

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

جامعة سعد دحلب البليدة
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Mention Électrotechnique
Spécialité Machines Electriques

présenté par

Djaouti Saad Allah

&

Serradj Mohamed

Etude de la protection d'un transformateur principal 533MVA

Proposé par : M^r Belazzoug Messaoud & M^r Kechad Mohamed Idir

Année Universitaire 2016-2017

Introduction générale

L'approvisionnement en énergie électrique est assuré par un ensemble d'infrastructures qui assure le transfert de cette énergie du point de production jusqu'au client. Un réseau électrique est l'ensemble des transformateurs, lignes, postes de livraison et d'autres équipements qui constituent une chaîne élémentaire pour la gestion de l'énergie électrique.

Dans un point de production tel que la centrale électrique, l'énergie produite est délivrée via un système spécial qui se base sur un transformateur principal. Ce dernier a pour mission de garantir une très haute tension à sa sortie afin de garantir un transport avec des pertes négligeables.

Un transformateur est une machine statique comportant plusieurs éléments sensibles, le fonctionnement continu de ce type de machine donne naissance à des anomalies causées des fois par les conditions du service ou par des facteurs environnementaux, un système de protection spécial est utilisé pour surveiller et protéger le transformateur, afin de prolonger sa durée de vie.

Dans notre travail, l'étude des systèmes de protection du transformateur principal ainsi que le fonctionnement de tout le système de la centrale thermique à cycle combiné de Hadjret Ennousse est notre objectif principal.

Le stage pratique au sein de la centrale qui s'est étalé sur plusieurs mois nous a donné la chance d'étudier de plus près l'un des systèmes industriels les plus sophistiqués.

Un relais numérique très performant assure la protection du transformateur principal, il regroupe plusieurs protections sous forme d'éléments à réglage différent, tel que la protection différentielle, surintensité de phase et surexcitation. Cette étude porte sur les éléments de protection utilisés dans la centrale, on présente le principe de fonctionnement de chaque élément et son réglage, afin de déterminer la logique et la philosophie de protection qui se traduit par des équations de logique résultant la matrice de déclenchement.

La protection différentielle est l'une de ces protections, elle consiste à comparer le courant entrant et le courant sortant dans la zone. Cette protection doit être fiable

Introduction générale

et rapide pour protégé et isoler le transformateur lors d'un défaut. On vise à modéliser cette protection afin d'établir une simulation dans des conditions de fonctionnement différentes pour mieux observer le comportement du système entier.

Dédicace

A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie.

A mes très chers parents pour leur sacrifice, leur amour, et leur grand soutien tout au long de mes études.

A ma chère sœur qui m'a encouragé tout au long de mon parcours, et ces enfants Amine et Mohamed Cherif.

A mes très chers frères pour leur sacrifice.

A Youcef, Hany, Adlane, Mohamed, Hocine, AbdElrahim, Azzedine, AbdElhamid, et tous mes chers amis.

A ceux que j'aime et je respecte infiniment.

Merci pour tout.

Saad Allah

Dédicace

A ceux qui m'ont soutenu dans les moments les plus difficiles de ma vie.

A mes très chers parents pour leur sacrifice, leur amour, et leur grand soutien tout au long de mes études.

A mes chères sœurs qui m'ont encouragé tout au long de mon parcours, et ces enfants Louaye, Rofaida et Iyad

A mes très chers grands-parents, oncles, tantes, cousins et cousines

A mes très chers amis

A ceux que j'aime et je respecte infiniment.

Merci pour tout.

Mohamed

Remerciements

Nous remercions Dieu de nous avoir données la force, la volonté et le courage pour accomplir ce modeste travail.

Au terme de ce travail, nous tenons à exprimer vivement nos remerciements et notre profonde gratitude à toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à sa réalisation.

Nous remercions notre promoteur Monsieur Belaazoug pour son aide, ses précieux conseils, ainsi que pour l'intérêt qu'il a toujours porté à l'égard de notre travail.

Nous tenons à exprimer vivement nos remerciements et notre profonde gratitude à Monsieur Kechad Mohamed Idir pour le temps qu'il consacré à répondre à nos questions, son aide, ses conseils, ses suggestions qui ont été d'un grand rapport.

Nous vifs remerciements vont également à Monsieur Maldji Sid Ahmed pour sa disponibilité, ses explications tout au long de notre stage pratique, et pour toutes les équipes de la centrale surtout Djida Adlane.

Nous remercions toute l'équipe de formation de l'ETB, directeur Djebbar, monsieur Bouzouidja, Rekkab et Chelef

Nous tenons à remercier tous les enseignants du département d'électronique pour leur soutien tout au long de notre formation.

Nous remercions les membres du jury, qui ont eu l'amabilité d'examiner ce document et d'évaluer son contenu.

ملخص: نهدف من خلال هذه الدراسة الى استعراض نظام حماية خاص بمحول رئيسي لنقل الطاقة الكهربائية، تستعمل محولات الطاقة في الشبكات الكهربائية بغرض تخفيض الضياعان بتأثير جول، وأثناء عملها تتعرض إلى بعض الأعطال التي ينتج عنها خلل في شبكة التوزيع ووقف للإنتاج وهنا تظهر أهمية هذا المحول. تهدف حماية المحول الى كشف الأخطاء وعزل المحول أثناء الخلل لتجنب أي ضرر ولهذا تستعمل مجموعة من الحماية المتكاملة ذات حساسية عالية.

تعتبر الحماية التفاضلية أهم عنصر في حماية المحول الرئيسي، نستعرض في هذه الدراسة آلية عملها وخصائصها بغرض نمذجة ومحاكات لطريقة عملها في شروط عمل مختلفة واستظهار فاعلية هذه الحماية. **كلمات المفاتيح:** محول رئيسي، نظام حماية، حماية تفاضلية، محاكاة.

Résumé : Dans notre modeste travail on vise l'étude du système de protection d'un transformateur principal, qui constitue un organe essentiel dans un site de production. On fait appel au système de protection du transformateur lors de l'apparition d'un défaut quelconque afin de préserver la machine.

La protection différentielle est l'élément clé dans l'ensemble des protections, on présente son principe de fonctionnement et ces réglages afin d'établir un modèle sous l'environnement de matlab pour mieux observer ces caractéristiques.

Mots clé : transformateur principal, système de protection, protection différentielle, simulation.

Abstract: The purpose of this work is to study a main transformer protection system, this element is used for reduce losses when the energy is delivered. The protection system allow to detect faults and isolate the transformer.

Differential protection is the most important part in this system, which we will present how it works and their characteristics, in order to simulate its method of works in different conditions to show its efficiency.

Keywords: main transformer, protection system, differential protection, simulation.

Table des matières

Chapitre1 : Généralités

1.1 Introduction	3
1.3 Le transformateur de puissance	6
1.3.2 Principaux éléments d'un transformateur	7
1.3.3 Principe de fonctionnement	7
1.3.4 Constitution.....	8
1.3.4.1 Circuit magnétique	8
1.3.4.2-circuit électrique (bobinage)	10
1.3.5 Les composants du transformateur de puissance	10
1.4 Le transformateur principal	11
1.4.1 Couplage des enroulements	13
1.4.2 Mode de refroidissement (cooling system)	15
1.4.3 System d'incendie	16
1.5 Conclusion	17

Chapitre2 : Outils de mesure et protection

2.1 Introduction	18
2.2 Instruments de mesure.....	18
2.3 Dispositifs de mesures de transformateur principal	19
2.3.1 Les transformateurs de mesure	19
2.3.1.1 Transformateur de courant	20
2.3.1.2 Transformateur de tension.....	27
2.3.1.3 Mesure Température d'enroulement	29
2.3.1.4 Sonde de température d'huile	30

2.4 Le relais de protection	30
2.5 Relais de protection de transformateur principal	31
2.5.1 Conception de base de relais	32
2.5.2 Type des signaux du Relais	33
2.5.3 Mode de fonctionnement de relais	34
2.5.4 Elément de protection	34
2.5.5 Interface de communication	35
2.5.6 L'oscilloperturbographie	35
2.5.7 Flexlogic.....	36
2.5.8 FlexElement.....	37
2.6 Conclusion.....	37

Chapitre3 : Protections et réglages

3.1 Introduction	38
3.2 Défauts et zones de protection	38
3.2.1 Les défauts internes	38
3.2.1.1 Défaut entre phases (enroulements)	38
3.2.1.2 Défaut entre spire (même enroulements)	39
3.2.1.3 Défaut à la terre.....	39
3.2.1.4 Défaut entre enroulement et la cuve.....	39
3.2.2 Les défauts externes	39
3.2.2.1 Court-circuit externe	39
3.2.2.3 Les surcharges	40
3.2.2.4 La surtension	41
3.2.3 L'impact du défaut	41
3.2.4.1 Calcul des impédances symétriques.....	42

3.2.4.2 calcul de courant de court-circuit pour différents défauts	43
3.3 Les zones de protection	44
3.3.1 La zone globale du relais T60A.....	46
3.3.2 La zone du relais T60B.....	46
3.3.3 zone du relais T60C	47
3.4 Les protections électriques.....	47
3.4.1 Protection différentielle (élément 87 T)	47
3.4.1.1 Principe de fonctionnement de 87T	48
3.4.1.2 Types de protection différentielle.....	54
3.4.2Défaut de terre restreint (élément 87G)	57
3.4.3 Surtension de neutre (élément 59N)	60
3.4.4 Protection volt par hertz (surexcitation) (élément 24).....	61
3.4.5 Protection à maximum de courant (50/51P)	63
3.4.5.1 Surintensité temporisé 51P	63
3.4.5.2 Surintensité instantané 50P	64
3.5 Les Protections mécaniques	65
3.5.1 Relais Buchholz.....	65
3.5.2 Soupape de surpression	67
3.5.3 Thermocontacts	68
3.6 Logique de déclenchement et raccordement.....	70
3.6.1 Relais T60A.....	70
3.6.2 Relais T60B	73
3.7 Conclusion.....	74

Chapitre4 : Simulations et résultats

4.1 Introduction	75
4.2 Les composants de système	75
4.3 Protection différentielle.....	76
4.4 LA SIMULATION.....	77
4.4.1 Fonctionnement normal	77
4.4.2 Défaut externe :	78
4.4.3 Défaut interne :	81
4.5 Conclusion.....	83

1.1 Introduction

La production d'électricité est essentiellement un secteur industriel, destiné à mettre à disposition de l'ensemble des consommateurs la possibilité d'un approvisionnement adapté à leurs besoins en énergie électrique.

Les transformateurs constituent une partie importante de ce secteur, ils sont employés essentiellement pour transmettre cette énergie de la source aux consommateurs.

Le transformateur est une machine statique composé de plusieurs éléments, chaque élément est caractérisé par des phénomènes électriques, magnétiques et thermiques, spécifiant leur type.

Ce chapitre traite d'une manière globale le fonctionnement des transformateurs de puissance, le mode d'emploi et les caractéristiques essentielles de transformateur étudié ainsi que la centrale électrique.

1-2 Présentation de la centrale thermique (SKH)

En Algérie l'augmentation de la demande en énergie électrique imposée par l'évolution des besoins des utilisateurs et l'extension des activités économiques impose une adaptation des capacités de production avec la croissance des besoins.

De ce fait plusieurs centrales ont été construites pour répondre à ces exigences en partenariat avec des leaders en construction et en ingénierie.

SHARIKAT KAHRABAA Hadjret Ennouss (SKH) est une centrale thermique à cycle combiné de 1 227 MW, elle est construite sur le site de Hadjret Ennouss à l'ouest de la wilaya de Tipaza par le constructeur international SNC Lavalin, elle a été mise en service en juin 2009.

La production annuelle de cette centrale est de 9 900 GWH, environ 12% de la production national, elle comporte trois tranche identique de 410 MW chacune, la

centrale est alimentée en gaz naturel comme un carburant principale et le gasoil pour le secours et le refroidissement se fait par l'eau de mer.



Figure 1-1 : Centrale électrique de SKH [2]

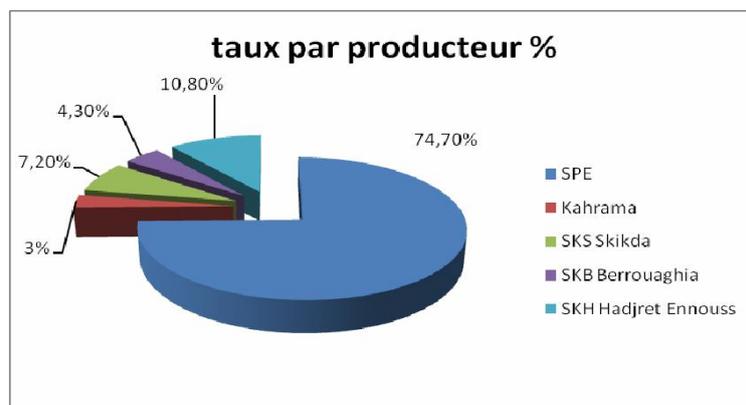


Figure 1-2 : répartition du producteur d'énergie

Principe de fonctionnement

Un cycle combiné est une association de deux cycles thermodynamiques, le plus souvent, il s'agit d'un cycle de turbine à gaz appelle aussi turbine à combustion, et d'un cycle de turbine à vapeur. C'est un système de production en deux étapes, une turbine à gaz met l'alternateur en mouvement grâce à la combustion de gaz naturel ou bien d'autres combustibles pour générer de l'électricité dans un premier cycle.

Dans un deuxième cycle, la chaleur issue du premier cycle est récupérée au maximum dans une chaudière de récupération pour générer de la vapeur qui fait tourner une seconde turbine, à vapeur, pour générer de l'électricité supplémentaire.

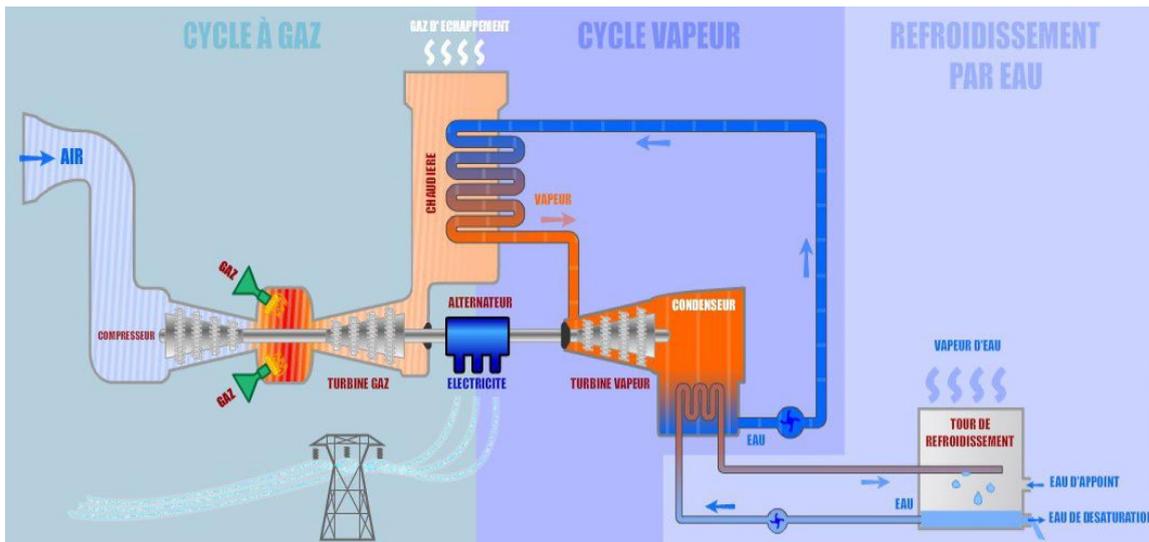


Figure 1-3 Fonctionnement de cycle combiné de Hadjret Enouss

Le cycle combiné permet d'améliorer le rendement de la centrale qui atteint le 60%, étant donné qu'un cycle simple ne permet pas de récupérer la chaleur des gaz qui sont échappés dans l'atmosphère, et présente aussi un faible rendement de 30%, bien que le coût d'investissement dans un cycle combiné est très élevé, mais il est très économique du point de vue de rendement, ainsi qu'il ne dispose pas des contraintes environnementales.

