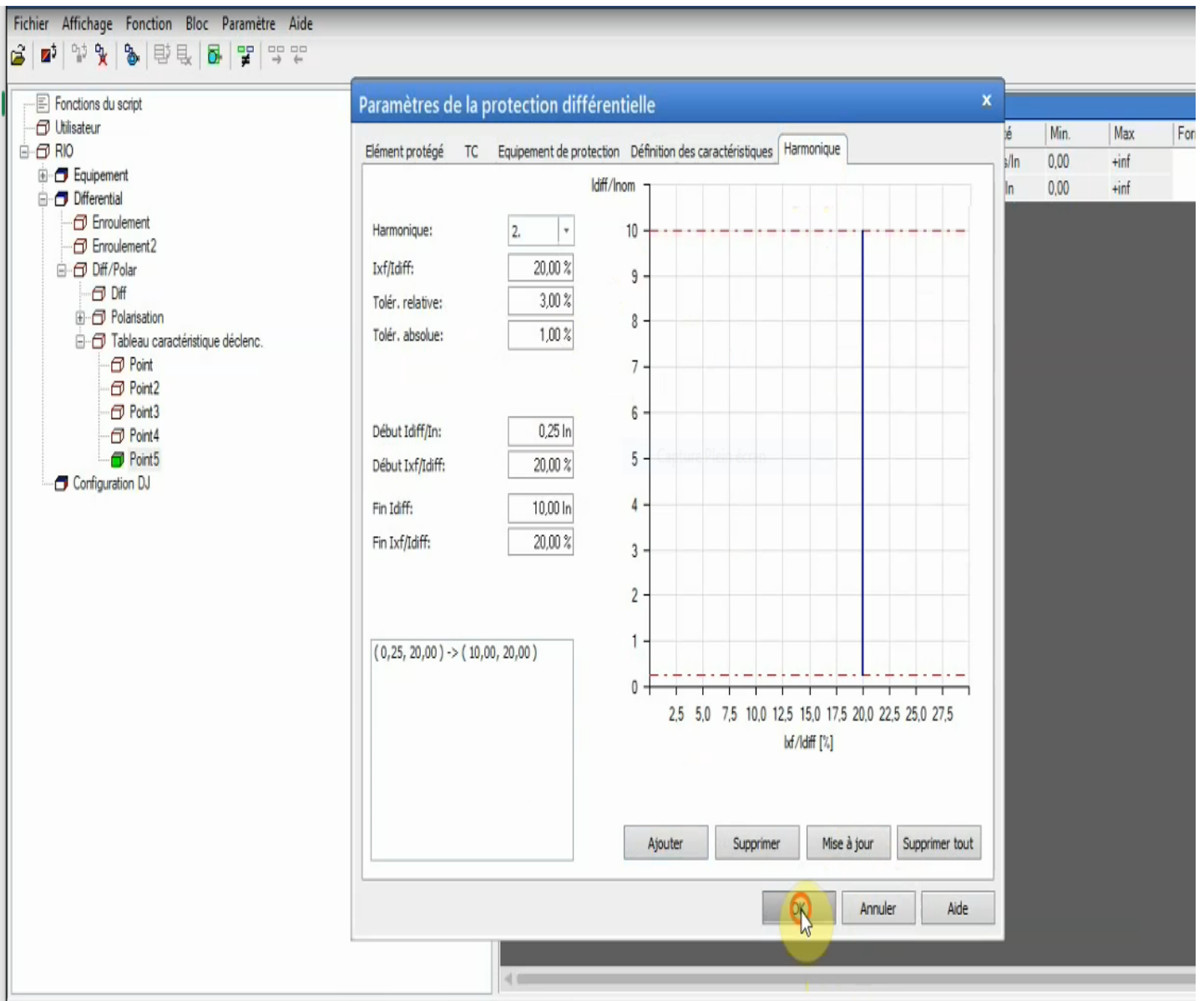


Figure III.38 : paramètre de la protection différentielle - Harmonique

☞ Cliquer sur :

- Le diagramme de la caractéristique de fonctionnement en mettant plusieurs points sur le diagramme.
- Cliquer sur Démarrer

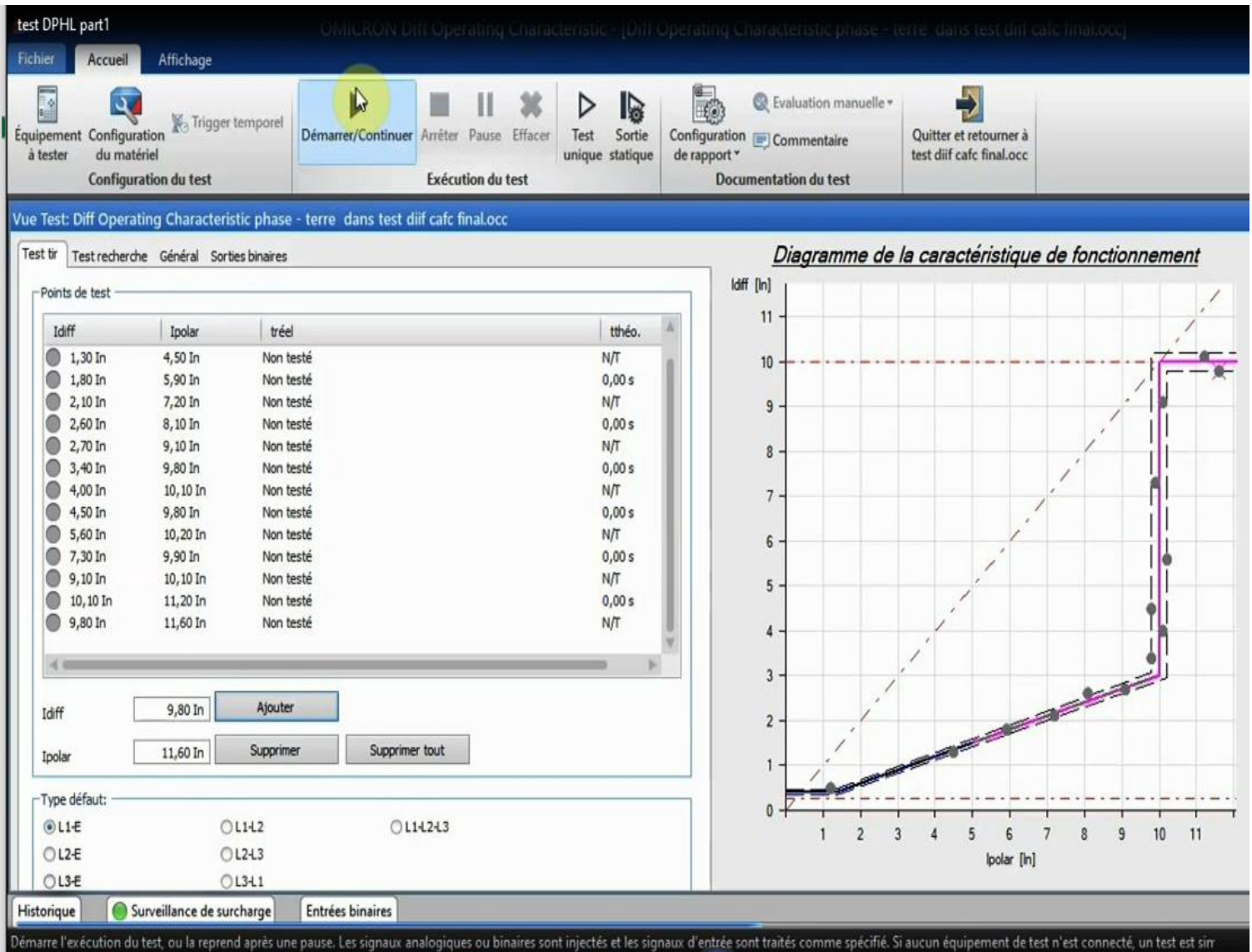


Figure III.39 : Vue de teste Diff caractéristique Phase Terre

Voilà le résultat du teste en final :

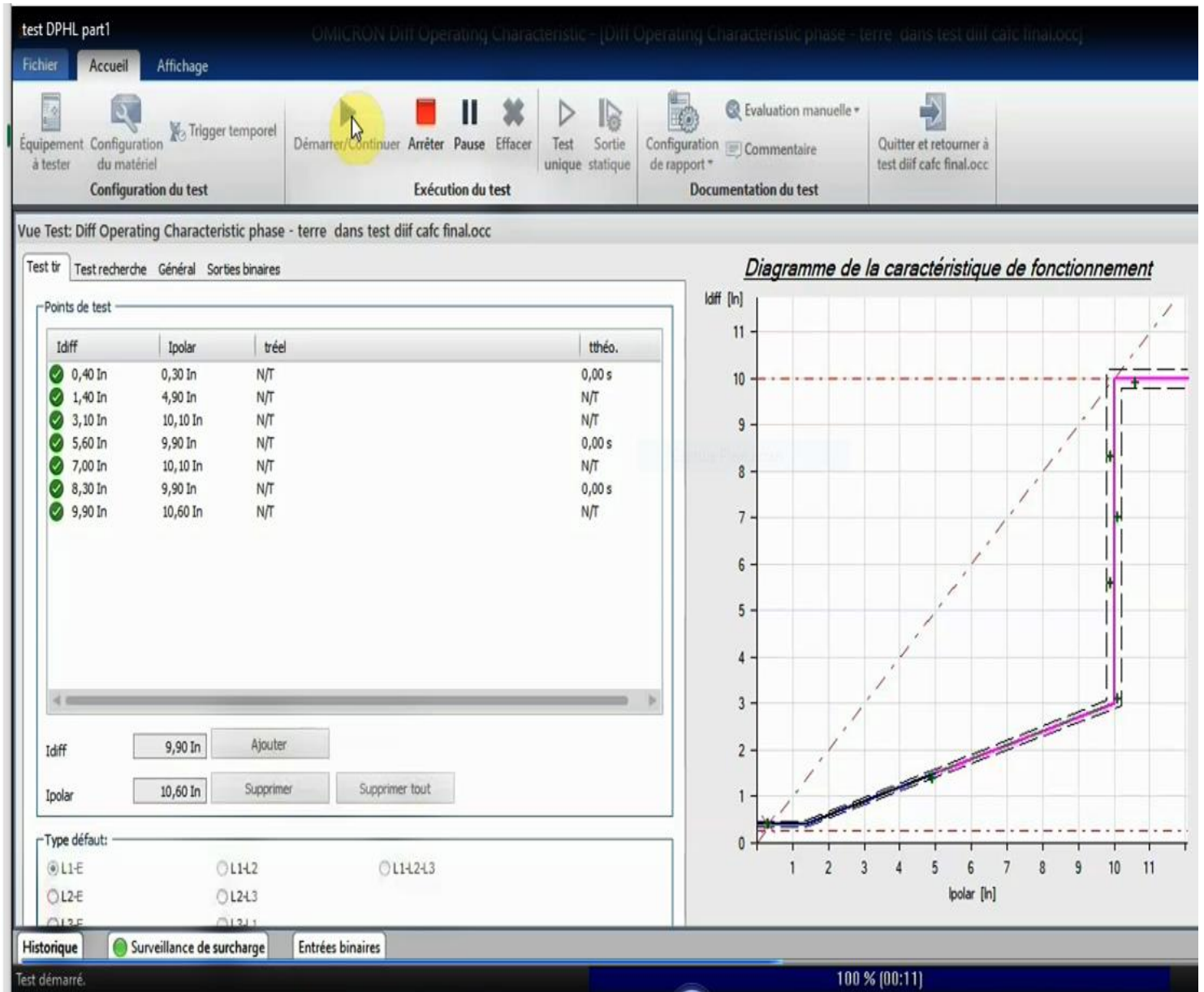


Figure III.40 : Résulta du teste phase terre

## V. Rapport de test réalisé

### Équipement à tester - Paramètres équipement

**Poste/Départ:**

Poste: MSS CAFC Adresse poste: GSE-MLE  
 Tranche: Arrivée Transformateur A Adresse départ: Cellule A01

**Équipement:**

Nom/description: SEPAM T80 Constructeur: Schneider  
 Type équipement: Relais diff Adresse équipement: A01  
 N° de série/référence: 57056-07  
 Info. supplémentaire 1:  
 Info. supplémentaire 2:

### hardware configuration

**Équipement de test**

Type	N° de série
CMC356	ML172W

**Contrôle du matériel**

Exécuté à	Résultat	Détails
09/03/2024 11:37:45	Réussi	

Group:operating caracteristique test

Group:test phase - terre fault

### Diff Operating Characteristic L1-E:

**Module de test**

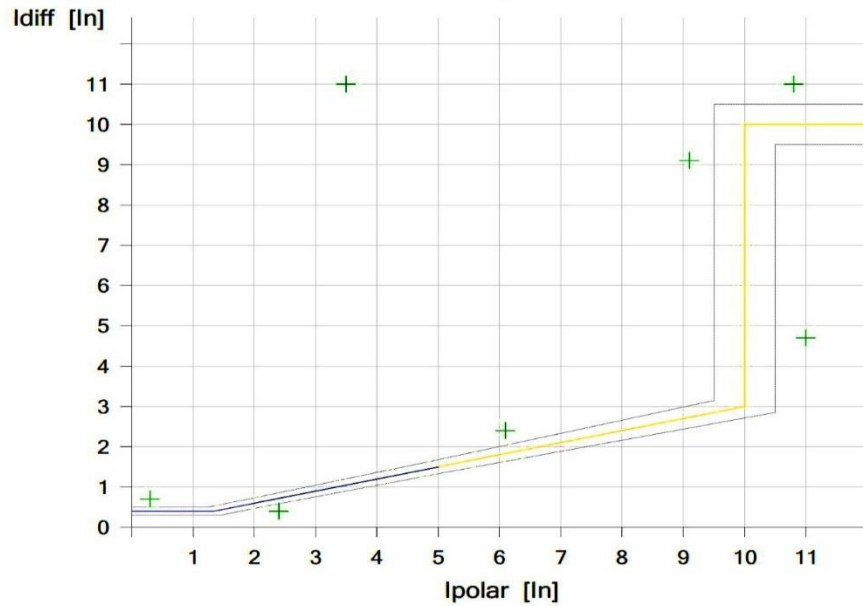
Nom: OMICRON Diff Operating Version: 4.00  
 Characteristic  
 Début test: 09-mars-2024 10:58:47 Fin test: 09-mars-2024 10:58:58  
 Nom utilisateur: Responsable:  
 Société:

### Paramètres du test:

### Résultats test pour type défaut L1-E côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
0,70 In	0,30 In	0,0300 s	0,0406 s	Testé	Réussi
0,40 In	2,40 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
2,40 In	6,10 In	0,0300 s	0,0473 s	Testé	Réussi
4,70 In	11,00 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
9,10 In	9,10 In	0,0300 s	0,0413 s	Testé	Réussi
11,00 In	10,80 In	0,0300 s	0,0457 s	Testé	Réussi
11,00 In	3,50 In	0,0300 s	0,0479 s	Testé	Réussi