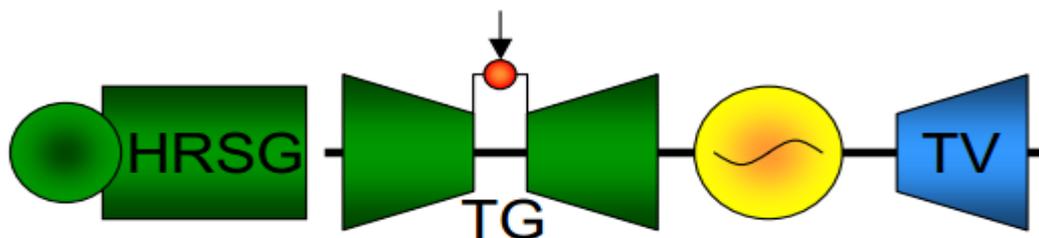


Figure 1-4 Configuration des éléments de cycle combiné

Les principaux éléments de cycle combiné de Hadjret Ennousse sont de la dernière technologie dans le monde, ces éléments sont fournis par General Electric. [3]

- Alternateur 450H General Electric (3000 rpm/50HZ).
- Turbine à gaz 9FB GE.
- Turbine à vapeur A15 GE de trois corps « HP, MP, LP ».
- Chaudière de récupération HRSG.
- Condenseur à la sortie de la TV
- Les auxiliaires

1.3 Le transformateur de puissance

1.3.1 Définition

Le transformateur est un appareil électromagnétique statique destiné à transformer un courant (tension) alternatif primaire en un autre courant (tension) secondaire de même fréquence ayant dans le cas général une autre tension et un autre courant.

Un transformateur se compose d'un noyau en tôles d'acier, de deux ou de plusieurs enroulements à couplage électromagnétique, selon le nombre d'enroulements, le transformateur est dit à deux, trois ou à plusieurs enroulements. Conformément au genre du courant on distingue, les transformateurs monophasés, triphasés et polyphasés.

L'enroulement du transformateur auquel est amenée l'énergie du courant alternatif est appelé enroulement primaire et l'autre enroulement duquel l'énergie est prélevée est appelé enroulement secondaire. Conformément aux appellations des enroulements toutes les grandeurs qui se rapportent à l'enroulement primaire, par exemple la puissance, le courant, la résistance, etc..., sont également appelées primaires et celles qui se rapportent à l'enroulement secondaire sont dites secondaires.

Seuls les transformateurs de puissance permettent de minimiser les pertes joule dans la ligne, en assurant le transport de l'énergie à longue distance sous-tension élevée puis d'abaisser ensuite cette tension, étape par étape pour alimenter les réseaux de distribution régionaux et locaux jusqu'à la tension d'alimentation domestique (distribution).[4]

L'enroulement connecté au réseau à tension plus élevée est appelé enroulement de haute tension (HT), l'enroulement connecté au réseau de tension inférieure est appelé enroulement de basse tension (BT). Si la tension secondaire est inférieure à celle primaire le transformateur est appelé transformateur abaisseur, et lorsque cette tension est supérieure à la tension primaire le transformateur est dit élévateur.

1.3.2 Principaux éléments d'un transformateur

D'une manière générale, un transformateur est constitué d'un circuit magnétique feuilleté et d'un ensemble de bobines séparées par des écrans électrostatiques qui entourent des noyaux magnétiques. Chaque bobine formant le milieu conducteur est organisée en paquets de spires et chaque spire étant constituée de brins élémentaires. Les différents types de transformateurs se distinguent suivant la disposition géométrique de leurs constituants et la forme de leur circuit magnétique et du type de refroidissement. [4]

1.3.3 Principe de fonctionnement

D'après la loi de Faraday, lorsqu'un flux d'induction magnétique variable (Φ) 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 spire 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 la 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.

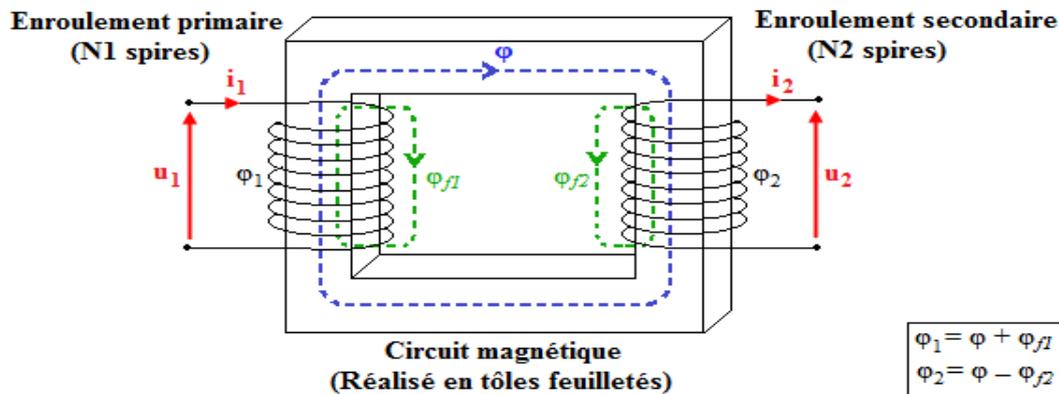


Figure 1-5 Schéma équivalent et équation d'un transformateur monophasé [5]

1.3.4 Constitution

1.3.4.1 Circuit magnétique

Son rôle essentiel est de canaliser le flux. Le noyau est composé d'un empilage de tôle ferromagnétiques de haute perméabilité et à cristaux orientés, isolées électriquement entre elle. Il doit être conçu d'une façon à réduire les pertes par courants de Foucault et par hystérésis qui se produisent lors de la variation périodique de flux magnétique. [6]

On peut avoir deux dispositions principales suivant la forme de circuit magnétique :

a. Type cuirassé

Pour ce type de transformateur le circuit magnétique entoure complètement l'enroulement des deux coté la cuve assure le serrage de l'ensemble pour assurer une excellente rigidité mécanique. Ce type est recommandé pour les réseaux de transport et de répartition ou les surtensions transitoires sont fréquentes. [6]

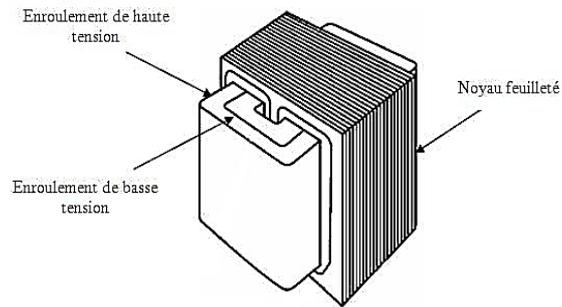


Figure 1-6 Transformateur de type cuirassé

b. Type à colonne

Le transformateur à colonnes est constitué de deux enroulements concentriques par phase, ces enroulements sont montés sur le noyau ferromagnétique qui se referme à ces extrémités des culasses afin d'obtenir une bonne canalisation magnétique.

Dans ce type de circuit qui dit à flux forcé ce sont les enroulements qui entourent le circuit magnétique de manière à maximiser le couplage tout en minimisant le volume des conducteurs, cette disposition utilisée pour les transformateurs à haute tension et les grandes puissances. [6]



Figure 1-7 Circuit à colonne.

1.3.4.2-circuit électrique (bobinage)

C'est l'ensemble des spires ou le bobinage qui entoure le circuit magnétique.

a. Bobinage concentrique (en tonneau)

L'enroulement est placé près de la colonne car la distance d'isolation entre la bobine et la colonne sera la plus faible. [6]

b. Bobinage mixte

Pour éviter les très fortes d.d.p entre les spires dans les extrémités de deux couches successives, on réalise des bobines plates (galettes) qui sont montées en série les unes avec les autres il est utilisé surtout en HT. [6]

c. Bobinage alterné en galettes

Les galettes MT et BT sont alternées, l'empilage est terminé par les galettes BT plus faciles à isoler du circuit magnétique. [6]

1.3.5 Les composants du transformateur de puissance

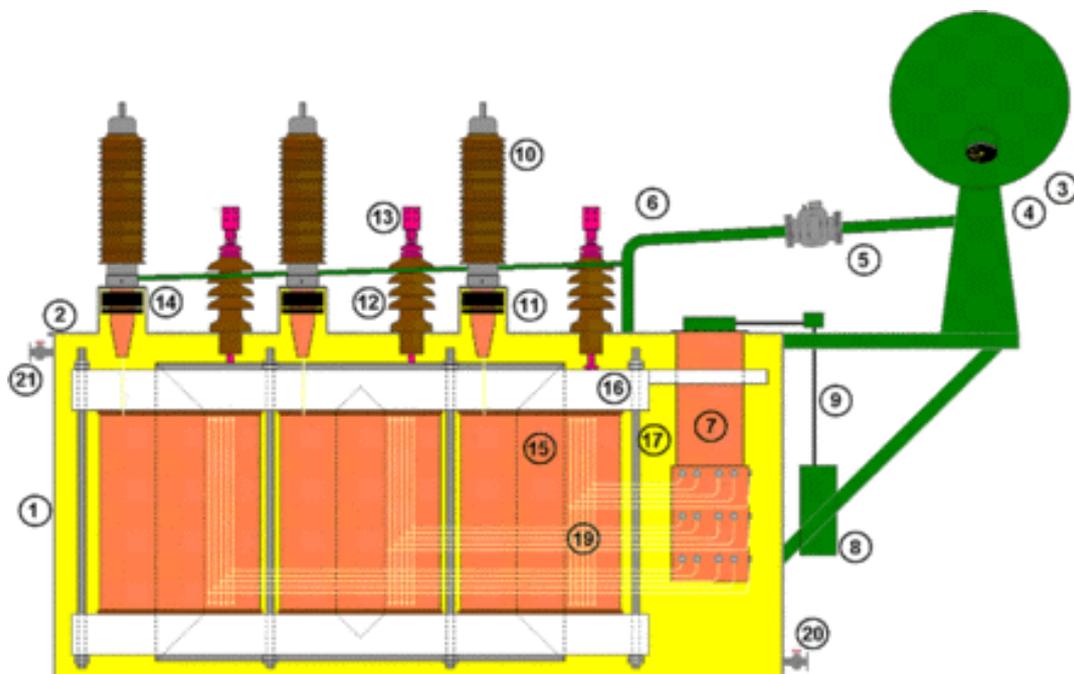


Figure 1-8 Différentes composantes constituant un transformateur de puissance [4]

1	Cuve	12	Traversée du secondaire
2	Couvercle	13	Connexion du secondaire
3	Conservateur	14	Dôme avec transformateur de courant à l'intérieur
4	Indicateur de niveau d'huile	15	Enroulements
5	Relais buchloz	16	Noyau magnétique
6	Tuyau d'huile	17	Élément mécanique pou compression
7	Changeur de prises	18	L'huile
8	Moteur électrique du chargeur	19	Connexion du chargeur de prises aux enroulements
9	Transmission mécanique du chargeur	20	Robinet d'huile
10	Traversée du primaire	21	Robinet d'air
11	Dôme avec transformateur		

Tableau 1-1 Composantes du transformateur de puissance

1.4 Le transformateur principal

Le transformateur principal est le premier élément dans la chaîne de transport d'énergie électrique produite dans la centrale. C'est un transformateur élévateur de tension qui présente une dernière technologie de conception et de gestion.

Chaque alternateur produit 18.5KV qui est ensuite élevé à 400 kV à travers ce transformateur afin de transmettre cette énergie vers le poste d'interconnexion d'ElAffroun à travers deux lignes de départ.

L'importance de ce transformateur, la nécessité de la continuité de production et de service ont fait de sa protection et de sa durée de vie une priorité pour le constructeur d'une part et pour le producteur d'énergie d'autre part.

Le transformateur principal étudié est fabriqué par le constructeur mondial Hyundai « Hyundai heavy industries » pour le projet de la centrale électrique **1227MW** de SKH. Selon sa plaque signalétique on peut donner les caractéristiques principales de ce transformateur.

Modèle	TL-1289
Nombre de phase	3
Fréquence	50HZ
Capacité nominale	533 MVA
Symbole de couplage	YNd11
Type de refroidissement	ONAN/ODAF
Echauffement (huile/bobine)	63/58 °c

Tableau 1-2 Caractéristique du transformateur principal

					
TRANSFORMATEUR ÉLÉVATEUR DE TENSION NO. KKS 11BAT10 TL-1289					
TYPE NO.		TL - 1289		SYMBOLE DE COUPLAGE YNd11	
NOMBRE DE PHASE		3		TYPE DE REFROIDISSEMENT ONAN/ODAF	
FRÉQUENCE		50 Hz		STANDARD IEC 60076	
CAPACITÉ NOMINAL		320 / 533 MVA		ÉCHAUFFEMENT (BOBINE/HUILE) 63 / 58 °C	
POSITION	TENSION (V)		COURANT (A)		% IMPÉDANCE À 85 °C (533MVA DE BASE)
	HT	BT	HT	BT	
1	420000	18500	440 / 733	9987 / 16634	14.308 %
2	410000		451 / 751		14.249 %
R3	400000		462 / 769		14.207 %
4	390000		474 / 789		14.219 %
5	380000		486 / 810		14.290 %
CHOC DE Foudre (LI) (HV/HVN/LV) 1425/650/150 kV			POIDS		
CHOC DE TRANSFER (SI) (HV/HVN/LV) 1050/ - / - kV			NOYAU ET ENROULEMENT 288000 kg		
ISOLATION AC (HV/HVN/LV) 630/325/50 kV			CUVE ET ACCESSOIRES 77700 kg		
TYPE D'HUILE ISOLANTE IEC 60296 INHIBÉES			HUILE D'ISOLATION 90180 kg		
MATÉRIEL DU CONDUCTEUR CUIVRE			VIDER LA CUVE 295000 kg		
NIVEAU SONORE (DE BASE 533MVA) 70.70 dB			TOTAL 455880 kg		
RÉFÉRENCE LIVRE D'INSTALLATION M0609055-62421TNF012			TRANSPORT 339500 kg		
NO. DE SÉRIE 20062421 TNF012-003			CAPACITÉ DE TENUE SOUS VIDE SOUS VIDE COMPLET		
NO. D'ENSEMBLE 017091-P7-110			ANNÉE DE FABRICATION 2007. 07.		
			PAYS DU FABRIQUANT : KOREA		

Figure 1-9 La plaque signalétique de transformateur. [5]

1.4.1 Couplage des enroulements

Dans les transformateur triphasés, chaque phase contient ses enroulements propres .il est alors nécessaire de connecter les trois phases, soit chaque élément monophasé, entre elles pour former un system triphasé. Il existe trois modes de couplage normalisés et possédant un symbole qui indique le mode de connexion électrique. [6]

Le transformateur à un raccordement delta (**d**) au primaire et un raccordement étoile avec un point neutre (**YN**) au secondaire. Ce symbole de la Figure 1-10 signifie le type de couplage du transformateur.

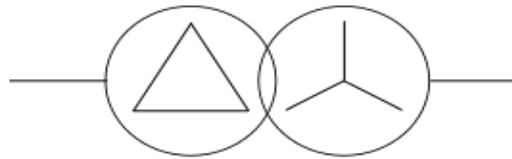


Figure 1-10 Symbole de couplage du transformateur principal

Les raccordements des enroulements primaire et secondaire sont montrés dans la Figure 1-11

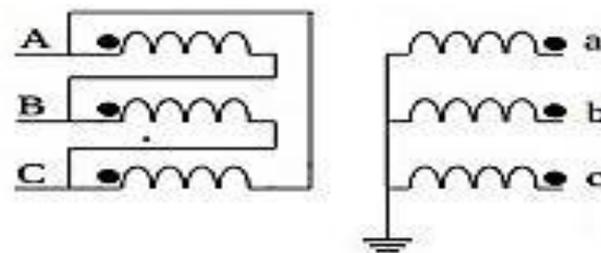


Figure 1-11 Schéma de couplage de transformateur [4]

Les enroulements sont couplés en respectant la tension maximale supportée par chaque enroulement.

Dans le raccordement au secondaire chaque enroulement de phase est connecté à un point commun (point neutre) mise à la terre.

Le mode de couplage résulte un déphasage entre les tensions primaires et secondaire dit "indice horaire" qui est donné par un pas de 30° .

L'indice horaire est indiqué par un chiffre dans le groupe de couplage « **11** », la représentation de Fresnel du système des tensions permet de déterminer la valeur de déphasage.

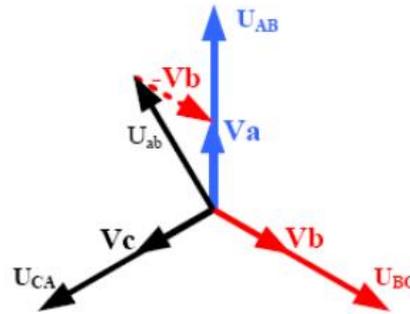


Figure 1-12 Représentation Fresnel des tensions [6]

1.4.2 Mode de refroidissement (cooling system)

Les transformateurs de puissance baignent dans une cuve contenant de l'huile minérale, L'huile assure le transport de la chaleur provenant du noyau et des enroulements jusqu'à la paroi de la cuve, la chaleur est ensuite cédée à l'air extérieur. De plus, l'huile assure un isolement meilleur que l'air et elle protège les enroulements contre l'humidité de l'air.