*Diagramme de la caractéristique de fonctionnement*



Tir	1	2	3	4	5	6	7
Idiff:	0,70 In	0,40 In	2,40 In	4,70 In	9,10 In	11,00 In	11,00 In
Ipolar:	0,30 In	2,40 In	6,10 In	11,00 In	9,10 In	10,80 In	3,50 In
I Primaire L1:	0,217 A	1,732 A	4,402 A	7,939 A	6,567 A	7,794 A	2,526 A
Phase Primaire L1:	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
I Primaire L2:	0,108 A	0,866 A	2,201 A	3,969 A	3,284 A	3,897 A	1,263 A
Phase Primaire L2:	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
I Primaire L3:	0,108 A	0,866 A	2,201 A	3,969 A	3,284 A	3,897 A	1,263 A
Phase Primaire L3:	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
I Secondaire L1:	0,333 A	1,667 A	3,083 A	5,250 A	0,000 A	0,167 A	6,250 A
Phase Secondaire L1:	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	180,000 °
I Secondaire L2:	0,333 A	1,667 A	3,083 A	5,250 A	0,000 A	0,167 A	6,250 A
Phase Secondaire L2:	0,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °	0,000 °
I Secondaire L3:	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
Phase Secondaire L3:	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	180,000 °

Etat du test:  
**Test réussi**  
 7 de 7 points testés.  
 7 points réussis.  
 0 points échoués.

### Diff Operating Characteristic L2-E:

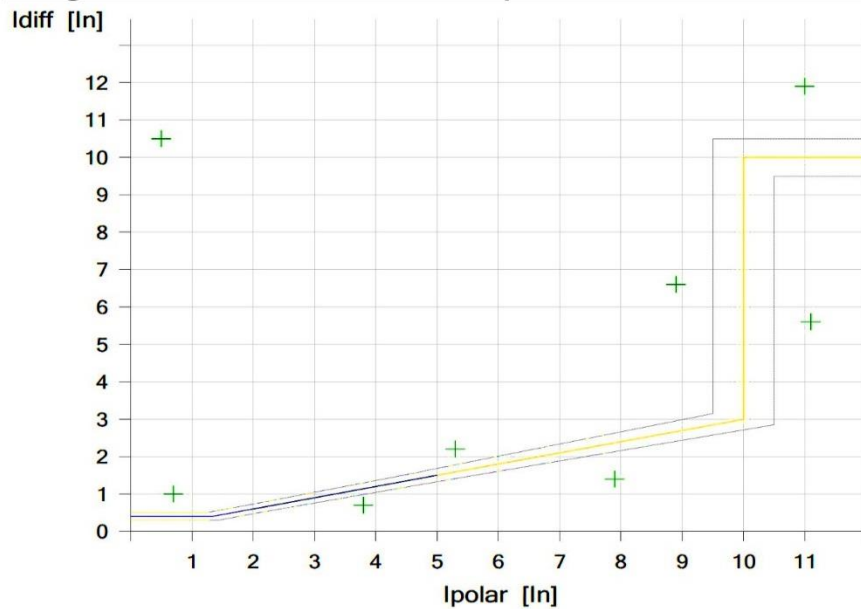
#### Module de test

Nom:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:05:22	Fin test:	09-mars-2024 11:05:35
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

#### Résultats test pour type défaut L2-E côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
1,00 In	0,70 In	0,0300 s	0,0400 s	Testé	Réussi
0,70 In	3,80 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
2,20 In	5,30 In	0,0300 s	0,0380 s	Testé	Réussi
1,40 In	7,90 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
6,60 In	8,90 In	0,0300 s	0,0407 s	Testé	Réussi
11,90 In	11,00 In	0,0300 s	0,0368 s	Testé	Réussi
10,50 In	0,50 In	0,0300 s	0,0397 s	Testé	Réussi
5,60 In	11,10 In	N/T	N/T	Testé	Réussi

#### Diagramme de la caractéristique de fonctionnement



Tir	1	2	3	4	5	6
<b>Idiff:</b>	1,00 In	0,70 In	2,20 In	1,40 In	6,60 In	11,90 In
<b>Ipolar:</b>	0,70 In	3,80 In	5,30 In	7,90 In	8,90 In	11,00 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,253 A	1,371 A	1,912 A	2,851 A	3,212 A	3,969 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,505 A	2,742 A	3,825 A	5,701 A	6,423 A	7,939 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,253 A	1,371 A	1,912 A	2,851 A	3,212 A	3,969 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,250 A	2,583 A	2,583 A	5,417 A	1,917 A	0,750 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,250 A	2,583 A	2,583 A	5,417 A	1,917 A	0,750 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	0,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °
<b>Tir</b>	<b>7</b>	<b>8</b>				
<b>Idiff:</b>	10,50 In	5,60 In				
<b>Ipolar:</b>	0,50 In	11,10 In				
<b>I Primaire L1:</b>	0,180 A	4,005 A				
<b>Phase Primaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °				
<b>I Primaire L2:</b>	0,361 A	8,011 A				
<b>Phase Primaire L2:</b>	-180,000 °	-180,000 °				
<b>I Primaire L3:</b>	0,180 A	4,005 A				
<b>Phase Primaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °				
<b>I Secondaire L1:</b>	0,000 A	0,000 A				
<b>Phase Secondaire L1:</b>	180,000 °	0,000 °				
<b>I Secondaire L2:</b>	8,333 A	4,583 A				
<b>Phase Secondaire L2:</b>	180,000 °	0,000 °				
<b>I Secondaire L3:</b>	8,333 A	4,583 A				
<b>Phase Secondaire L3:</b>	0,000 °	180,000 °				

**Etat du test:**

**Test réussi**

8 de 8 points testés.

8 points réussis.

0 points échoués.

### Diff Operating Characteristic L3-E:

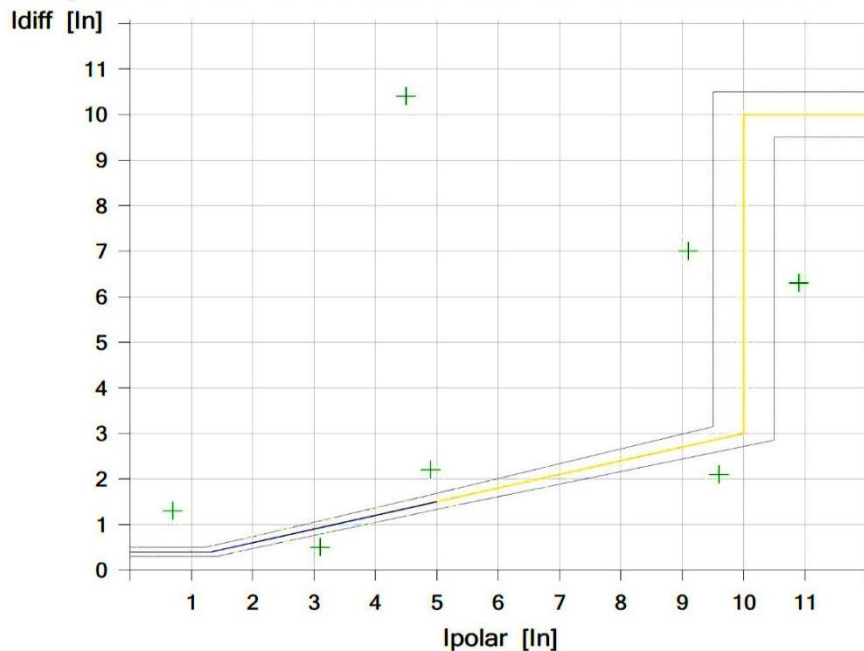
#### Module de test

Nom: OMICRON Diff Operating Version: 4.00  
 Début test: 09-mars-2024 11:07:27 Fin test: 09-mars-2024 11:07:39  
 Nom utilisateur: Responsable:  
 Société:

#### Résultats test pour type défaut L3-E côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
1,30 In	0,70 In	0,0300 s	0,0400 s	Testé	Réussi
0,50 In	3,10 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
2,20 In	4,90 In	0,0300 s	0,0398 s	Testé	Réussi
2,10 In	9,60 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
7,00 In	9,10 In	0,0300 s	0,0452 s	Testé	Réussi
10,40 In	4,50 In	0,0300 s	0,0357 s	Testé	Réussi
6,30 In	10,90 In	N/T	N/T	Testé	Réussi

#### Diagramme de la caractéristique de fonctionnement



Tir	1	2	3	4	5	6	7
<b>Idiff:</b>	1,30 In	0,50 In	2,20 In	2,10 In	7,00 In	10,40 In	6,30 In
<b>Ipolar:</b>	0,70 In	3,10 In	4,90 In	9,60 In	9,10 In	4,50 In	10,90 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,253 A	1,119 A	1,768 A	3,464 A	3,284 A	1,624 A	3,933 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,253 A	1,119 A	1,768 A	3,464 A	3,284 A	1,624 A	3,933 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,505 A	2,237 A	3,536 A	6,928 A	6,567 A	3,248 A	7,866 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,500 A	2,167 A	2,250 A	6,250 A	1,750 A	4,917 A	3,833 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	0,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °	180,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,500 A	2,167 A	2,250 A	6,250 A	1,750 A	4,917 A	3,833 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	180,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °

**Etat du test:**

**Test réussi**

7 de 7 points testés.

7 points réussis.

0 points échoués.

Group end:test phase - terre fault

Group:test phase-phase fault

### Diff Operating Characteristic L1-L2:

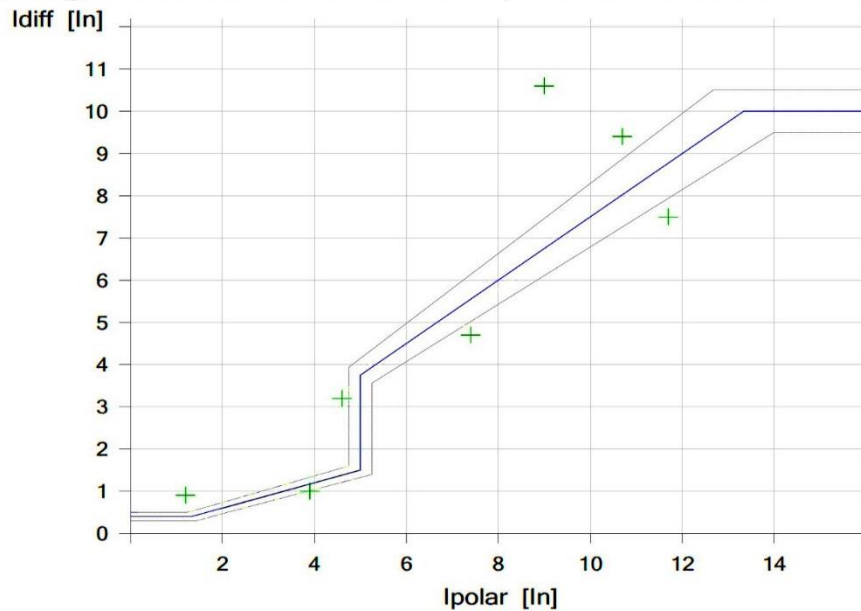
#### Module de test

Nom:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:09:21	Fin test:	09-mars-2024 11:09:33
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

#### Résultats test pour type défaut L1-L2 côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
0,90 In	1,20 In	0,0300 s	0,0457 s	Testé	Réussi
1,00 In	3,90 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
3,20 In	4,60 In	0,0300 s	0,0419 s	Testé	Réussi
4,70 In	7,40 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
10,60 In	9,00 In	0,0300 s	0,0419 s	Testé	Réussi
9,40 In	10,70 In	0,0300 s	0,0457 s	Testé	Réussi
7,50 In	11,70 In	N/T	N/T	Testé	Réussi

#### Diagramme de la caractéristique de fonctionnement



Tir	1	2	3	4	5	6	7
<b>Idiff:</b>	0,90 In	1,00 In	3,20 In	4,70 In	10,60 In	9,40 In	7,50 In
<b>Ipolar:</b>	1,20 In	3,90 In	4,60 In	7,40 In	9,00 In	10,70 In	11,70 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,866 A	2,815 A	3,320 A	5,340 A	6,495 A	7,722 A	8,444 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,866 A	2,815 A	3,320 A	5,340 A	6,495 A	7,722 A	8,444 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,167 A	1,611 A	0,778 A	1,500 A	0,889 A	0,722 A	2,333 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,333 A	3,222 A	1,556 A	3,000 A	1,778 A	1,444 A	4,667 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °	180,000 °	180,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,167 A	1,611 A	0,778 A	1,500 A	0,889 A	0,722 A	2,333 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °	0,000 °

**Etat du test:**

**Test réussi**

7 de 7 points testés.

7 points réussis.

0 points échoués.

**Diff Operating Characteristic L2-L3:**

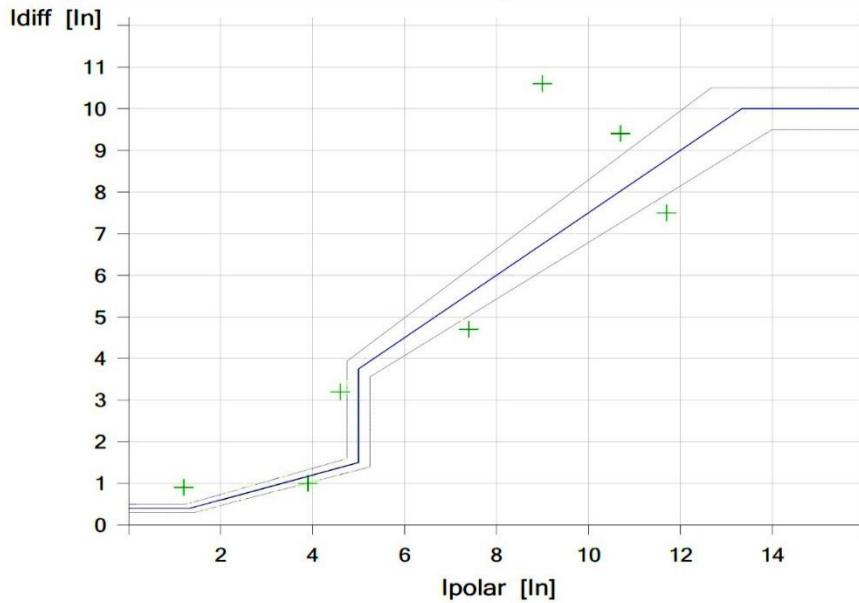
**Module de test**

Nom:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:15:33	Fin test:	09-mars-2024 11:16:13
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

**Résultats test pour type défaut L2-L3 côté référence Primaire**

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
0,90 In	1,20 In	0,0300 s	0,0370 s	Testé	Réussi
1,00 In	3,90 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
3,20 In	4,60 In	0,0300 s	0,0435 s	Testé	Réussi
4,70 In	7,40 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
10,60 In	9,00 In	0,0300 s	0,0465 s	Testé	Réussi
9,40 In	10,70 In	0,0300 s	0,0460 s	Testé	Réussi
7,50 In	11,70 In	N/T	N/T	Testé	Réussi

*Diagramme de la caractéristique de fonctionnement*



Tir	1	2	3	4	5	6	7
<b>Idiff:</b>	0,90 In	1,00 In	3,20 In	4,70 In	10,60 In	9,40 In	7,50 In
<b>Ipolar:</b>	1,20 In	3,90 In	4,60 In	7,40 In	9,00 In	10,70 In	11,70 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,866 A	2,815 A	3,320 A	5,340 A	6,495 A	7,722 A	8,444 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,866 A	2,815 A	3,320 A	5,340 A	6,495 A	7,722 A	8,444 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,167 A	1,611 A	0,778 A	1,500 A	0,889 A	0,722 A	2,333 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,167 A	1,611 A	0,778 A	1,500 A	0,889 A	0,722 A	2,333 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,333 A	3,222 A	1,556 A	3,000 A	1,778 A	1,444 A	4,667 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °	180,000 °	180,000 °

**Etat du test:**

**Test réussi**

7 de 7 points testés.