L'humidité a pour effet d'accélérer l'oxydation des isolants soumis aux hautes tensions. La cuve est ordinairement refroidie par ventilation naturelle. [7]

Pour les grandes puissances, on augmente la surface de rayonnement de la cuve en disposant des radiateurs autour de celle-ci, L'huile s'échauffe dans le transformateur, monte dans la cuve et circule de haut en bas dans les tubes extérieurs où elle se refroidit par air forcé par des ventilateurs .

Le refroidissement est caractérisé sur les transformateurs par lettres suivantes :

Le type de fluide : A = Air, O = Huile, W = Eau.

Le type de circulation : N = Naturelle, F = Forcée, D = Dirigée.

La source principale de la chaleur dans le transformateur est les pertes joules (pertes cuivre), si cette chaleur n'est pas évacuée correctement elle va endommager l'huile et le papier d'isolation. Donc il est essentiel de contrôler la température moyenne pour assurer une long durée de vie de transformateur.

Le transformateur principal dispos deux modes de refroidissement :

- **ONAN (Oïl naturel Air naturel)** : Si la température est dans des valeurs normales, le refroidissement est obtenu par l'écoulement d'huile chaude vers la partie supérieure et dissipe la chaleur dans l'atmosphère par les conditions naturel.
- **ODAF (Oïl direct Air forcé)** : si la température dépasse les seuils nominales, la circulation d'huile sera forcée et dirigée à travers des chemins prédéterminés dans l'enroulement à l'aide des pompes. Donc un taux de transfert de chaleur plus rapide est assuré.

1.4.3 System d'incendie

Un incendie au niveau de transformateur peut causer un arrêt total de production et endommagera le transformateur ce qui influe sur les réseaux de distribution (perturbation).

Il faut donc protéger le transformateur qui coute trop chère, la majorité des grandes transformateur de puissance offre un system automatisé d'incendie en utilisant plusieurs produit d'extinction (eau, gaz, mousse...), au niveau de la centrale on utilise l'eau de mer traité (dessalée) et qui est utilisée dans les différents étapes de production (l'eau stocker dans des réservoir) à partir des pompes est un systèmes automatisé on peut isolé la zone d'incendie et éteigner le feu.

Généralement les incendies sont causés par des défauts qui sont soit non détectés ou bien la défiance des systèmes de refroidissements ou de la protection et surveillance.



Figure 1-13 Extinction d'un feu dans le transformateur par l'eau. [5]

I.5 Conclusion

Les transformateurs de puissance sont des appareils complexes constitués de plusieurs éléments et fonctionnent dans des conditions de haute tension. Cependant le transformateur est l'élément clé dans le transport d'énergie électrique.

Une fois le transformateur mis en service un ensemble de dispositifs est employé pour assurer sa protection, le choix de ces équipements fait une grande partie de cette protection, des transformateur de courant et de tension, des capteurs de températures et des relais sont utilisé pour surveiller, détecter et éliminer toutes les anomalies affectant le transformateur, ces équipement sont présentés dans le chapitre qui suit.

2.1 Introduction

Vu que les tensions et les courants traversant le transformateur sont trop élevés, on doit utiliser des réducteurs de mesure pour leur donner une image réduite et parfaite, pour que la protection puisse analyser ces valeurs.

Le choix des transformateurs du courant et de tension répond à des normes internationales spécifiant la bande, les classes et les caractéristiques de fonctionnement ainsi que le mode d'emploi.

Le fonctionnement de transformateur engendre l'échauffement d'huile d'isolation et les enroulements, dans toutes les conditions, il est essentiel de connaître la valeur de la température interne, afin d'effectuer la régulation appropriée pour éviter la dégradation de l'isolation.

Un relai numérique est utilisé pour la protection de ce transformateur, il regroupe plusieurs éléments de protection et possède des caractéristiques permettant de simplifier les réglages des éléments toute en utilisant une logique simple, et de faciliter le dépannage lors d'un défaut, le relais reçoit ces informations à partir des différentes sources, fait le traitement et l'analyse afin de régler les sorties.

2.2 Instruments de mesure

Un instrument de mesure est un dispositif destiné à obtenir expérimentalement des valeurs qu'on puisse attribuer à une grandeur. [8]

Au niveau de la centrale électrique la mesure a une grande importance, pour cela on trouve plusieurs appareils ou instruments de mesure qui sert à donner les valeurs instantanées et réelles des différents phénomènes et grandeurs physiques tel que les températures, courants, pression, débit, vibration, etc.. pour tout les éléments de la centrale y compris les alternateurs et les turbines, ce qui permet de contrôler correctement toutes les processus et les outils de production afin d'éviter les défaillances et les défauts qui provoquent l'arrêt de production.

Le processus de réglage des paramètres est illustré dans la figure 2.1

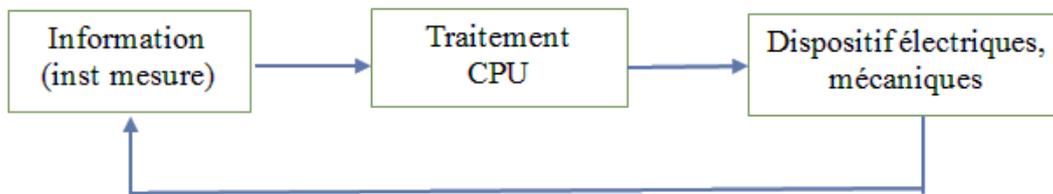


Figure 2-1 Schéma bloc de paramétrage des différents dispositifs

2.3 Dispositifs de mesures de transformateur principal

2.3.1 Les transformateurs de mesure

Un transformateur de mesure est un transformateur destiné à alimenter des appareils de mesure, des compteurs, des relais, et d'autres appareils.

Ils sont utilisés pour pouvoir mesurer directement une tension ou un courant ayant une valeur trop élevée d'une manière proportionnelle et sans déphasage. [9]

Pratiquement on ne peut pas aller placer n'importe quel transformateur de mesure sur le transformateur, ceci peut causer des dégâts et des conséquences indésirables au niveau du site, il est très importants d'avoir les critères de choix et les caractéristiques des transformateur de mesure, pour qu'on puisse placer l'élément qui convient dans sa propre bande d'utilisation.

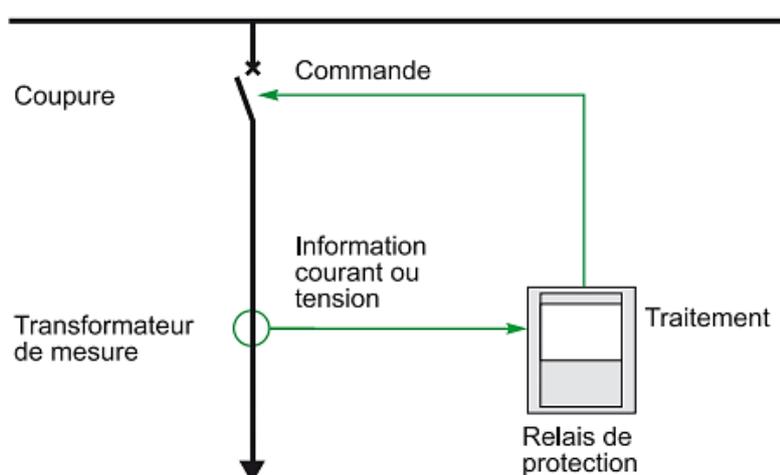


Figure 2-2 Exemple d'utilisation de transformateur de mesure [10]

2.3.1.1 Transformateur de courant

Les transformateurs de courant sont des transformateurs qui permettent de convertir des courants intenses en haute ou basses tensions en grandeurs mesurables, proportionnelles et en phase avec le signal primaire. [11]

Ils servent aussi à isoler les appareils de mesure ou de protection des lignes à haute tension.

Le TC se compose d'un noyau ferromagnétique traversé par un courant primaire au milieu, ce courant induit un flux magnétique, un courant induit dans l'enroulement secondaire du TC est l'image parfaite du courant primaire.

Il existe des transformateurs à deux ou trois secondaires, on les emploie selon les besoins de l'installation.

Les appareils (ampère mètre) raccordés doivent être connectés en série, côté secondaire.

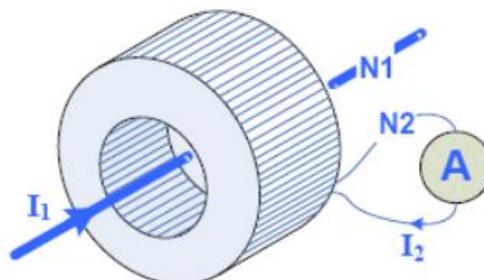


Figure 2-3 Transformateur de courant raccordé à un ampèremètre [12]

2.3.1.1.1 Précision de transformateur de courant

La précision de fonctionnement de l'appareil de mesure dépend de la précision du TC.

Donc il est très important d'avoir la théorie de base des TC, en adaptant le modèle équivalent du TC dans la figure 2.4

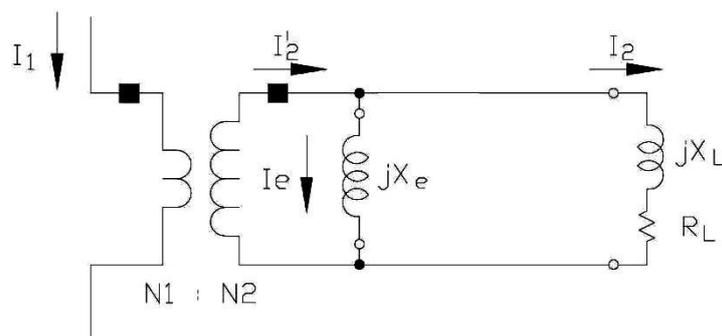


Figure 2-4 Modèle de transformateur de courant

On constate que I_2 courant du sortie n'est pas exactement égal au rapport I_1 / I'_2 mais

$$I_2 = (I_1 / I'_2) - I_e$$

I_e est le courant d'excitation. Ce courant est responsable de générer la tension aux bornes du TC. C'est le facteur qui engendre l'erreur dans le circuit de mesure.

Pour un seuil de tension aux bornes du TC, une augmentation importante de courant d'excitation I_e représente l'erreur du TC, le constructeur offre donc les courbes d'excitation des TC pour prendre en considération cette erreur et étalonné ces appareil. Le graph de la figure 2.5 représente la courbe d'excitation des TC.

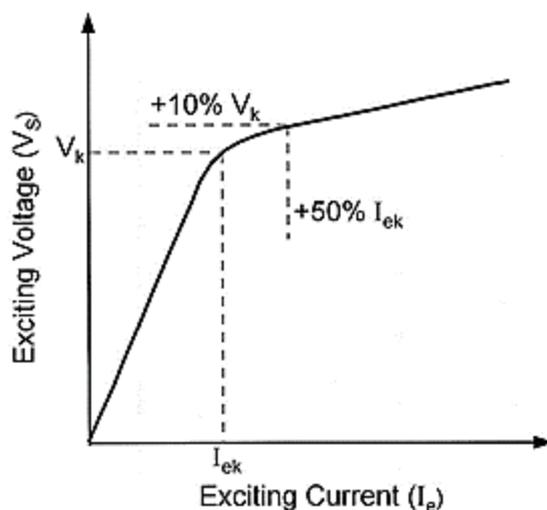


Figure 2-5 Courbe d'excitation de transformateur de courant [10]

2.3.1.1.2 Configuration des transformateurs de courant

Les appareils doivent être utilisés uniquement avec le secondaire en court-circuit, si on ouvre le secondaire tout le courant alors circule dans la branche de magnétisation ce qui donne une tension (surtension) très élevée (kV) aux bornes du circuit, comme le montre la figure 2.6.

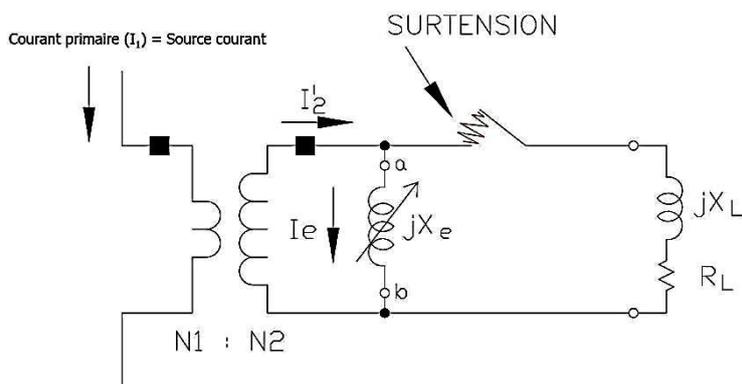


Figure 2-6 TC avec un secondaire ouvert [5]

Cette tension est très dangereuse et peut causer des dégâts soit pour les personnes ou les appareils.

Pour une tension très élevés (HT) au primaire, il existe des capacités parasites entre le primaire et le secondaire, pour limiter cette dangereuse tension, on doit toujours placer une mise à la terre sur le circuit secondaire du TC.

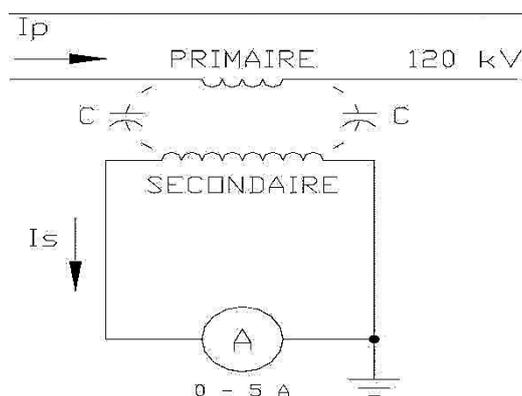


Figure 2-7 Capacité parasite entre primaire et secondaire

2.3.1.1.3 Catégories des transformateurs de courant

On peut distinguer deux catégories de transformateurs de courant selon son utilisation, TC de mesure, TC de protection :

A. Transformateur de courant pour la mesure

Il s'agit de transformateur de courant prévus pour des appareils de haute précision ou des compteurs.

La commission électrotechnique international « CEI » spécifie la classe de précision des transformateurs de courant pour mesure, prenant comme exemple la figure 2.8.

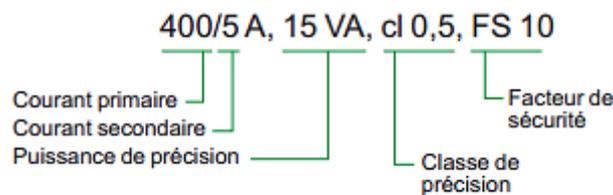


Figure 2-8 Classe de TC de mesure [10]

Les TC pour la mesure doivent avoir une précision adaptée au courant nominal, ils sont caractérisés par leur classe de précision qui est égal à la limite supérieure de l'erreur en pourcentage et un facteur de sécurité FS.

Le facteur de sécurité à pour rôle de protéger l'appareillage de mesure raccordé au TC du courant élevé cotés HT. [10]

La norme CEI donne pour chaque classe de précision l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée dans le tableau 2-1.

Classe de précision	Erreur de courant en % pour les valeurs du courant exprimées en pourcentage du courant assigné					Déphasage en minutes pour les valeurs du courant exprimées en pourcentage du courant assigné				
	1	5	20	100	120	1	5	20	100	120
Transformateurs de courant pour la mesure										
0,1	-	0,4	0,2	0,1	0,1	-	15	8	5	5
0,2S	0,75	0,35	0,2	0,2	0,2	30	15	10	10	10
0,2	-	0,75	0,35	0,2	0,2	-	30	15	10	10
0,5S	1,5	0,75	0,5	0,5	0,5	90	45	30	30	30
0,5	-	1,5	0,75	0,5	0,5	-	90	45	30	30
1	-	3,0	1,5	1,0	1,0	-	180	90	60	60

Tableau 2-1: Limites permises pour l’erreur du courant et du déphasage [11]

Le tableau 2-2 montre les classes des transformateurs du courant de mesure pour les différents postes de la centrale.

Transformateur de courant de mesure		
Classe	Caractéristique	Emplacement
CL 0,2	Erreur max. de 0,2%	Mesure comptage traversée GIS ligne et travée GIS transformateur
CL 0,2S	Erreur max. de 0,2%	Mesure comptage HT transfo et barres 18,5kV
CL 0,5	Erreur max. de 0,5%	mesure HT du transformateur
CL 1.0	Erreur max. de 1.0%	mesure au disjoncteur d’attache
CL 3	erreur max de 3%	Protection thermique transformateurs 533MVA.