7 points réussis.

0 points échoués.

### Diff Operating Characteristic L1-L3:

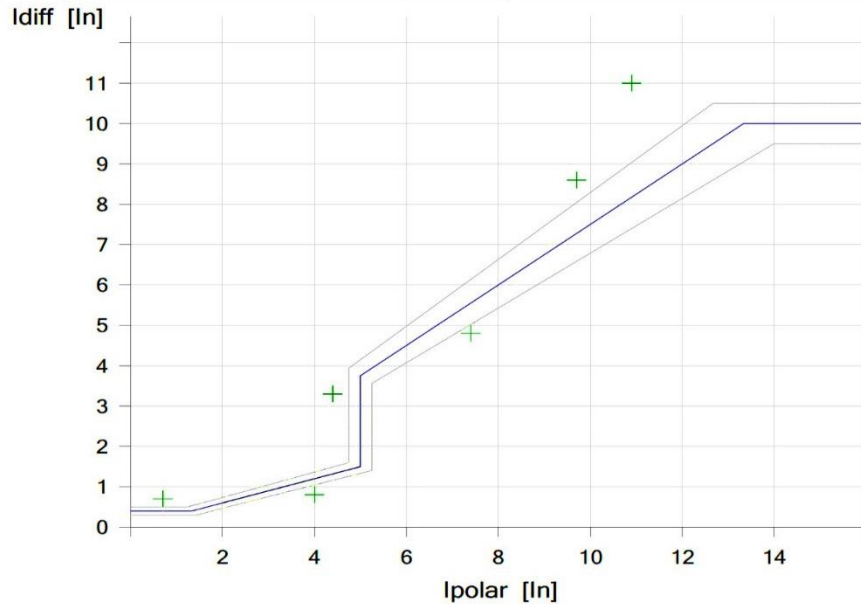
#### Module de test

Nom:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:22:47	Fin test:	09-mars-2024 11:22:57
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

#### Résultats test pour type défaut L3-L1 côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
0,70 In	0,70 In	0,0300 s	0,0405 s	Testé	Réussi
0,80 In	4,00 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
3,30 In	4,40 In	0,0300 s	0,0409 s	Testé	Réussi
4,80 In	7,40 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
8,60 In	9,70 In	0,0300 s	0,0372 s	Testé	Réussi
11,00 In	10,90 In	0,0300 s	0,0405 s	Testé	Réussi

#### Diagramme de la caractéristique de fonctionnement



Tir	1	2	3	4	5	6
<b>Idiff:</b>	0,70 In	0,80 In	3,30 In	4,80 In	8,60 In	11,00 In
<b>Ipolar:</b>	0,70 In	4,00 In	4,40 In	7,40 In	9,70 In	10,90 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,505 A	2,887 A	3,175 A	5,340 A	7,000 A	7,866 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A	0,000 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,505 A	2,887 A	3,175 A	5,340 A	7,000 A	7,866 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,000 A	3,556 A	1,222 A	2,889 A	1,222 A	0,111 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	0,000 °	180,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,000 A	1,778 A	0,611 A	1,444 A	0,611 A	0,056 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,000 A	1,778 A	0,611 A	1,444 A	0,611 A	0,056 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	180,000 °	0,000 °

**Etat du test:**

**Test réussi**

6 de 6 points testés.

6 points réussis.

0 points échoués.

Group end:test phase-phase fault

Group:test 03 phase fault

### Diff Operating Characteristic 3 phase A-B-C:

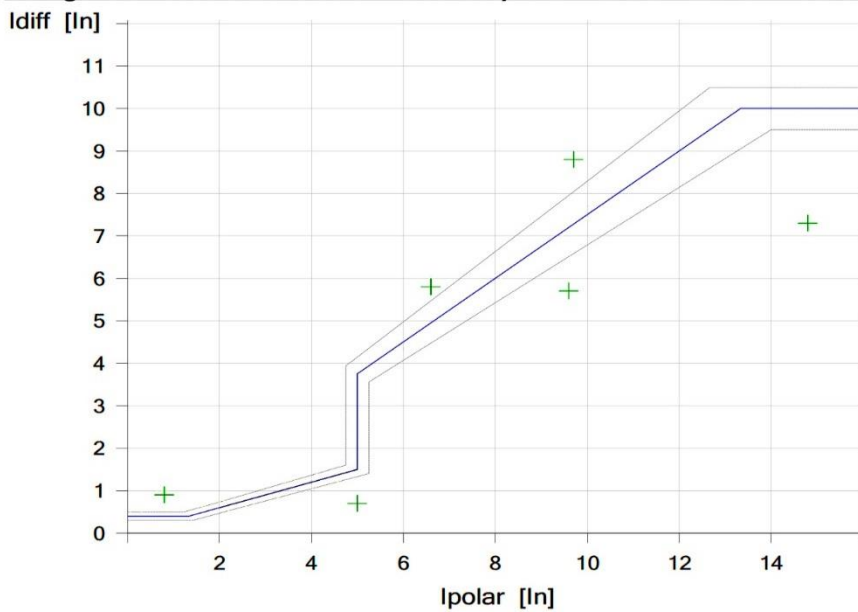
#### Module de test

Nom:	OMICRON Diff Operating Characteristic	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:28:39	Fin test:	09-mars-2024 11:28:50
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

#### Résultats test pour type défaut L1-L2-L3 côté référence Primaire

Idiff	Ipolar	Temps de déclenchement nominal	Temps de déclenchement réel	Etat	Résultat
0,90 In	0,80 In	0,0300 s	0,0427 s	Testé	Réussi
0,70 In	5,00 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
5,80 In	6,60 In	0,0300 s	0,0432 s	Testé	Réussi
5,70 In	9,60 In	N/T	N/T	Testé	Réussi
8,80 In	9,70 In	0,0300 s	0,0424 s	Testé	Réussi
7,30 In	14,80 In	N/T	N/T	Testé	Réussi

#### Diagramme de la caractéristique de fonctionnement



Tir	1	2	3	4	5	6
<b>Idiff:</b>	0,90 In	0,70 In	5,80 In	5,70 In	8,80 In	7,30 In
<b>Ipolar:</b>	0,80 In	5,00 In	6,60 In	9,60 In	9,70 In	14,80 In
<b>I Primaire L1:</b>	0,577 A	3,608 A	4,763 A	6,928 A	7,000 A	10,681 A
<b>Phase Primaire L1:</b>	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °	-180,000 °
<b>I Primaire L2:</b>	0,577 A	3,608 A	4,763 A	6,928 A	7,000 A	10,681 A
<b>Phase Primaire L2:</b>	60,000 °	60,000 °	60,000 °	60,000 °	60,000 °	60,000 °
<b>I Primaire L3:</b>	0,577 A	3,608 A	4,763 A	6,928 A	7,000 A	10,681 A
<b>Phase Primaire L3:</b>	-60,000 °	-60,000 °	-60,000 °	-60,000 °	-60,000 °	-60,000 °
<b>I Secondaire L1:</b>	0,096 A	4,138 A	0,770 A	3,753 A	0,866 A	7,217 A
<b>Phase Secondaire L1:</b>	150,000 °	-30,000 °	-30,000 °	-30,000 °	-30,000 °	-30,000 °
<b>I Secondaire L2:</b>	0,096 A	4,138 A	0,770 A	3,753 A	0,866 A	7,217 A
<b>Phase Secondaire L2:</b>	30,000 °	-150,000 °	-150,000 °	-150,000 °	-150,000 °	-150,000 °
<b>I Secondaire L3:</b>	0,096 A	4,138 A	0,770 A	3,753 A	0,866 A	7,217 A
<b>Phase Secondaire L3:</b>	-90,000 °	90,000 °	90,000 °	90,000 °	90,000 °	90,000 °

**Etat du test:**

**Test réussi**

6 de 6 points testés.