Tableau 2-2 Les différentes classes de TC de mesure utilisées dans la centrale [5]

B. Transformateur du courant pour la protection

Un TC de protection est conçu pour transmettre une image aussi fidèle que possible du courant de défaut (surcharge ou court-circuit) qui peut atteindre plus de 10 fois le courant nominal et qui en résulte la saturation de noyaux, Ils sont caractérisés par leur classes de précision et le facteur limite de précision.

La précision du transformateur de courant est décrite dans la figure 2.9.

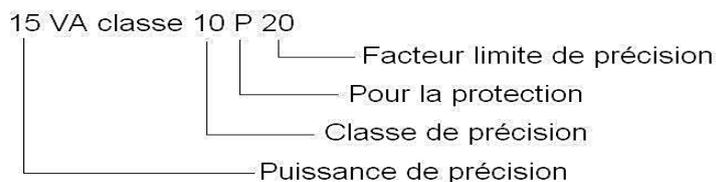


Figure 2-9 Classe pour la protection [11]

Un TC de protection doit saturer suffisamment pour permettre une mesure assez précise du courant de défaut par la protection dont le seuil de fonctionnement très élevé.

Les TC de protection sont normalisés par la CEI, on distingue deux classes de précision des TC de protection.

Classe PR

Un TC de classe PR est caractérisée par :

- Classe de précision (5PR ou 10 PR).
- facteur de précision.
- puissance de précision.
- facteur de rémanence inférieur à 10%.

On prend comme exemple un TC **5PR 20 30VA 1000/1**, ce TC a une précision de 5% à 20 fois le courant nominale. [11]

Classe PX

Les caractéristiques de TC de classe PX sont :

- tension de saturation assignée (E_k).
- Courant d'excitation maximal (I_e).
- résistance maximale de secondaire.

Prenons comme exemple un TC **PX, $E_k > 1300V$, $R_{tc} < 6 \text{ ohms}$, $I_e < 25mA$, (1000:1)**, ce TC a donc une tension de saturation de 1300V. À cette tension de saturation, le

courant de magnétisation ne dépasse pas 25mA. La résistance des enroulements secondaires ne dépasse pas 6 ohms à une température donnée.

Cette classe est plus utile dans une protection différentielle ou tous les TC auront les mêmes caractéristiques on évite donc qu'un TC se sature avant les autres ce qui provoquera un déclenchement intempestif par protection différentielle.

Les TC de protection ainsi que leurs classes et leurs zones d'utilisation au niveau de la centrale sont donnés dans le tableau 2-3.

Transformateur de courant pour protection		
Classe	Caractéristique	Emplacement
5PR20	5% d'erreur à 20 x In	protection de surintensité et différentielle du transformateur de soutirage
5PR20	5% d'erreur à 20 x In et basse rémanence	protection différentielle globale G1 & TP1
PX	Tension de saturation et courant de magnétisation spécifié	différentielle de ligne, de distance, différentielle de barres, différentielle de transformateur élévateur
C800	10% d'erreur à 20x le courant nominal (norme américaine)	protection d'alternateur

Tableau 2-3 Les TC de protection dans la centrale [5]

2.3.1.2 Transformateur de tension

Les transformateurs de tension ont deux fonctions essentielles :

- adapter la valeur de la tension HT, MT du primaire aux caractéristiques des appareils de mesure ou de protection en fournissant une tension secondaire proportionnelle réduite.
- Isoler les circuits de puissance du circuit de mesure ou de protection.

Le primaire est monté en parallèle sur le réseau HT entre phases ou phase et terre. Le secondaire délivre une tension quasi constante quel que soit la charge.

Les transformateurs de tension ne possèdent qu'un seul noyau en fer, sur lequel sont fixés les enroulements secondaires, il est extrêmement dangereux de court-circuiter au secondaire un transformateur de tension.

Le fonctionnement d'un TT est plus simple que celui d'un TC car il ne doit pas traiter une tension plus grande que la tension nominale, puisque les défauts apparaissent généralement cause une diminution de la tension, donc la saturation du circuit magnétique ne pose pas de problème.

Il existe deux types de transformateur de tension, le TT capacitif et le TT inductif.

2.3.1.2.1 Le TT inductif

Il s'agit d'un transformateur à induction classique, mais prévu pour ne délivrer qu'on très faible courant, donc une faible puissance au secondaire. Son fonctionnement est similaire à un transformateur de puissance, d'où il reçoit la tension de réseau au primaire (kV), et le secondaire donne une image réduite de cette tension de 100 ou 150V.

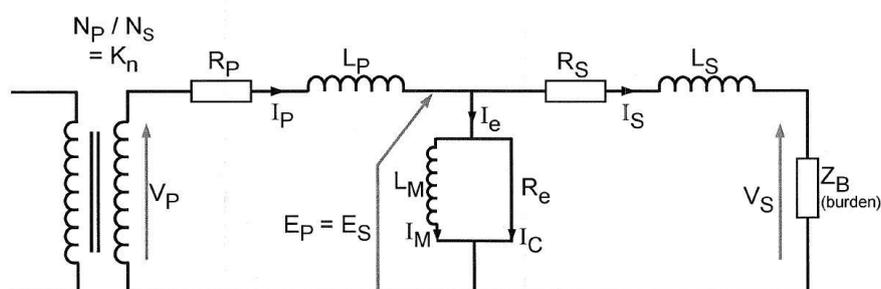


Figure 2-10 Transformateur de tension inductif [12]

2.3.1.2.2 Le TT capacitif

Les transformateurs capacitifs de tension séparent le circuit à haute tension des instruments de mesures, compteurs, relais protection, etc...et ramènent les tensions à des valeurs maniables et proportionnelles aux primaire, de plus ils offrent la possibilité de transmettre des signaux haute fréquence à travers les lignes haute tension. [13]

Les condensateur servent uniquement à coupler les signaux de communication haute fréquence et correspondant à la partie inductive de transformateur de tension.

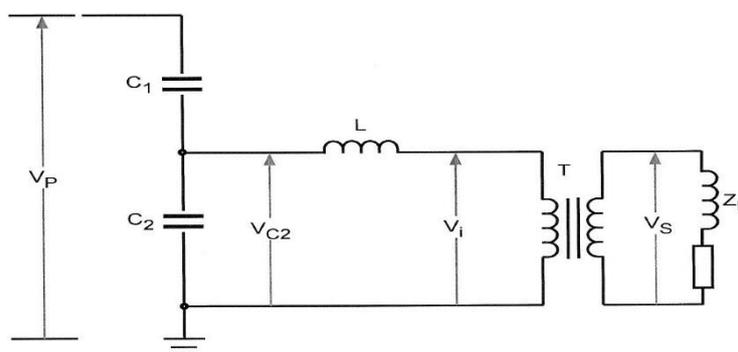


Figure 2-11 Transformateur capacitif de tension

II.3.1.2.3 Raccordement

Comme un transformateur de puissance il existe plusieurs types de raccordement des transformateurs de tension selon le mode d'emplois et la tension mesuré.

Pour mesurer la tension entre phase et le neutre par exemple, on doit utiliser un raccordement étoile.

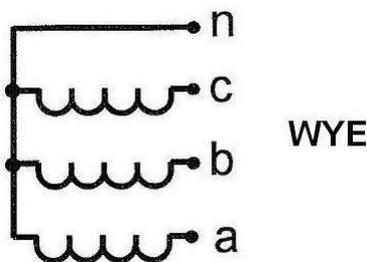


Figure 2-12 Raccordement étoile de TT

Contrairement au TC, on place des disjoncteurs sur le secondaire de TT, car lors d'un défaut dans le circuit secondaire il y aura un courant de défaut important, on peut ouvrir le secondaire de transformateur en toute sécurité.

2.3.1.2.4 La mise à la terre du secondaire

On doit toujours connecter l'un des fils de l'enroulement secondaire de TT à la masse. Bien que le secondaire paraisse isolé du primaire, la capacitance distribuée entre les deux enroulements effectue une connexion invisible qui peut produire au secondaire une tension très élevée par rapport à la terre.

2.3.1.2.5 Catégories de transformateur de tension

De même que les TC on a deux catégories de transformateur de tension.

a. Transformateur de tension pour mesure

Les classes de précision des TT répondent à la norme CEI, cette précision est valide de 80% à 120% de la tension assignée du TT. [12]

b. B- Transformateur de tension pour la protection.

La précision des TT pour la protection est de **3P** et **6P** tel que défini dans la figure 2.3.

Accuracy Class	0.25 – 1.0 x rated burden at 0.8 pf 0.05 – Vf x rated primary voltage	
	Voltage ratio error (%)	Phase displacement (minutes)
3P	+/- 3.0	+/- 120
6P	+/- 6.0	+/- 240

Figure 2-13 Précision des TT de la protection [12]

II.3.1.3 Mesure Température d'enroulement

La durée de vie des transformateurs est essentiellement conditionnée par la température de fonctionnement en régime nominal et de surcharge, la surveillance de points chauds au cœur des enroulements est critique pour protéger le

transformateur et prolonger sa durée de vie. Les conditions de fonctionnement dans une haute tension et les champs électromagnétiques rendent la mesure de température difficile.

Une température très élevée de l'enroulement entraîne une dégradation d'isolant et provoque des défauts internes.

Il existe plusieurs méthodes de mesure de cette température qui est soit calculée (estimer) ou bien obtenue par des outils de haute gamme basés sur des sondes de fibre optique.

La température des enroulements dépend de la charge du transformateur et de la température d'huile. La température de l'huile est obtenue à l'aide d'une sonde. On mesure la charge à l'aide d'un TC. L'appareil de mesure combine ainsi la température de l'huile et la charge du transformateur pour en arriver à déduire la température des enroulements. [5]

2.3.1.4 Sonde de température d'huile

Dans la plupart des transformateurs, un fluide diélectrique (huile minérale, synthétique,...) est utilisé dans le circuit de refroidissement pour dissiper la chaleur du circuit magnétique et des enroulements, la température d'huile est obtenue directement par une sonde placée dans le réservoir d'huile.

2.4 Le relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique ou numérique, (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.), et les transmettent par ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande), lorsque ces informations reçues atteignent des valeurs limites fixées à l'avance.

Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que les courts-circuits, variations de tension, etc..., un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales

par la surveillance continue, détermine l'état des disjoncteurs, et alimente les circuits de déclenchement. [14]

Il existe plusieurs types de relais sur le marché, ils sont classés par la technologie de conception, mode de fonctionnement et la fonctionnalité disposé qui dépend de chaque constructeur, on trouve des relais statiques, numérique, analogique, etc....

Un relais de protection assure la surveillance permanente du dispositif protégé pour qu'il détecte le défaut, analyse la situation et opère rapidement, il est caractérisé par :

a. La sensibilité

C'est la capacité ou le pouvoir de détecter toutes les défauts et les conditions anormales présentent lors du fonctionnement d'élément protégé et d'analyser la situation dans le cas de perturbation à un point quelconque sur la zone protégé.

b. La rapidité

Les dommages sont souvent liés à la durée de défaut, le système de protection doit se déclencher pour tout les types de défauts quelque soit leurs durée, et s'actionner en temps réel qui ne dépasse pas le millième de second.

c. La fiabilité

C'est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (déclenchement intempestifs) et assure un fonctionnement parfait et correcte lors de défaut.

2.5 Relais de protection de transformateur principal

La protection du transformateur principal est assurée par un relais numérique appelé « GE T60 ».

Le Relais fabriqué par General Electric « GE » offre une variété d'éléments de protection programmables ainsi que d'autres options pour la gestion et la surveillance, ce relais numérique dispose de la dernière technologie de protection basée sur l'intelligence artificielle, et un ensemble d'algorithmes qui effectuent les différents calculs, réglages et communications.

Le relais de protection de transformateur T60 est à base de microprocesseur, l'élément de pourcentage de différentiel est l'élément de protection principal dans le T60. La protection instantanée différentielle, le volts-par-hertz, le défaut de terre et plusieurs éléments de protection basés sur le courant, la tension et la fréquence sont aussi incorporés. [15]



Figure 2-14 Relais GE T60 [15]

2.5.1 Conception de base de relais

Le relais T60 est un dispositif à base numérique muni d'une unité de traitement centrale qui prend en charge de multiples types de signaux d'entrée et de sortie. Le relais peut communiquer sur un réseau local avec interface d'opérateur, dispositifs de programmation ou tout autre dispositif relais. [15]

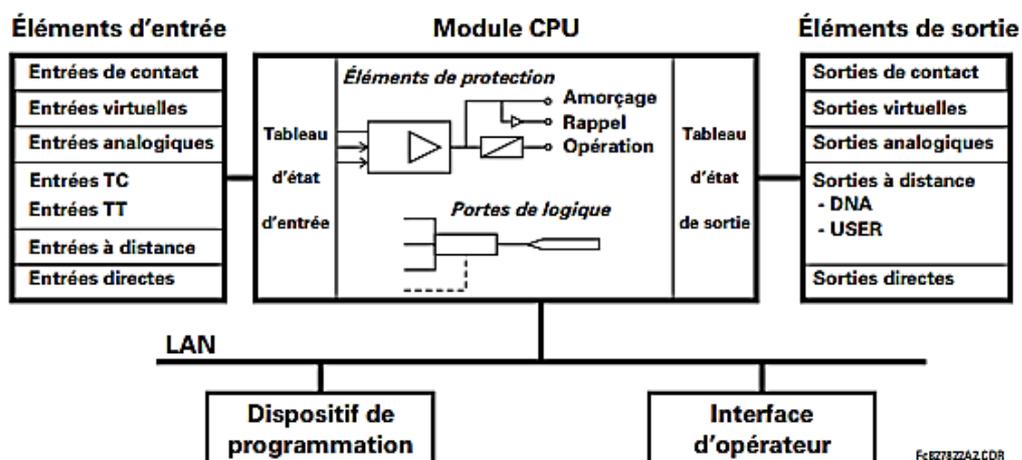


Figure 2-15 Schéma fonctionnel de concept UR [15]

➤ **Éléments d'entrée**

Les éléments d'entrée acceptent une variété de signaux numériques ou analogiques. Le relais isole et converti ces signaux en signaux de logique utilisés par le relais.

➤ **Module CPU**

Le module CPU est muni du logiciel intégré qui fournit les éléments de protection en forme d'algorithmes de logique et des portes programmables de logique ,minuteriers et verrouillages pour les caractéristiques de contrôle. [15]

➤ **Éléments de sortie**

Les éléments de sortie convertissent et isolent les signaux de logique générés par le relais en signaux analogiques ou numériques qui peuvent être utilisés pour le contrôle des dispositifs sur site. [15]

2.5.2 Type des signaux du Relais

a. les sorties et les entrées de contact

Ce sont des signaux numériques associés aux connexions de contact.

b. Les sorties et les entrées virtuelles

Ce sont des signaux numériques associés aux signaux de logique internes du relais. Les entrées virtuelles incluent les signaux générés par l'interface locale de l'utilisateur. Les sorties virtuelles sont des sorties des équations felxLogic utilisées pour personnaliser le relais.

c. Les sorties et les entrées analogiques

Ce sont des signaux aux capteurs, tel que la température des enroulements.

d. Les entrées de TC et TT

Les signaux des transformateurs du courant et de tension utilisés pour la supervision des lignes de puissance, Le Relais supporte les transformateurs de courant à 1 A et 5A.

e. Les sorties et les entrées à distance

Fournissent un moyen pour le partage des statuts du point digital entre les dispositifs à distance.

f. Les entrées et les sorties directes

Ce sont des moyens pour le partage des statuts du point digital entre autre relais.

2.5.3 Mode de fonctionnement de relais

Le Relais fonctionne en mode de scannage cyclique. Le relais lit les entrées dans un tableau d'état, résout les équations (programme) logique «équations flexlogic » et puis régle chaque sortie à l'état approprié dans un tableau d'état de sortie. Toutes opérations résultantes sont prioritaires. [15]

2.5.4 Elément de protection

Le relais de protection regroupe tous les types de protection sous forme d'éléments.

Les éléments de protection de relais ainsi que la fonction approprié sont donnés selon la ANSI (American National Standards Institute).

La configuration des éléments de protection inclus dans relais en respectant les sources de courant et de tension ainsi que les calculs pour chaque fonction, le schéma unifilaire de relais est présenté dans la figure 2-16.