6 points réussis.

0 points échoués.

Group end:test 03 phase fault

Group end:operting caracteristique test

Group:hamonic test

**Diff Harmonic Restraint 2:**

**Module de test**

Nom: OMICRON Diff Harmonic Restraint

Version: 4.00

Début test: 09-mars-2024 11:36:54

Fin test: 09-mars-2024 11:37:02

Nom utilisateur:

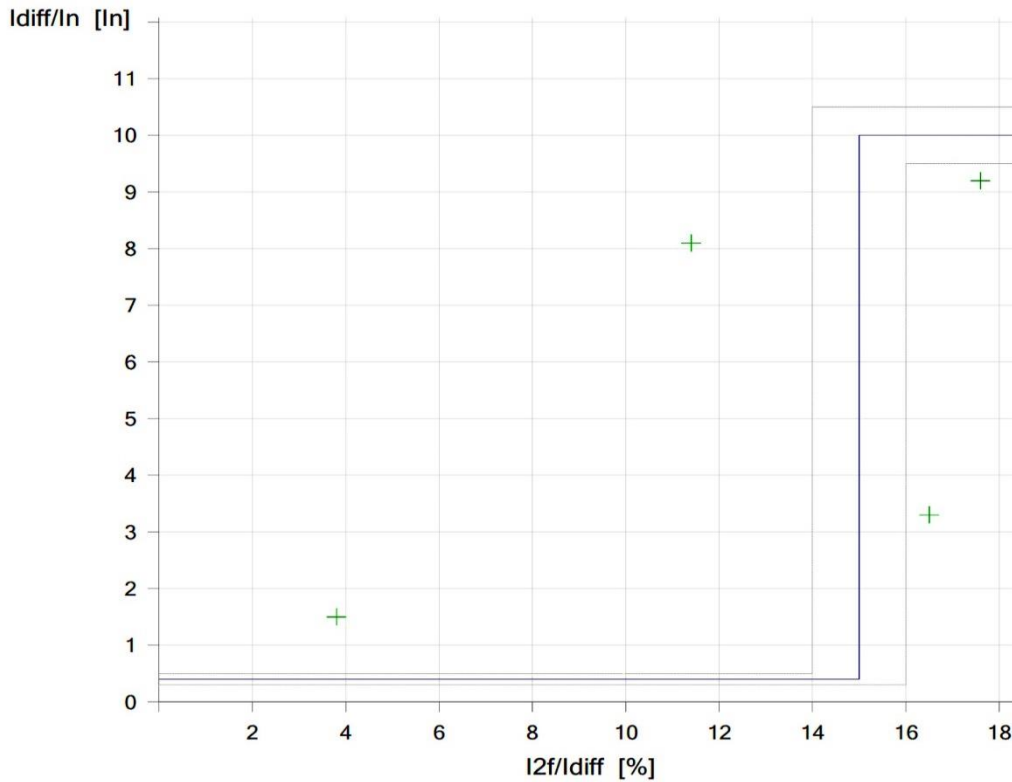
Responsable:

Société:

**Résult. test pour phase test L1-E côté référence Primaire pour 2. Harmonique**

Idiff	Ixf/Idiff	Angle (Ixf,Idiff)	Décl.	Etat	Résultat
1,50 I/In	3,80 %	-120,0 °	Oui	Testé	Réussi
3,30 I/In	16,50 %	-120,0 °	Non	Testé	Réussi
8,10 I/In	11,40 %	-120,0 °	Oui	Testé	Réussi
9,20 I/In	17,60 %	-120,0 °	Non	Testé	Réussi

*Plan de test Diff-Blocage par harmoniques*



**Etat:**

4 de 4 points testés.  
 4 points réussis.  
 0 points échoués.

**Évaluation générale: Test réussi**

**Diff Harmonic Restraint 5:**

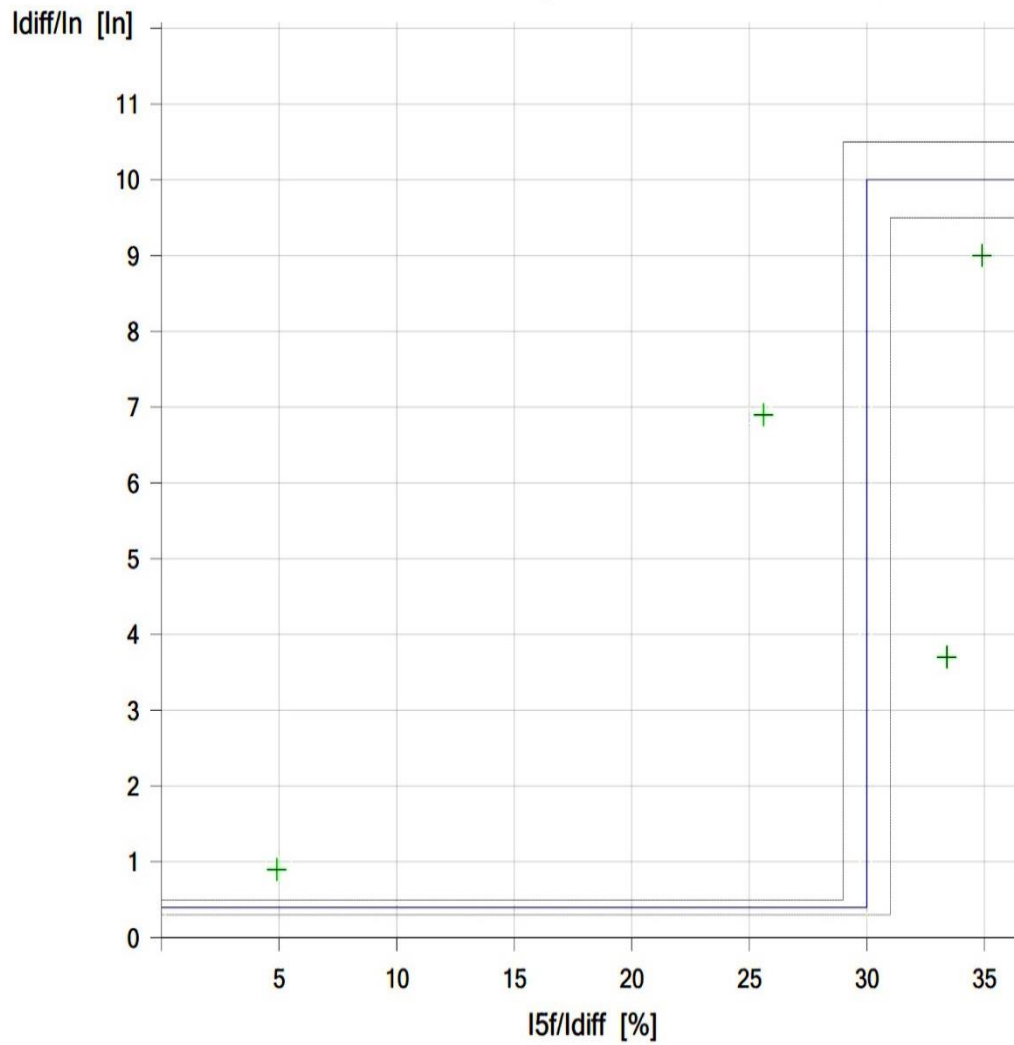
**Module de test**

Nom:	OMICRON Diff Harmonic Restraint	Version:	4.00
Début test:	09-mars-2024 11:38:19	Fin test:	09-mars-2024 11:38:27
Nom utilisateur:		Responsable:	
Société:			

**Résult. test pour phase test L1-E côté référence Primaire pour 5. Harmonique**

Idiff	I <sub>xf</sub> /I <sub>diff</sub>	Angle (I <sub>xf</sub> , I <sub>diff</sub> )	Décl.	Etat	Résultat
0,90 I/In	4,90 %	-120,0 °	Oui	Testé	Réussi
3,70 I/In	33,40 %	-120,0 °	Non	Testé	Réussi
6,90 I/In	25,60 %	-120,0 °	Oui	Testé	Réussi
9,00 I/In	34,90 %	-120,0 °	Non	Testé	Réussi

Plan de test Diff-Blocage par harmoniques



**Etat:**

4 de 4 points testés.

4 points réussis.

0 points échoués.

**Évaluation générale: Test réussi**

Group end:hamonic test

### VI.1. Interprétation :

En générale tous les tests de 3 types de défaut et les deux tests d'harmoniques ont réussis donc le relais utilisés est parfait

Tous les point qu'on a injecté comme défaut sur le programme était testé donc la protection différentielle étais activé lors de chaque défaut et selon les tableau on trouve chaque (tir ) le logiciel a calculé le courant différentielle , par contre les diagrammes de la caractéristique de fonctionnement de chaque défaut se devisent en trois zone :

- Zone linéaire
- Zone de saturation
- Zone de dé saturation

Par contre lorsdes plans de test Diff-Blocage par harmoniques le transformateur répond aux exigences du test et sa capacité à fonctionner efficacement dans un environnement électrique perturbé par les harmoniques

### Conclusion :

En conclusion de ce chapitre sur les tests de la protection différentielle à Sonatrach-Eni à Hassi Messaoud, l'utilisation des logiciels SFT2841 et TEST Univers 4.00 s'est révélée essentielle pour assurer la performance et la fiabilité des systèmes de protection. Ces outils ont permis une analyse approfondie et une vérification précise des réglages et du bon fonctionnement des dispositifs de protection différentielle, garantissant ainsi une sécurité optimale des équipements électriques critiques dans les installations de production d'énergie.

---

## **Conclusion générale**

---

## **Conclusion Générale**

---

Notre travail a mis en lumière l'importance des transformateurs de puissance dans les réseaux électriques, soulignant leur rôle essentiel dans la garantie de la continuité de l'alimentation en énergie électrique. Malheureusement, ces équipements sont vulnérables à divers incidents et défauts qui peuvent compromettre cette continuité et entraîner d'énormes pertes financières.

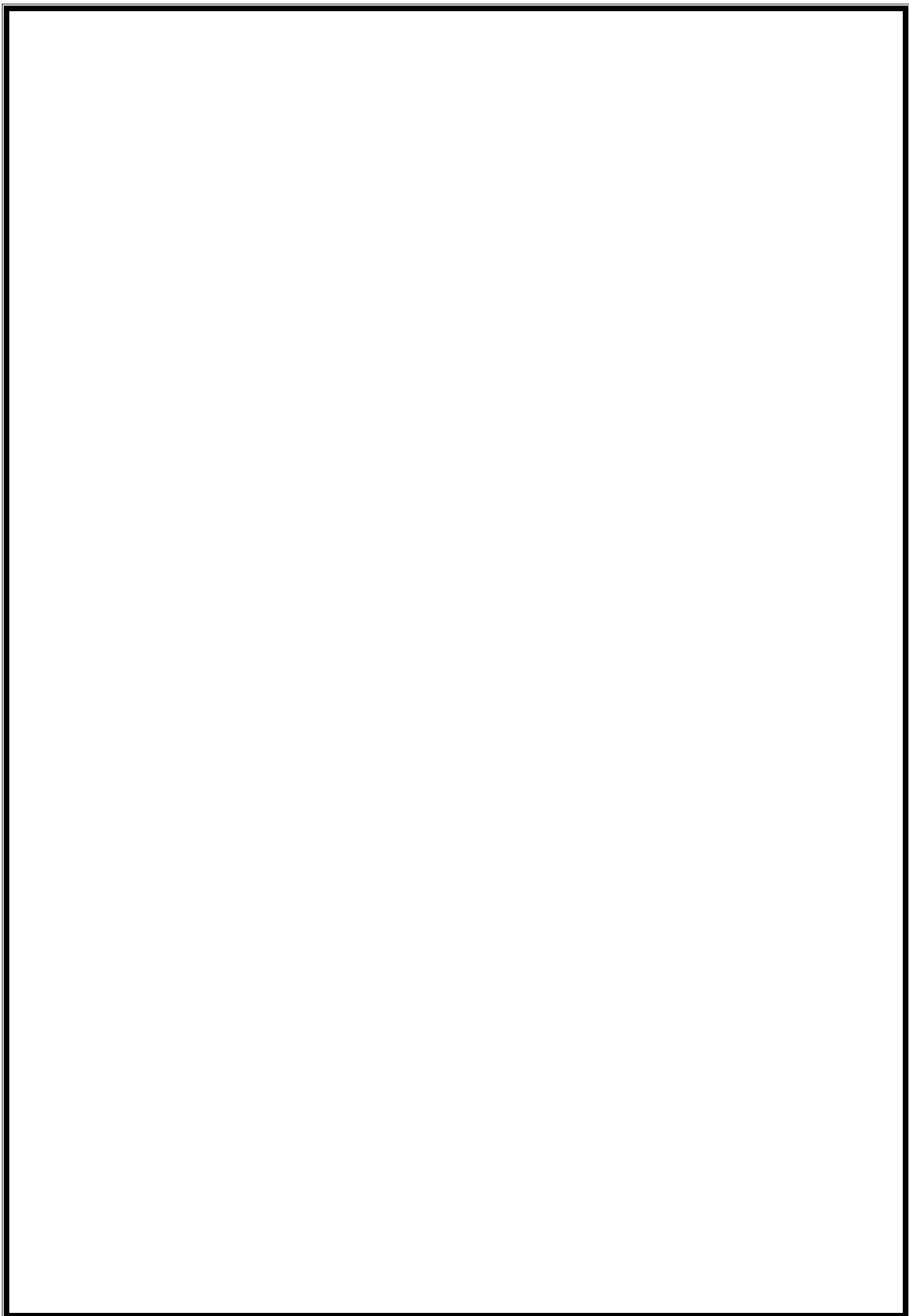
La protection différentielle s'est révélée être une solution efficace et largement adoptée pour détecter les anomalies internes des transformateurs en comparant les courants entrant et sortant. Cette approche permet de réagir rapidement en cas de problème, minimisant ainsi les risques pour l'intégrité du réseau électrique et la sécurité des équipements.

Pour optimiser la fiabilité des transformateurs, il est indispensable de mettre en place une surveillance continue et une protection adéquate. Malgré leur coût modeste par rapport aux dommages potentiels des défauts, les relais de protection jouent un rôle essentiel dans la prévention des pannes coûteuses et dans la réduction des temps d'arrêt.