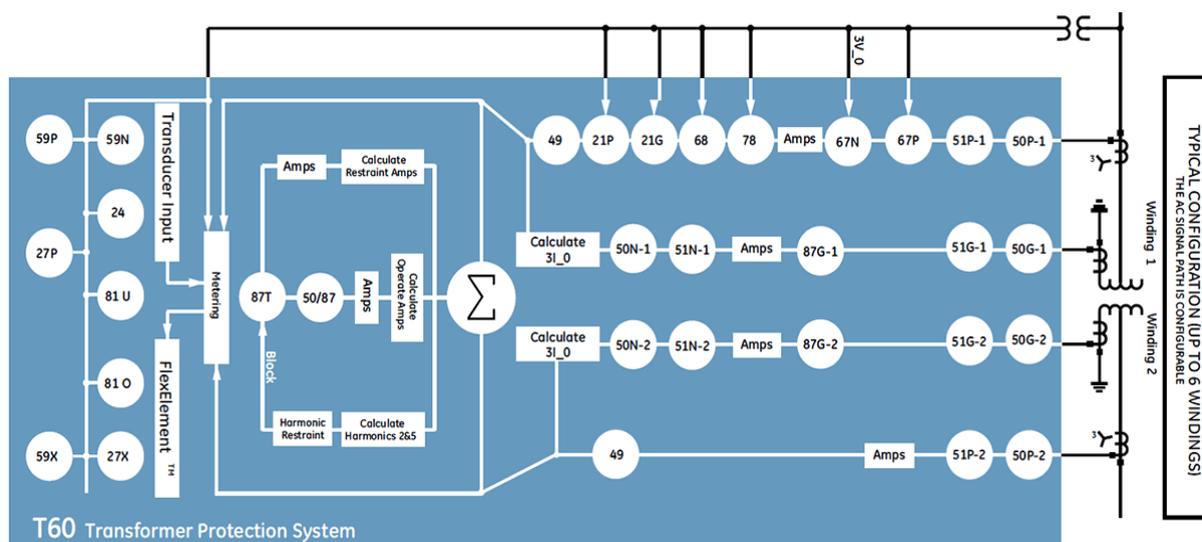


Figure 2-16 Schéma unifilaire du chemin de signal [15]

On peut voir sur le schéma, des fonctions de mesure, calcul des harmoniques (2 et 5) les phraseurs de courant et de tension et d'autres paramètres qui sont effectués et calculés au niveau de relais ce qui permet de réduire l'utilisation de d'autres accessoires et et simplifie la protection de transformateur.

2.5.5 Interface de communication

Le relais offre une interface de communication Homme-Machine, le logiciel EnerVista UR donne une interface d'utilisateur graphique (GUI) qui représente une simple facilité à configurer, superviser, entretenir et dépanner l'opération des fonctions du relais. Il peut être utilisé en mode débrogé (hors -ligne) ou les fichiers de réglage peuvent être créés pour un éventuel téléchargement au dispositif.

Le logiciel est utiliser aussi en mode en ligne pour communiquer avec le relais en temps réel, et effectuer des changement sur le système ou la logique de protection ainsi que pour obtenir les valeur actuel des courant et tension et d'autre paramétré, La communication se fait par un câble RS232 sur l'entrée à l'interface du relais.

Les paramètres à configuré dans le relais sont essentiel et important pour assurer la protection et la surveillance de toutes les processus ainsi que le dépannage et la maintenance lors d'un défaut, on doit présenter les réglages propre de relais et les caractéristiques disponible sur le dispositif.

Ces caractéristiques spécifiant le relais de protection T60 de transformateur et donnant une flexibilité maximale aux opérateurs à l'aide d'une logique combinée simple à utiliser.

2.5.6 L'oscilloperturbographie

Les caractéristiques de diagnostique comprennent un enregistreur d'évènements capable de sauvegarder 1025 événements à la fois, une oscillographie capable d'emmagasiner jusqu'à 64 records avec déclenchements programmables.

L'oscillographie du relais permet de capturer la forme d'onde des entrées analogiques et numériques du relais lors d'un défaut.

Le relais génère un rapport de défaut comporte des valeurs de la magnitude du courant et de tension, rms réel, fréquence, température ,et les éléments de protection qui ont détectés le défaut ainsi que les valeurs pré-défini de toutes les canaux analogiques et numériques et les réglages prés-défini de déclencheur ,Cette propriété permet d'analyser l'évènement et comprendre ce qui s'est passé afin d'effectuer les régales et le dépannage approprié.

2.5.7 Flexlogic

La logique numérique interne du relais combine des paramètres fixes et d'autre programmable, la logique sur laquelle les caractéristique individuelles sont conçues est fixes et toutes autre logique des signaux d'entrées numérique aux éléments ou combinaisons d'éléments au sorties numérique est variable. Le système reçoit des entrées numériques et analogiques qu'il utilise pour produire des sorties numériques et analogiques.

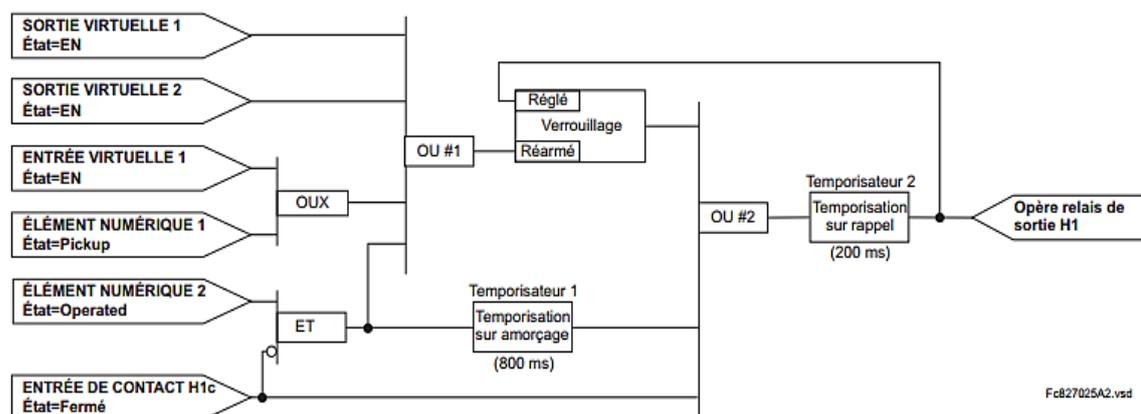
Cette technologie minimise l'exigence des composantes auxiliaire et le filage des relais de protection qui ont été relativement limité soit au niveau de supervision ou la logique de protection.

Le FlexLogique permet de personnaliser le relais à travers une séries d'équations qui constitue d'opérateurs et d'opérandes.

Les opérandes sont les statuts des entrées, des éléments, des schémas et des sorties ayant un état logique soit « 1 ou 0 ».

Les opérateurs sont les portes de logique « and, or, xor... », Les temporisateur et les verrouillages. Chaque équation définit la combinaison de paramètres à être utiliser pour caractériser un drapeau de sortie virtuelle. L'évaluation d'une équation résulte soit en 1 ou 0, chaque équation est évaluée au moins 4 fois à chaque cycle de système de puissance. [15]

Dans L'exemple présenté dans la Figure 2-17 la logique a déjà été programmée pour produire les sorties virtuelles 1et 2 ou une parité d'équation a été utilisé.



2.5.8 FlexElement

Un FlexElement est un comparateur universel qui peut être utilisé pour superviser toute valeur actuelle analogique calculée par le relais ou une différence nette de toutes deux valeurs actuelles analogiques du même type. Le signal d'opération effectif peut être traité comme un nombre signé ou sa valeur absolue selon le choix.

L'élément peut être programmé pour répondre soit à un niveau de signal ou à un taux de changement sur une période prédéfinie. L'opérande de sortie est affirmé lorsque le signal d'opération est plus haut ou bas que le seuil.

2.6 Conclusion

Cette étude des équipements de mesure et de protection nous a permis de comprendre son mode de fonctionnement et la manière d'effectuer les réglages appropriés afin de les adapter aux sites industriels.

Le relais numérique T60 assure la protection de transformateur, il dispose de plusieurs éléments de protection et il est raccordé à plusieurs sources de signaux, la configuration des deux paramètres définit les zones de protection.

Les valeurs des courants de défauts et les seuils de fonctionnement sont nécessaires pour le calibrage des protections.

3.1 Introduction

La protection d'un transformateur régit à des normes strictes ou l'identification de la zone de protection, les réglages de chaque élément de protection, et la logique de déclenchement qui se traduit par les équations de logique de relais sont déjà intégrés.

Plusieurs éléments de protection sont programmés pour protéger le transformateur, chaque élément dispose de ces propres réglages et fonctionne selon un principe unique.

La protection différentielle est l'élément de protection principal, on vise à comprendre le fonctionnement et l'application de cette protection.

3.2 Défaits et zones de protection

Les conditions de fonctionnement et les perturbations sur le réseau électrique, causent des contraintes au niveau du transformateur, ces contraintes poussant la machine au bout de ses capacités (électriques, mécaniques, thermiques), donnent naissance aux défauts majeurs qui risquent d'endommager le transformateur. On peut classer les défauts en deux types internes et externes.

L'identification des zones de protection sert à protéger le transformateur de ces deux types de défaut.

3.2.1 Les défauts internes

Les défauts internes sont des défauts qui se manifestent à l'intérieur du transformateur. Vu la complexité de la machine, la confirmation visuelle de ce type de défaut demeure compliquée.

3.2.1.1 Défaut entre phases (enroulements)

La diminution ou la perte d'isolement entre les enroulements provoque un court-circuit entre phase extrêmement dangereux sa valeur varie de 6 à 25 fois courant nominal. [16]

3.2.1.2 Défaut entre spire (même enroulements)

La dégradation ou la perte d'isolation cause un contact entre les spires ce qui provoque un courant élevé mettant en danger le transformateur. [16]

3.2.1.3 Défaut à la terre

Les défauts à la terre sont le cas le plus fréquent, la valeur du courant dépend de la valeur d'impédance de terre et de la distance du défaut de point neutre. [16]

3.2.1.4 Défaut entre enroulement et la cuve

La dégradation de l'isolation provoque un contact direct ou indirect à la cuve de transformateur, la valeur du courant sera très élevée et extrêmement dangereuse.

3.2.2 Les défauts externes

Les défauts externes peuvent se résumer dans les surcharges du réseau et les courts-circuits qui se produisent sur le terminal du transformateur ou les lignes alimentant les jeux de barres de poste GIS.

3.2.2.1 Court-circuit externe

Ce sont les courts-circuits sur le terminal du transformateur ou la ligne 400kV alimentant les jeux de barres qui arrivent accidentellement soit entre phases ou entre phase et terre et qui comporte trois types :

- ✓ Défaut monophasé entre phase et terre (ou masse).
- ✓ Défaut biphasé entre phase et phase soit mis à la terre ou isolé.
- ✓ Défaut triphasé entre les trois phases de la ligne ou les trois phases à la terre.

On peut distinguer deux classes ou catégories de courts-circuits :

a. Défaut symétriques

C'est les défauts électriques dangereux en raison du courant de court-circuit élevé, on peut le voir en tant que triphasé à la terre ou triphasé sans défaut à la terre.

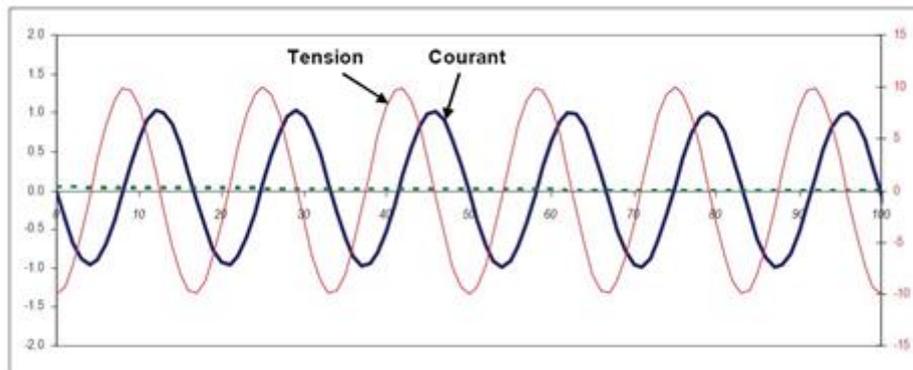


Figure 3-1 : Représentation de forme de courant de défaut symétrique [15]

b. Défaut asymétrique

Tous les défauts n'affectent pas les trois phases sont à l'origine d'un courant asymétrique tel que le défaut phase terre, deux phases à la terre, phase ouverte, quand ces défauts présentent dans le transformateur un courant très élevé atteint selon la CEI $1.9 \cdot \sqrt{2}$ courant symétrique.

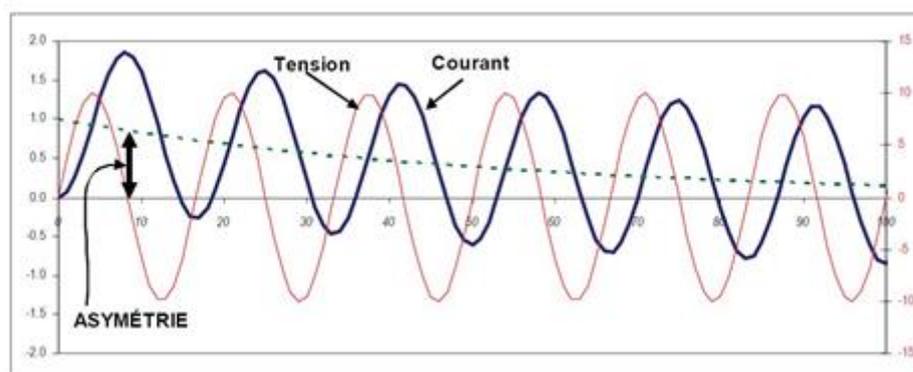


Figure 3-2: Représentation de forme de courant de défaut asymétrique [15]

3.2.2.3 Les surcharges

Les surcharges provoquent l'échauffement du transformateur, et sont généralement causé par l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément, ce qui traduit par une surintensité de longue durée. [16]

3.2.2.4 La surtension

La surtension est généralement à cause des opérations de commutation et la foudre, ou les ondes transitoires se déplacent le long du réseau, ce qui engendre des contraintes mécaniques et fait dégrader l'isolation, un court-circuit en résulte. [16]

3.2.3 L'impact du défaut

Si un défaut se produit au niveau du transformateur, l'alternateur est le premier élément qui sera affecté, le courant de défaut sera très grand pendant quelques cycles puis va ensuite diminuer. L'alternateur n'est pas capable de fournir le plein courant de court-circuit pendant plus que quelques cycles, Un défaut près de l'alternateur doit toutefois être éliminé le plus rapidement possible par un ensemble de protection dotée d'une grande sensibilité.

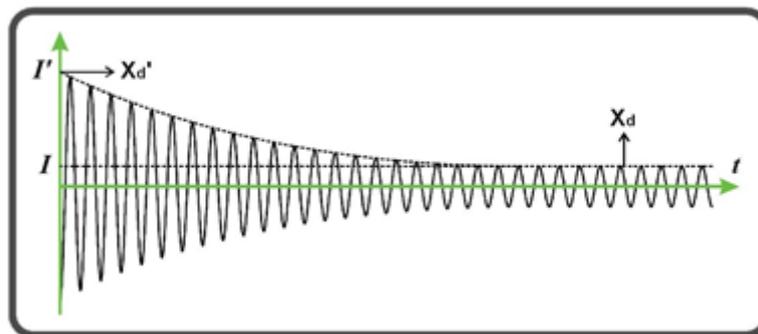


Figure 3-3 Régime transitoire pour un état de défaut

3.2.4 Calcul de courant du Défaut

Les courts-circuits sont des défauts dangereux, et qui arrivent souvent, le courant qui en résulte est de valeur trop élevée, il est nécessaire de connaître ces valeurs afin de choisir les équipements de protection, et déterminer son pouvoir de coupure, et les réglages appropriés.

Le calcul de court-circuit se fait par plusieurs méthodes et selon des normes bien définies, On utilise les composantes symétriques dans nos calculs.