L'étude réalisée, centrée sur les transformateurs de l'entreprise SONATRACH ENI, a permis d'explorer en détail la protection différentielle ainsi que les tests et validations nécessaires pour assurer leur bon fonctionnement. Cette analyse a souligné l'importance d'une planification rigoureuse de la maintenance et d'une protection efficace pour garantir la disponibilité continue des équipements électriques.

En somme, ce travail a enrichi notre compréhension des défis et des solutions liés à la protection des transformateurs de puissance, soulignant l'importance critique de ces dispositifs dans la stabilité et la sécurité des réseaux électriques modernes. L'activation rapide des systèmes de protection pour isoler les parties défectueuses du réseau est essentielle pour minimiser les impacts des défauts électriques et prévenir les conséquences graves.

Enfin, cette étude approfondie à SONATRACH ENI, dans le cadre du champ GSE MLE, a non seulement mis en pratique nos connaissances théoriques, mais elle a également enrichi nos compétences en matière d'équipements et d'installations électriques. Nous espérons que ce travail constituera une contribution significative et un outil d'amélioration continue dans le domaine crucial de la gestion de l'électricité, une forme d'énergie propre par excellence.



---

---

# Références bibliographiques

---

---

- [1] : S. Nouari, « Protection et maintenance d'un transformateur industriel », Mémoire de Master, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université de Biskra, 2020.
- [2] : B. Naiti Ahmed, D. Ouakas, « Étude et simulation de la protection d'un transformateur de puissance contre les défauts internes et externes », Mémoire de Master Académique, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2022.
- [3] : K. Bouamra, A. Lakehal, A. Lassoued, « Étude et maintenance d'un transformateur de puissance pour un poste de distribution », Mémoire de Fin d'Études, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Echahid Hamma Lakhdar d'El Oued, 2020.
- [4] : M.-A. Benabdelhadi, « Étude des protections de transformateurs de puissance : Étude de cas de la société SONALGAZ – Ghardaïa », Mémoire de Master, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université de Ghardaïa, 2021.
- [5]: T. Zar, K. Myint, P. Ayem, « Modelling and Simulation of Protection for Power Transformer at Primary Substation by Using Differential Protection », International Journal of Science and Engineering Applications, vol. 7, no. 1, pp. 20-24, 2018.
- [6] : S. Yacine, C. Madjid, G. Farid, « Étude des protections d'un départ », Mémoire de Fin d'Études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2013.
- [7] : R. Manderlier, Formation générale au transformateur de puissance, CG Holdings Belgaum NV, Division Services, Formation, 2013.
- [8] : Dr. M. Zellagui, Formation à l'Institut de Formation de l'Électricité et du Gaz (IFEG), Centre de Formation Ain M'lila, 2020.
- [9] : Schneider Electric, Relais Buchholz et protections pour transformateurs, disponible sur [www.se.com](http://www.se.com).
- [10] : Z. Mohamed, « Étude des protections des réseaux », Mémoire de Master, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université Mentouri Constantine, 2010.
- [11] : A. Alaoua, A. Arezki, A. Belaid, « Protection d'un transformateur MT/BT », Mémoire de Fin d'Études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2010.
- [12] : M. Bouakouk, R. Hadjebar, « Diagnostic des transformateurs », Mémoire de Fin d'Études, Université Mouloud Mammeri de Tizi-Ouzou, 2014.
- [13] : J. Sanchez, « Aide au diagnostic de défauts des transformateurs de puissance », Mémoire de Master, Université Grenoble Alpes, 2011.
- [14] : Sonelgaz, Documentation technique des centrales électriques, disponible sur le site intranet de Sonelgaz.
- [15] : Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, Cours sur la protection des transformateurs, Faculté des Sciences et de la Technologie, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran, 2020.

[16] : Université Blida, « Étude des protections des transformateurs de puissance », disponible sur <https://di.univ-blida.dz>, consulté le 28 septembre 2024.

[17] : ICELEC, Modèles et documentations pour transformateurs de puissance, ICELEC SAS, 2020, disponible sur <https://www.icelec.com>.

[18] : Anonymous, « Protection différentielle de transformateurs », Scribd, disponible sur <https://fr.scribd.com/document/467758573/Protection-differentielle-Transformateur>,

[19] : Schneider Electric, Guide technique sur la protection différentielle des transformateurs, Schneider Electric, 2019, disponible sur [www.schneider-electric.com](http://www.schneider-electric.com).

[20] : Legrand, Les disjoncteurs différentiels, disponible sur [www.legrand.fr](http://www.legrand.fr).

[21]: C. R. Mason, The Art and Science of Protective Relaying, Wiley, New York, 1956.

[22] : C. Claude, D. Pierre, Protection des Réseaux de Transport et de Répartition, Direction de la Production et du Transport d'Électricité (EDF), octobre 2005.

[23] : Schneider Electric, Notice d'exploitation Installation, utilisation, mise en service et maintenance de SEPAM, Schneider Electric, mai 2007.

[24] : Schneider Electric, Notice fonction Mesures, protections, commande et surveillance de SEPAM, Schneider Electric, mai 2007.

[25] Notice fonction Mesures, protections, commande et surveillance de SEPAM, Schneider Electric, mai 2008.

[26] : Schneider Electric, Manuel technique sur la protection différentielle des transformateurs de puissance, Schneider Electric, 2019.

[27] : Schneider Electric, Procédure de test simplifié pour protection différentielle transformateur ANSI 87T, Schneider Electric, 2006.

---

# **Annexes**

---

Annexe 01 : La plaque signalétique d'un transformateur de puissance.

P 61 905 C

78 140 1 F PETIT QUEVILLY  
FRANCE

# GECASTHOM

---

TRANSFORMATEUR TRIPHASÉ 50 Hz

N° **796643** Type **UTHA** Année **1990** Niveau d'isolement **50 kV**

Puissance **2500** conforme à **NF C 52 113**

Rél. **Yyn 0**

		V		V		V		V
<b>1</b>	<b>21000</b>	V		V		V		V
<b>2</b>	<b>20500</b>	V		V		V		V
<b>3</b>	<b>20000</b>	V		V	<b>410</b>	V		V
<b>4</b>	<b>19500</b>	V		V		V		V
<b>5</b>	<b>19000</b>	V		V		V		V
		V		V		V		V
	<b>72,2</b>	A		A	<b>3520</b>	A		A
					<b>7,5</b>	%		%

HERMETIQUE A REMPLISSAGE TOTAL

HUILE 01 825  
4740

Nature des enroulements  
**ALUMINIUM et CUIVRE**

ONAN

Annexe 02 : Symboles de transformateur de puissance [9]

Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur à deux enroulements
		Transformateur à deux enroulements avec indicateurs des polarités instantanées des tensions
		Transformateur à trois enroulements
		Autotransformateur
		Inductance
		Transformateur de courant

EXEMPLES DE TRANSFORMATEUR À ENROULEMENTS SÉPARÉS		
Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur monophasé à deux enroulements avec écran
		Transformateur à prise médiane sur un enroulement
		Transformateur à couplage réglable
		Transformateur triphasé, couplage étoile-triangle
		Transformateur triphasé à quatre prises (non compris la prise principale) couplage étoile-étoile
		Groupe de trois transformateurs monophasés, couplage étoile-triangle

EXEMPLES D'AUTOTRANSFORMATEURS		
Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Autotransformateur monophasé
		Autotransformateur triphasé, couplage étoile
		Autotransformateur monophasé à réglage progressif de la tension

TRANSFORMATEURS DE MESURE ET D'IMPULSION		
Symboles		Désignation
Forme 1	Forme 2	
		Transformateur de tension
		Transformateur de courant
		Transformateur de courant sans primaire bobiné avec 5 passages du conducteur primaire
		Transformateur de courant à plusieurs primaires pour détection différentielle
		Transformateur d'impulsion avec indicateur de polarité instantanée des tensions