3.2.4.1 Calcul des impédances symétriques

a. Impédances de l'alternateur

La réactance directe : $X_d(\%)=28\%$

La réactance inverse : $X_i(\%)=21\%$

La réactance homopolaire négligeable car $X_o \ll X_d$ et X_i

La tension nominale : $U_n=18.5$ KV

La puissance nominale : $S_n=533$ MVA

Comme la résistance R de l'alternateur est très petite par rapport la réactance donc elle est négligeable, on prend la réactance comme impédance

$$Z_{da} = X_d(\%) \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$Z_{da}=0.179 \Omega$$

$$Z_{ia} = X_i(\%) \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$Z_{ia}= 0.135 \Omega$$

b. Impédances de transformateur principal

La tension nominale : $U_n=400$ KV

La puissance nominale : $S_n=533$ MVA

La tension de court-circuit : $U_{cc}(\%)=0.1375$

$$Z_{dtr} = U_{cc}(\%) \frac{U_n^2}{S_n}$$

$$Z_{dtr}= j41.27 \Omega$$

Et comme les impédances symétriques sont égales dans le transformateur on obtient :

$$Z_{dtr}=Z_{itr}=Z_{otr}= j41.27$$

3.2.4.2 calcul de courant de court-circuit pour différents défauts

a. Défaut triphasé

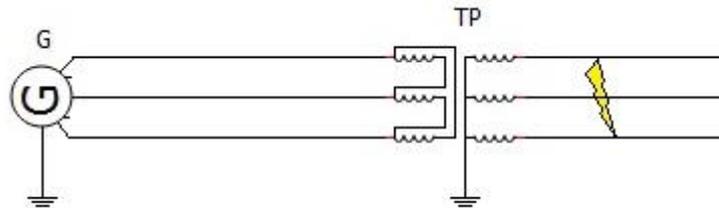


Figure 3-4 : Un défaut triphasé au secondaire de TP

Les calculs de court-circuit triphasé se font avec les impédances directes

$$I_{CC3PH} = \frac{Un}{|Z_{dtr} + Z_{da}| \sqrt{3}} \quad \text{Équation 3-1}[17]$$

Avec : $Z_{da} = 0.179 \Omega$ et $Z_{dtr} = j41.27 \Omega$

$$I_{cc(3ph)} = 5572 \text{ A}$$

b. Défaut monophasé

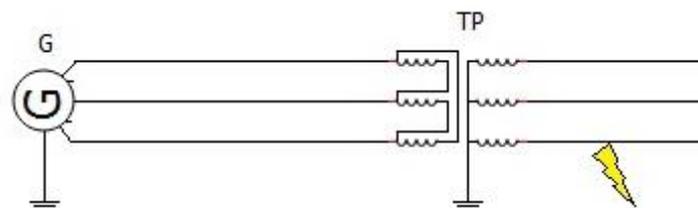


Figure 3-5 : Un défaut monophasé u secondaire de TP

Dans ce cas-là on calcule le courant de court-circuit sans les impédances de l'alternateur, car le secondaire de transformateur est couplé en étoile et le neutre mis à la terre donc on prend que les impédances de transformateur.

$$I_{cc(mono)} = \frac{Un \sqrt{3}}{|Z_{dtr} + Z_{itr} + Z_{otr}|} \quad \text{Équation 2}[17]$$

$$I_{cc(mono)} = 5596 \text{ A.}$$

c. Défaut biphasé isolé

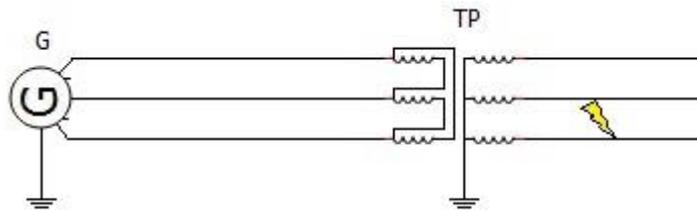


Figure 3-6: Un défaut biphasé isolé au secondaire de TP

$$I_{cc}(\text{biphasé isolé}) = \frac{Un}{|Z_{dtr} + Z_{da} + Z_{itr} + Z_{ia}|} \quad \text{Équation 3-3 [17]}$$

$$I_{cc}(\text{biphasé isolé}) = 4828 \text{ A.}$$

d. Défaut biphasé terre

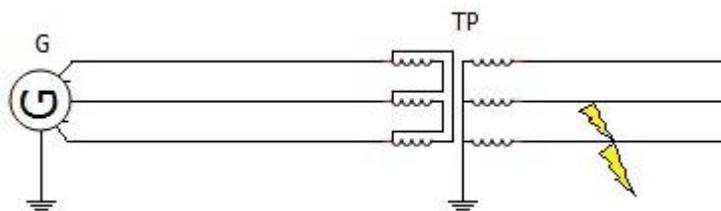


Figure 3-7 : Un défaut biphasé terre au secondaire de TP

$$I_{cc}(\text{biphasé - terre}) = \frac{Un |Z_o - a Z_i|}{|Z_d Z_i + Z_i Z_o + Z_o Z_d|} \quad \text{Équation 3-4 [17]}$$

$$\text{Avec : } a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$I_{cc}(\text{biphasé-terre}) = 5799 \text{ A}$$

3.3 Les zones de protection

Lorsqu'un défaut se produit dans la centrale, dans le poste ou sur la ligne, on doit isoler ce défaut. On veut également isoler la plus petite zone possible. Par exemple, si un défaut se produit sur une ligne, on voudra seulement isoler la ligne défectueuse. Les alternateurs pourront continuer à transmettre leur puissance sur le réseau en utilisant l'autre ligne. Si pour un défaut sur une ligne on isole les alternateurs, toute la

production sera perdue. On réussit à atteindre ces 2 objectifs, isoler les défauts et isoler la plus petite zone possible, en utilisant des zones de protections.

Si un défaut survient à l'intérieur d'une zone, la protection concernée va donner un ordre de déclenchement aux disjoncteurs afin d'isoler la zone. Les zones de protection doivent se chevaucher.

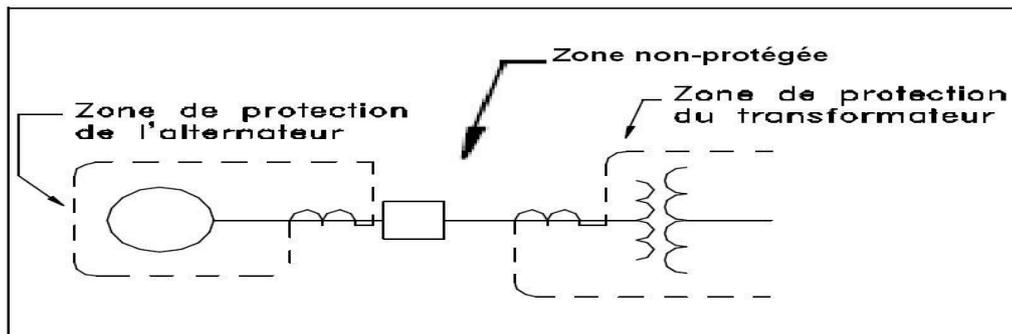


Figure 3-8 : Sans le chevauchement des zones de protection

Le chevauchement permet de protéger tous les systèmes électriques de la centrale, en assurant la protection des équipements, et la protection entre les équipements et les connexions par une protection globale, par exemple si on réalise une protection de transformateur principal il y aura un risque d'avoir un défaut dans les barres alimentant le transformateur ou les lignes aériennes 400KV vers les jeux de barres qui ne sont pas protégés.

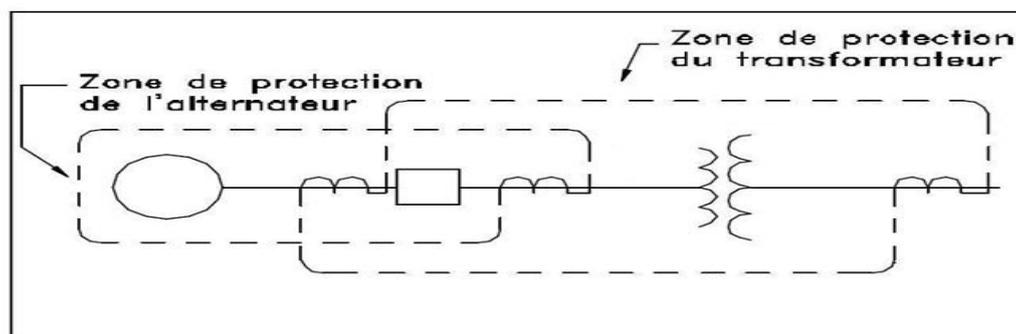


Figure 3-9 : Avec le chevauchement des zones de protection

On a deux zones de protection de transformateur principal, à l'aide de deux relais de protection, la zone est déterminée par ces entrées, les entrées de TC et TT en particulier.

3.3.1 La zone globale du relais T60A

La zone globale de T60A couvre tout le transformateur principal de la centrale, de même que tout le jeu de barres à 18.5kV et ce jusqu'à l'alternateur et jusqu'au transformateur de soutirage et couvre également le jeu de barres aériens 400kV.

3.3.2 La zone du relais T60B

Le relais T60B couvre le transformateur principal seulement, il extrait l'information directement du primaire et du secondaire du transformateur, on utilise 3TC (20000/1A) au primaire et 3TC (1000/1A) au secondaire et un TC (1000/1A 30VA 5P20) de la mise à la terre pour détecter les défauts de terre.

SETTING	PARAMETER
Number Of Windings	2
Reference Winding Selection	Automatic Selection
Phase Compensation	Internal (software)
Load Loss At Rated Load	100 kW
Rated Winding Temperature Rise	65 °C (oil)
No Load Loss	10 kW
Type Of Cooling	OA
Top-oil Rise Over Ambient	35 °C
Thermal Capacity	100.00 kWh/°C
Winding Thermal Time Constant	2.00 min

Tableau 3-1 : Paramètres généraux du transformateur

PARAMETER	WINDING 1	WINDING 2
Source	HV (SRC 1)	LV (SRC 2)
Rated MVA	533.000 MVA	533.000 MVA
Nominal Phs-phs Voltage	400.000 kV	18.500 kV
Connection	Wye	Delta
Grounding	Within zone	Not within zone
Angle Wrt Winding 1	0.0 deg	-330.0 deg
Resistance	43.5000 ohms	0.1000 ohms

Tableau 3-2 : Paramètres des enroulements de transformateurs principal

3.3.3 zone du relais T60C

Le relais T60C couvre le transformateur de sous-tirage seulement, ce transformateur a deux secondaire utilisé pour alimenter les auxiliaires de la tranche.

La figure 3.10 représente toutes les zones de protection.

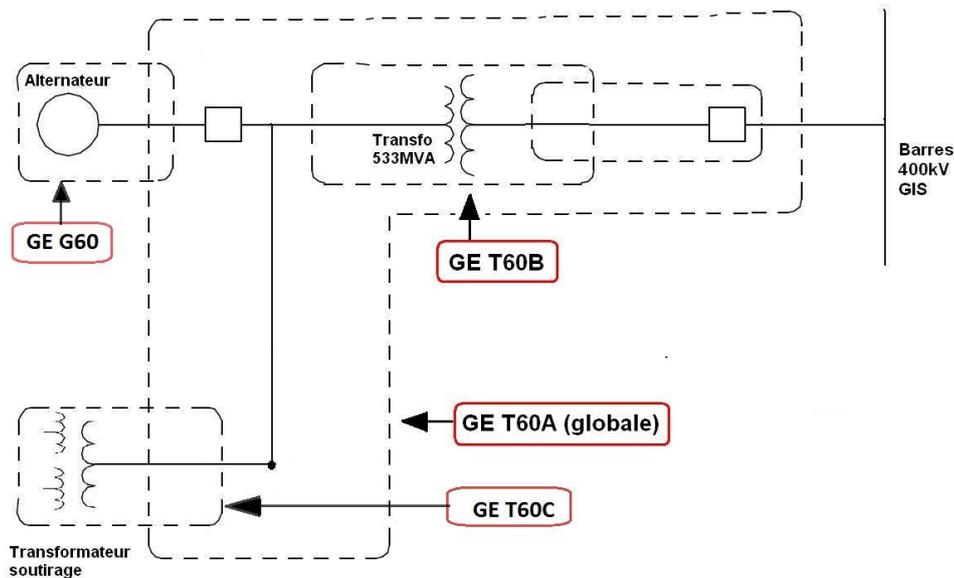


Figure 3-10 : Schéma qui montre les zones de couverture des relais T60A/B/C

3.4 Les protections électriques

La protection électrique de transformateur se compose de plusieurs éléments de protection à réglage différent.

3.4.1 Protection différentielle (élément 87 T)

Une protection différentielle consiste à comparer les courants entrants et les courants sortants dans la zone protégée, à l'état normal les deux courants sont égaux et si un défaut apparaît les deux courants seront différents, cette protection doit opérer rapidement quand le courant différentiel mesuré est supérieur à des valeurs déjà programmées (seuil). C'est l'élément 87T qui remplit cette mission selon le ANSI (la lettre T signifié le transformateur).

3.4.1.1 Principe de fonctionnement de 87T

La particularité de la protection différentielle dans le transformateur c'est qu'elle doit s'adapter aux conditions de fonctionnement, ou le courant primaire est différent du secondaire et le déphasage entre les phases qui est dû aux types de couplages, ces deux facteurs importants sont pris en considération et le relais est adapté à ces deux conditions de fonctionnement en effectuant le réglage approprié.

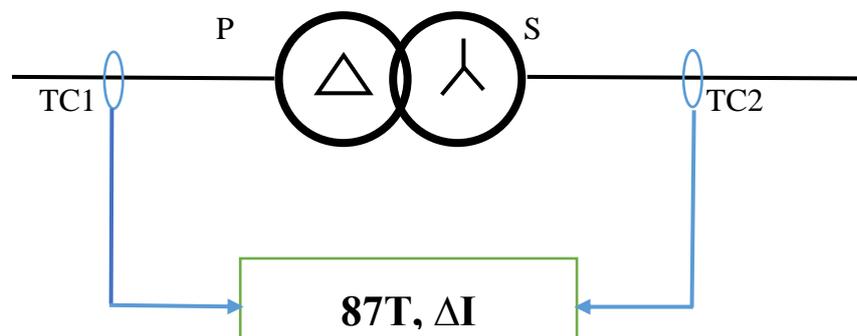


Figure 3-11: Fonctionnement de protection différentielle

Le relais ne peut pas mesurer les courants réels traversant le transformateur, on utilise deux transformateurs de courant pour donner une image parfaite et réduite des courants primaires et secondaires, étant donné que le courant primaire est supérieure à celui au secondaire, la différence des courants à l'état normale, n'est plus nulle (ΔI), pour résoudre cette contrainte, des transformateur de courant à rapport différent sont utilisés.

Cela maintient le courant mesuré (courant différentielle) proche du zéro en fonctionnement normal, par contre lors d'un défaut entre les TC, ou la présence d'un déséquilibre du courant, les deux courants seront différents « courant différentiel », l'élément différentiel calcul cette différence est la compare avec les conditions de fonctionnement programmées afin de provoquer un déclenchement.

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 apparaît dans le primaire mais pas au secondaire, un courant différentielle (ΔI) 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 3.12 montre l'apparition de ce courant dans le transformateur et le processus de détection.

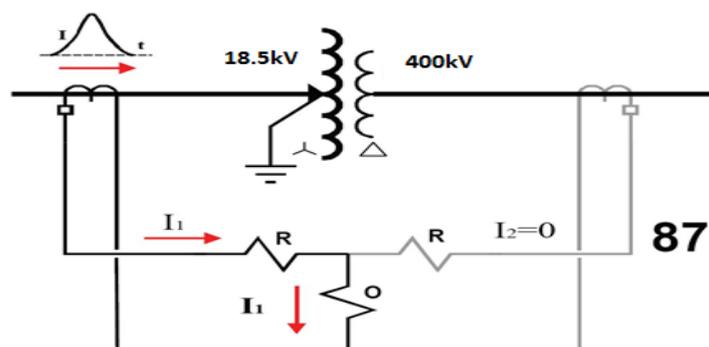


Figure 3-12: Détection du courant d'enclenchement

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.

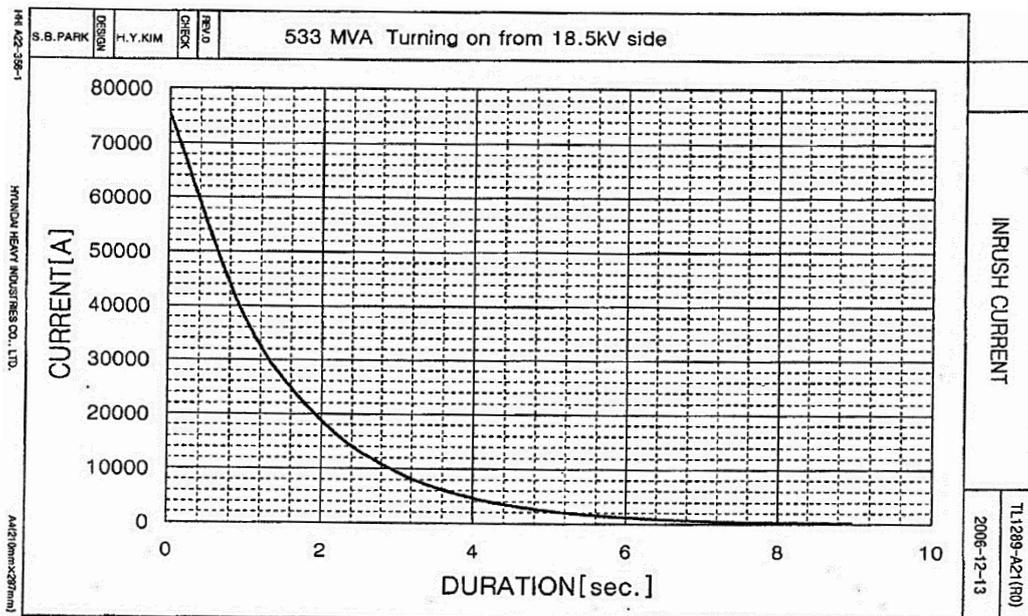


Figure 3-13: Duré et valeur de courant d’enclenchement. [5]

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*In** (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 2^{ème} 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 3.14 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.

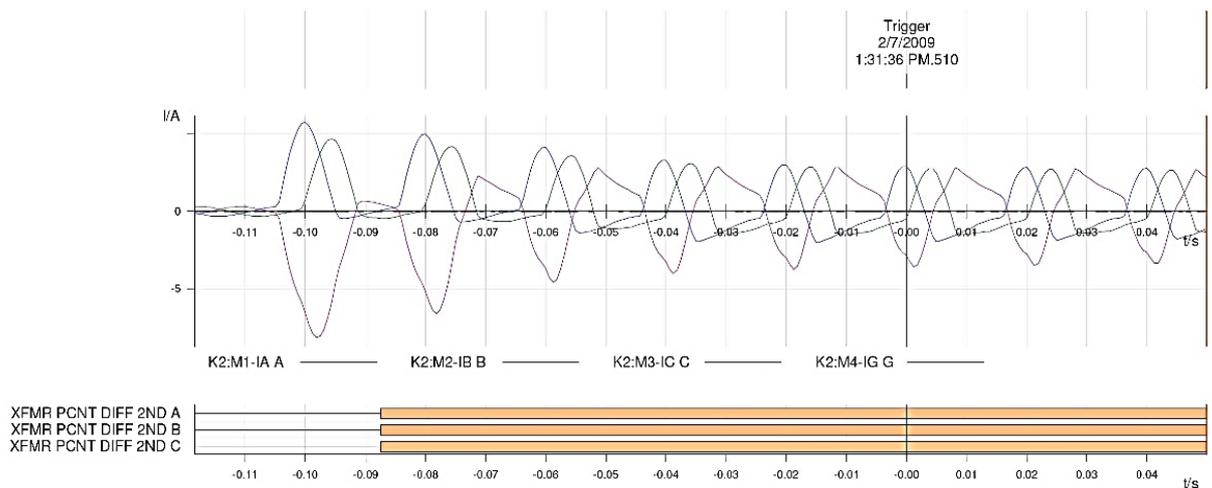


Figure 3-14 : Détection de 2e harmonique d'enclenchement.

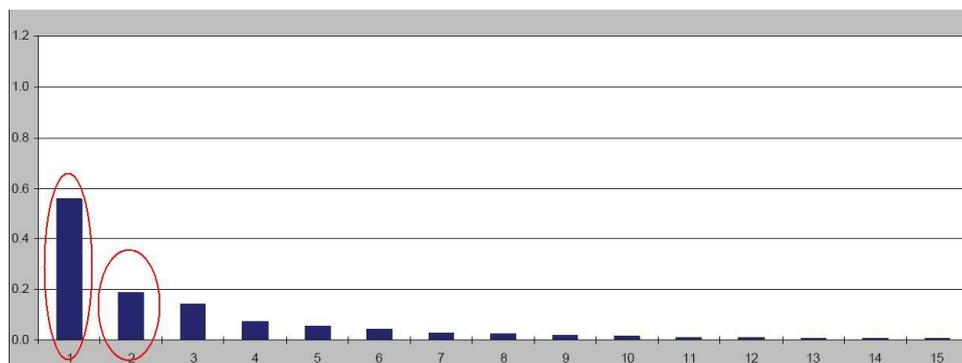


Figure 3-15: Le contenu harmonique de l'onde.

Il y a **55%** de courant à **50Hz** et **20%** de courant à **100Hz**. On a donc un ratio 2^e harmonique/fondamentale de **20/55** qui est équivalent à 36%. Le relais va donc bloquer la fonction différentielle pendant quelques cycles, l'asymétrie va s'estomper et le courant d'invasion va diminuer. Quand le ratio sera en deçà de 15% la fonction différentielle sera réactivée.

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^e 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^e 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 produit 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 affecté. 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 transformateur 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 les trouve pas selon le besoin. On présente l'apparition de courant différentielle dans le cas de rapport différent des TC.

$$I_{1N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_1} = \frac{533 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 18.5 \cdot 10^3} = 16633.93A \approx 16.634KA.$$

$$I_{2N} = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot V_2} = \frac{533 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 10^3} = 769.32A$$

Le rapport de transformation de TC primaire :

20000/1A

$$I_{TC1} = \frac{16634}{20000} = 0.8317A$$

Rapport de transformation de TC secondaire :

1000/1A

$$I_{TC2} = \frac{769.32}{1000} = 0.77A$$

Calcul de $I_{différentielle}$:

$$I_{dif} = |I_{TC1} - I_{TC2}| = |0.8317 - 0.77| = 0.0617A.$$

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.

$$M_2 = \frac{I_{tc1} \cdot V_{1N}}{I_{TC2} \cdot V_{2N}} ;$$

M_2 : Facteur de compensation secondaire.

$$M_2 = \frac{1000 \cdot 400000}{20000 \cdot 18500} = 1.08$$

Le courant corrigé sera

$$I_{TC2corrigé} = 1.08 \cdot 0.77 = 0.8316A$$

$$I_{dif} = 0.0001A.$$

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).

$$I_1 = 1.025A ; I_2 = 0.98$$

Le courant différentiel qui résulte sera

$$I_D = 1.025 - 0.98 = 0.045A$$

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.

3.4.1.2 Types de protection différentielle

a. Protection différentielle de pourcentage

Pour résoudre les problèmes d'application des TC, le relais calcul deux valeurs de courant :

- Un courant différentiel $I_D = |I_{1comp} - I_{2comp}|$.
- Un courant de retenu $I_R = \max(|I_{1comp}|, |I_{2comp}|)$.

Le rapport entre les deux courants (I_D/I_R) calculé est exprimé en pourcentage, cette quantité représente une pente de la droite qui spécifie la plage de fonctionnement du différentielle, d'où cette méthode appelée la protection différentiel à pourcentage.

$$\frac{I_D}{I_R} = K ; \text{L'équation de la droite}$$

$$I_D = KI_R.$$

Le fonctionnement de la protection dépendra de :

- Courant différentielle I_D .
- Courant de retenu I_R .

Les caractéristiques de la courbe de pourcentage sont données dans la figure 3.16.

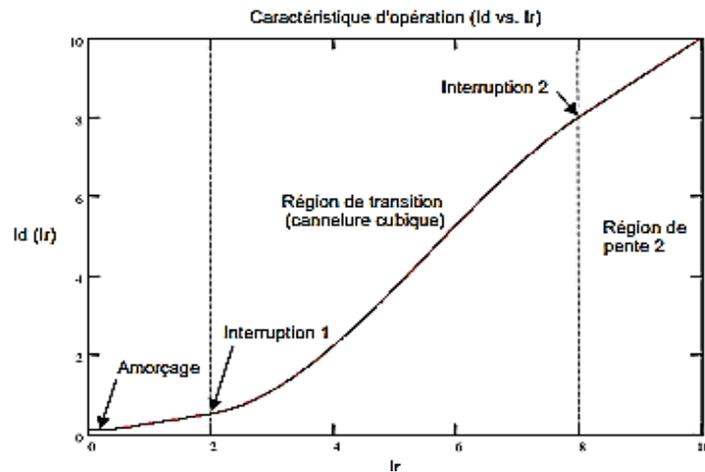


Figure 3-16: Caractéristiques d'opération à pourcentage de différentielle de T60.

La droite de différentielle à pourcentage de General Electric a un double point d'interruption et une double pente.

Le choix des deux pentes de fonctionnement de la différentielle à pourcentage est sélectif, et selon la valeur de courant de retenu calculé.

- ✓ Si I_R compris de 0 à 1.5 Pente de 0%.
- ✓ Si I_R compris de 1.5 à 3.5 Pente de 30%.
- ✓ Si I_R est supérieur à 3.5 Pente de 70%.

L'utilisation de la protection différentielle de pourcentage a pour but d'assurer la stabilité de la protection durant les conditions de charge, et de distinguer entre les défauts internes et les défauts externes.

Le courant différentiel qui est nécessaire pour l’amorçage de la différentielle doit correspondre à l’évolution du courant différentiel pendant un défaut interne, et supérieur aux erreurs causées par les TC.

- La pente 1 assure la sensibilité durant les défauts internes.
- La pente 2 assure la stabilité durant le passage d’un défaut externe ou la différentielle ne doit pas opéré, seulement en fonction d’évolution de courant différentielle.

Les réglages de la différentielle de pourcentage sont donnés dans le tableau 3.3

SETTING	PARAMETER
Operating Characteristic Graph	View
Function	Enabled
Pickup	0.300 pu
Slope 1	30 %
Break 1	1.500 pu
Break 2	3.500 pu
Slope 2	70 %
Inrush Inhibit Function	Trad. 2nd
Inrush Inhibit Mode	Average
Inrush Inhibit Level	15.0 % fo
Overexcitation Inhibit Function	5th
Overexcitation Inhibit Level	25.0 % fo
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Tableau 3-3: Régalage de la différentielle de pourcentage.

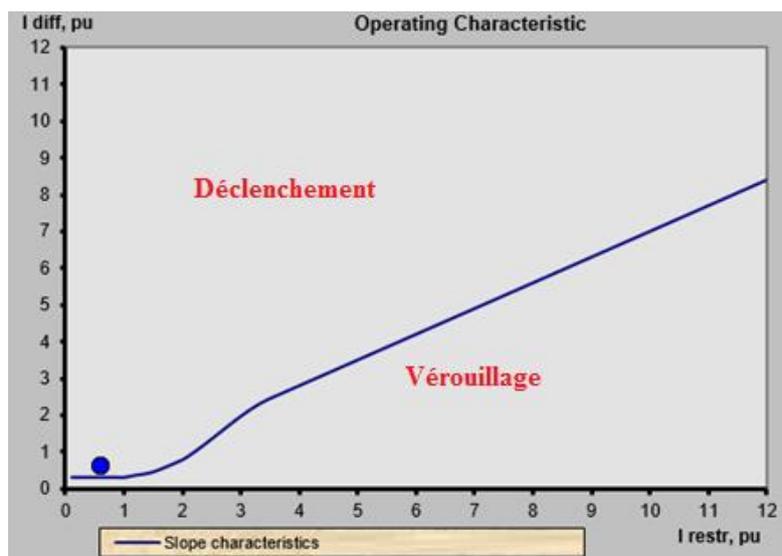


Figure 3-17: La pente de différentielle de TP.

b. Protection différentielle instantanée

Cette protection agit comme une surintensité répondant à l'amplitude de courant différentiel mesuré, Si le relais mesure un courant différentiel plus grand que le seuil de la fonction différentielle instantanée il va provoquer un déclenchement sans délais. Cette fonction n'utilise pas la courbe de retenu avec les pentes à 30% et 70%. Cette fonction compare uniquement le courant différentiel avec le seuil de déclenchement.

SETTING	PARAMETER
Function	Enabled
Pickup	10.000 pu
Block	LCI ON On(H7c)
Target	Latched
Events	Enabled

Tableau 3-4: Réglage de protection différentielle instantané.

Le seuil de cette fonction est très élevé que le plus grand courant différentiel qui pourrait être perçu pour un événement ne correspondant pas à un défaut interne ou dans le cas de courant d'invasion. On choisit donc un seuil de **10 PU** soit **10*In** (courant nominal), si le relais mesure un courant différentiel plus grand que 10 PU il y aura déclenchement instantané.

3.4.2 Défaut de terre restreint (élément 87G)

La protection de défaut à la terre restreint permet de détecter les défauts à la terre pour les courants de défaut de faible intensité en donnant plus de sensibilité de détection, cette protection est souvent appliquée aux transformateurs ayant des enroulements en étoile avec impédance mise à la terre, elle est plus utile pour les défauts près du point de neutre du transformateur.

Un défaut interne à la terre sur un enroulement étoile mise à la terre par une impédance produira un courant de défaut sa valeur dépend de valeur d'impédance et la position de défaut sur l'enroulement.

Les courant résultant seront au-dessous de seuil de pente d'élément différentiel principal et le défaut pourrait passer inaperçu (n'est pas détecté), l'application de la protection de terre qui allonge la couverture vers le point de neutre est illustré dans la figure 3.18.

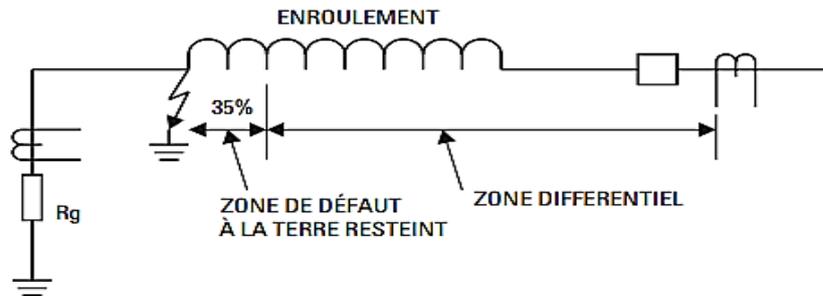


Figure 3-18: Zone de défaut restreint et pourcentage différentielle [15]

La protection 87G compare le courant dans le TC de neutre avec la somme des 3 courants de phase si le défaut est hors zone la somme vectorielle est égale à zéro, Si le défaut est sur l'enroulement du transformateur, la somme vectorielle ne sera pas nulle :

$$I_N = I_A + I_B + I_C$$

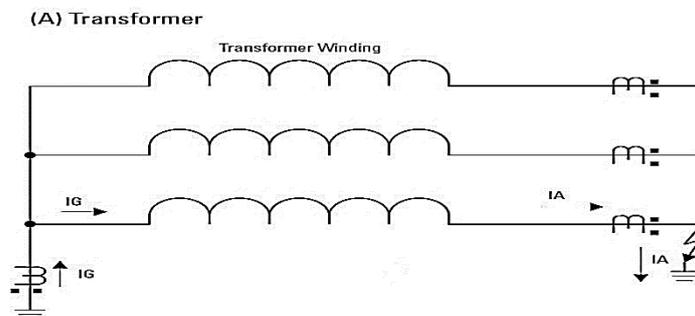


Figure 3-19 : Défaut à la terre hors zone

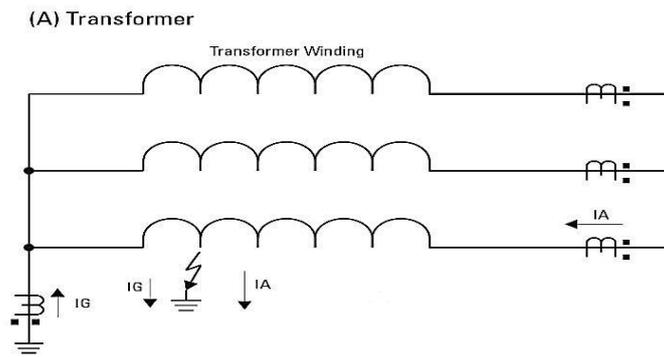


Figure 3-20 : Défaut à la terre dans le transformateur

Le courant différentiel est produit en tant que courant de déséquilibre entre le courant de terre du TC de neutre I_T et le courant de neutre dérivé des TC de phase :

$$I_{gd} = |I_{IT} + I_N|$$

Le relais fait apparaître automatiquement les rapports des TC de phase et de terre, le courant de retenu assure la stabilité de la protection durant les conditions de saturation du TC et il est produit en tant que valeur maximale entre trois composantes reliées aux courants de composantes directe, inverse et homopolaire des trois TC comme suit :

$$I_{Retenu} = \max(I_{R0}, I_{Rd}, I_{Rin})$$

Les réglages de relais pour cette protection sont donnés dans le tableau 3.6.

PARAMETER	RGF1
Function	Enabled
Source	HV (SRC 1)
Pickup	0.300 pu
Slope	50 %
Pickup Delay	0.00 s
Reset Delay	0.00 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Tableau 3-5 : Réglage de relais T 60B de la protection RGF

Le seuil ou l'amorçage minimal est de **0.300 pu (30%)** du courant nominal, cette valeur représente le courant de terre minimal qui effectue un déclenchement, les courants inférieurs à cette valeur sont négligeables.

3.4.3 Surtension de neutre (élément 59N)

L'élément de surtension du neutre est utilisé pour détecter une condition de tension de système asymétrique causée par un défaut à la terre ou par la perte de l'une des phases de la source.

Les barres 18.5kV sont mises à la terre avec une résistance lorsque l'alternateur est connecté. Lorsque l'alternateur n'est pas connecté, les barres sont flottantes, c'est-à-dire sans référence à la terre. Dans le cas de l'apparition de l'asymétrie, on utilise la tension pour détecter ce défaut. En conditions normales la somme des 3 tensions de phase donne zéro ou proche. S'il y a un défaut à la terre sur l'une des phases la somme ne donnera plus zéro et une tension sera mesurée aux bornes du TT.

$$V_n = V_a + V_b + V_c = 0$$

Les erreurs des TT et le déséquilibre de tension normale doivent être considérés lors du réglage de cet élément, cette fonction exige que les TT soient raccordés en étoile.

Cette protection couvre que le transformateur principal avec le relais T60B, les réglages des paramètres sont donnés dans le tableau 3-6.

PARAMETER	AUXILIARY OV 1
Function	Enabled
Source	LV (SRC 2)
Pickup	0.200 pu
Pickup Delay	15.00 s
Reset Delay	0.05 s
Block	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Tableau 3-6 : Réglage de protection surtension de neutre du relais T60B.

Le seuil de déclenchement est de **0.200 pu** de tension nominale soit à **3.5kV** avec une temporisation de **15S**, cela ce signifie que durant fonctionnement normale on peut avoir des surtensions transitoire

3.4.4 Protection volt par hertz (surexcitation) (élément 24)

La surexcitation signifiée que le flux magnétique dans le noyau a augmenté au-delà de sa valeur de conception. Ce qui entraîne une augmentation du courant magnétisant.

Le flux magnétique à l'intérieur du noyau de transformateur est directement proportionnel à la tension appliquée et inversement proportionnel à la fréquence

Le phénomène de surexcitation peut être détecté en utilisant le ratio de la tension sur la fréquence. Une tension trop élevé ou une fréquence trop basse engendre une surexcitation, Donc si la tension augmente et la fréquence diminue, le ratio **Volts/Hertz** va augmenter.

Cette protection à une action prioritaire si la surexcitation et d'une long durée ou elle doit déclencher.

Relations entre U, f, ϕ :

L'hypothèse de flux forcé présente la relation entre la tension efficace (U), la fréquence (f) et le flux magnétique (ϕ) ou :

$$U = 4.44 * f * \phi , \text{ Avec } 4.44 = \pi \cdot \sqrt{2}$$

La surexcitation d'un transformateur cause l'échauffement de transformateur, donc on doit le déconnecté pour éviter tous dommage, le constructeur de transformateur offre une courbe de surexcitation de transformateur qui définit la bonde de surexcitation en fonction de temps.

Les protections de surexcitation sont régler à partir cette courbe, qui spécifié la capacité maximal de circuit magnétique (résistance de transformateur à la surexcitation) et les seuils de fonctionnement.

La courbe dans la figure 3.21 représente la limite tolérable par le transformateur.

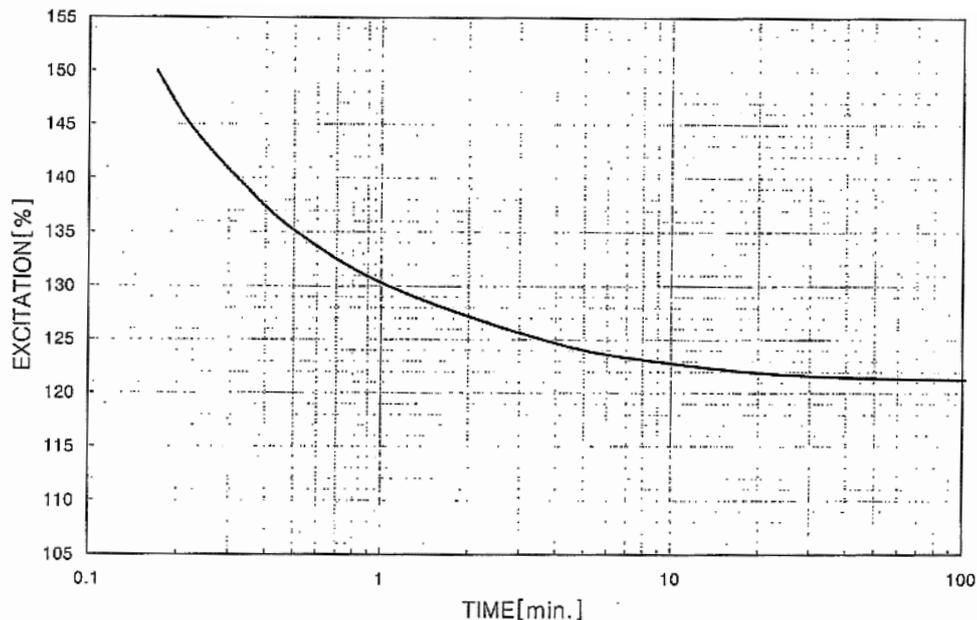


Figure 3-21: Courbe de surexcitation de transformateur. [5]

Les réglages de protection de surexcitation sont en fonction de cette courbe, on prend l'intervalle de 1.2 à 1.5 pu (v/f) pour le déclenchement.

PARAMETER	VOLTS PER HERTZ 1	VOLTS PER HERTZ 2
Function	Enabled	Enabled
Source	HV (SRC 1)	HV (SRC 1)
Pickup	1.20 pu	1.50 pu
Curves	Inverse C	Definite Time
TD Multiplier	1.00	1.50
T Reset	0.0 s	0.0 s
Block	OFF	OFF
Target	Latched	Latched
Events	Enabled	Enabled

Tableau 3-7 : Réglage protection de surexcitation.

Tant que le rapport augmente, la saturation du noyau est plus rapide et la protection doit opérer rapidement on parle donc d'une temporisation.

3.4.5 Protection à maximum de courant (50/51P)

Une protection à maximum de courant est une protection qui consiste à comparer le courant mesuré à une valeur limite, si le seuil est dépassé, la protection conclut qu'un court-circuit ou une surcharge, selon le cas, afin de donner l'ordre de déclenchement.

Il existe deux types de protection à maximum de courant, une protection instantanée indépendante du temps, et une autre temporisée à temps inverse. Elles portent respectivement les codes **50P/51P**.

Ces éléments sont beaucoup plus lents que les protections différentielles et entreront en jeu seulement si les protections différentielles sont défectueuses.

3.4.5.1 Surintensité temporisé 51P

Cette protection à temps inverse a un seuil dépendant du temps, la temporisation diminue quand le courant mesuré augmente. En cas de fort courant, la protection doit déclencher rapidement pour éviter des dommages au transformateur. Elle permet de protéger contre les surcharges inadmissibles.

La protection de surintensité de phase doit tenir compte de la courbe de dommage du transformateur. Cette courbe indique combien de temps le transformateur peut tolérer à différents courants selon leur intensité, Cette courbe est fournie par le constructeur.

La protection doit donc déclencher le disjoncteur avant que le point de dommage ne soit atteint.

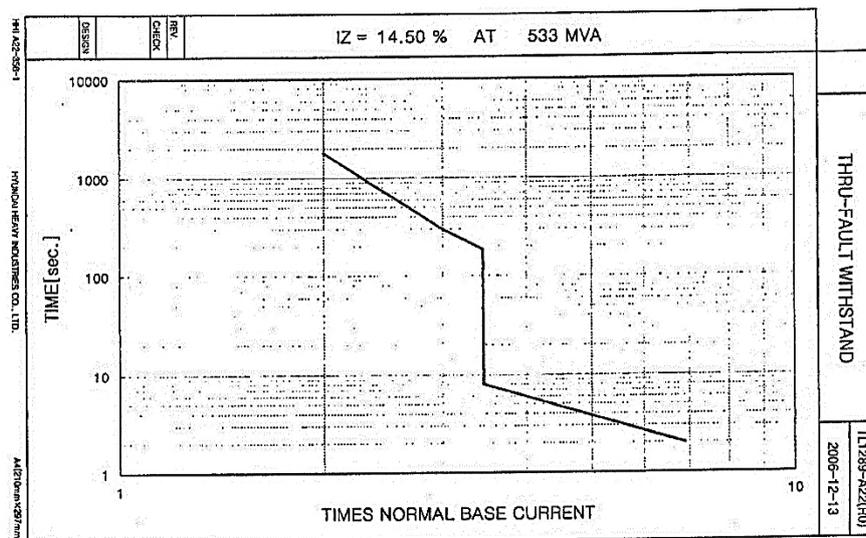


Figure 3-22: Courbe de dommage de transformateur.

Le fonctionnement de cette protection est en fonction de courant qui traverse le transformateur.

$$T = f(I_n)$$

Par exemple à $5.5 \cdot I_n$ la protection doit déclencher à un temps inférieur à **10S**.

3.4.5.2 Surintensité instantané 50P

Le seuil de cette protection ne dépend pas de temps, elle est instantanée et en fonction de courant mesuré, si le courant mesuré dépasse le courant maximal " courant de court-circuit maximal" la protection déclenche.

Cette protection a de grand sensibilité, car elle répond à l'amplitude de courant mesuré, ceci peut causer de déclenchement intempestif durant les conditions normal.

D'où le seuil de cette protection doit être supérieur au courant d'enclenchement. Dans notre exemple on a :

$$I_{ccmax} = 5939A$$

$$I_{amorçage} = \frac{I_{ccmax}}{I_N} = \frac{5939}{769} \cong 7.8pu$$

I_N : courant nominal au secondaire.

I_{ccmax} : valeur de court – circuit maximal.

$I_{amorçage}$: courant de réglage d'élément 50P.

Donc le réglage de cette protection est de $7.8 \cdot I_n$ à $T=0$.

Les réglages utilisés sont montrés dans le tableau 3-8.

PARAMETER	PHASE IOC1
Function	Enabled
Source	HV (SRC 1)
Pickup	7.960 pu
Delay	0.00 s
Reset Delay	0.00 s
Block A	OFF
Block B	OFF
Block C	OFF
Target	Latched
Events	Enabled

Tableau 3-8 : Réglage de l'élément 50P

3.5 Les Protections mécaniques

On peut définir une protection mécanique d'un transformateur par l'ensemble des protections contre les changements des caractéristiques thermiques, mécanique et diélectrique (isolation), qui résultent si la température ou la pression de transformateur dépassé les seuils de fonctionnement acceptable, ou la présence du gaz ou d'un mélange explosif.

Les protections mécaniques de transformateur activent des dispositifs à contacts pour des seuils d'alarme ou de déclenchement, on va présenter l'ensemble des protections mécaniques de transformateur principal et les réglages effectués et les conditions de fonctionnement.

3.5.1 Relais Buchholz

Le relais buchholz est un dispositif de sécurité monté sur les transformateurs de puissance à bain, 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.

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.

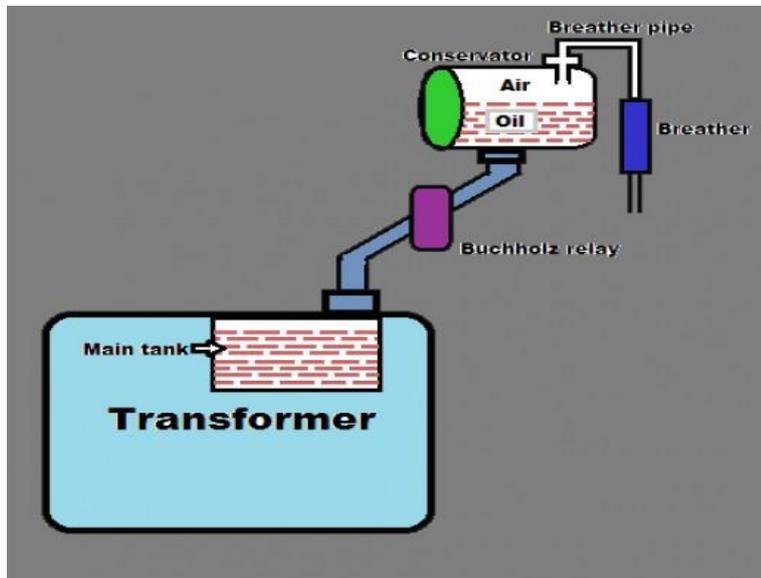


Figure 3-23: Relais buchholz dans le transformateur.

Principe de Fonctionnement

À l'état normal le relais est plein d'huile, il se rompt d'un boîtier moulé contenant un flotteur creux articulé avec un interrupteur à mercure est fixé à un flotteur.

Le flotteur étant mis en rotation dans la partie supérieure du boîtier une autre soupape à clapet à charnière est située dans la partie inférieure qui se trouve directement dans le trajet de l'huile entre le réservoir et le conservateur. Un autre interrupteur à mercure est attaché à la soupape à clapet flotteur ferme le circuit d'alarme tandis que le clapet inférieur ferme le circuit de déclenchement en cas de défaut interne.

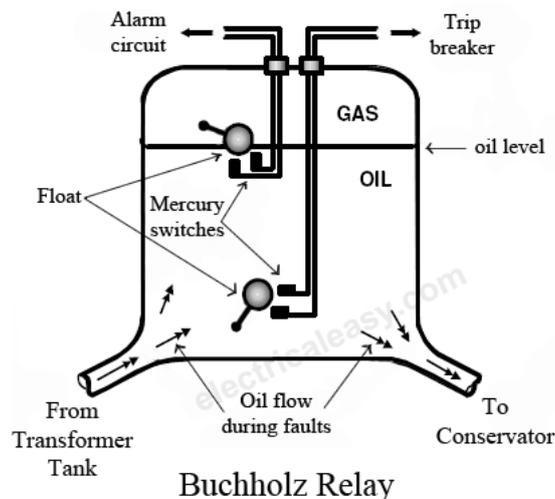


Figure 3-24: Principe de fonctionnement de relais buchholz.

Quand un défaut mineur se produit dans le transformateur de petites bulles de gaz se forment. Ces bulles vont monter vers le conservateur et iront se loger dans la cavité du relais Buchholz, ce qui va causer une chute du niveau d'huile dans la cavité. Le flotteur présent dans la cavité va descendre et provoquer la fermeture des contacts. Ce dispositif peut également détecter une fuite d'huile qui causerait une diminution du niveau d'huile.

Lors d'un défaut majeur survient une grande quantité de gaz est produite. Cette violente production de gaz pousse l'huile au travers du tuyau connectant la cuve au conservateur. Cette vague d'huile pousse sur un volet qui est placé sur le passage de l'huile. Le mouvement du volet vient fermer un contact.

3.5.2 Soupape de surpression

La soupape est utilisée pour contrôler et limité la pression à l'intérieure de transformateur qui peut provoquer une explosion de dispositif.

Lors d'un défaut interne dans la cuve et en présence d'une dégradation d'isolant un arc électrique se produit dans les parités infecté, l'arc va chauffer l'huile et une partie de l'huile sera transformée en gaz, la pression dans la cuve va augmenter rapidement, si la pression augmente trop, il y a un risque que la cuve se rompe.

Pour éviter que cette situation arrive, la soupape de surpression "pressure relief" fonctionne comme un élément de protection, en peut temps elle va permettre à une partie de l'huile de sortir de la cuve et le contact doit se fermé.



Figure 3-25 : Soupape de surpression "pressure relief"

3.5.3 Thermocontacts

Le défaut interne et externe de transformateur ou de refroidissement cause l'élévation de la température de l'enroulement ou d'huile de refroidissement, cette température est mesuré et surveillé par deux capteurs (huile, enroulement, chapitre 2).

Chaque capteur dispose deux contacts principal, appelé les thermo-contacts, un contact pour le signalé que la température à atteint des seuils dangereux nécessite une intervention, soit on lance le system de refroidissement, ou on isole le transformateur si la situation est délicat.

Le deuxième contact a pour but de déclencher la protection (disjoncteur) de transformateur, cela signifie que la température à attient la valeur maximale, le transformateur doit être mis hors service pour le protéger.

Le deuxième contact est relié directement au relais d'action 86TP et T60B, c'est-à-dire que la fermeture de ce contact isole le transformateur, le T60B reçoit aussi l'information et génère un rapport.

Deux paramètres sont pris en considération dans le réglage de protection thermique de transformateur :

- La température ambiante qui dépend de climat de site pour l'huile.
- Surcharge et les conditions de fonctionnement normal (courant d'appel, transitoire...) pour l'enroulement.

Les réglages appliqués sont :

- Pour la température d'enroulement le réglage est **110°C** pour l'alarme et **120°C** pour déclenchement.
- Pour l'huile **95°C** pour l'alarme, et **110°C** pour déclenchement.

La figure 3.26 illustre les raccordements de l'ensemble des protections mécaniques.

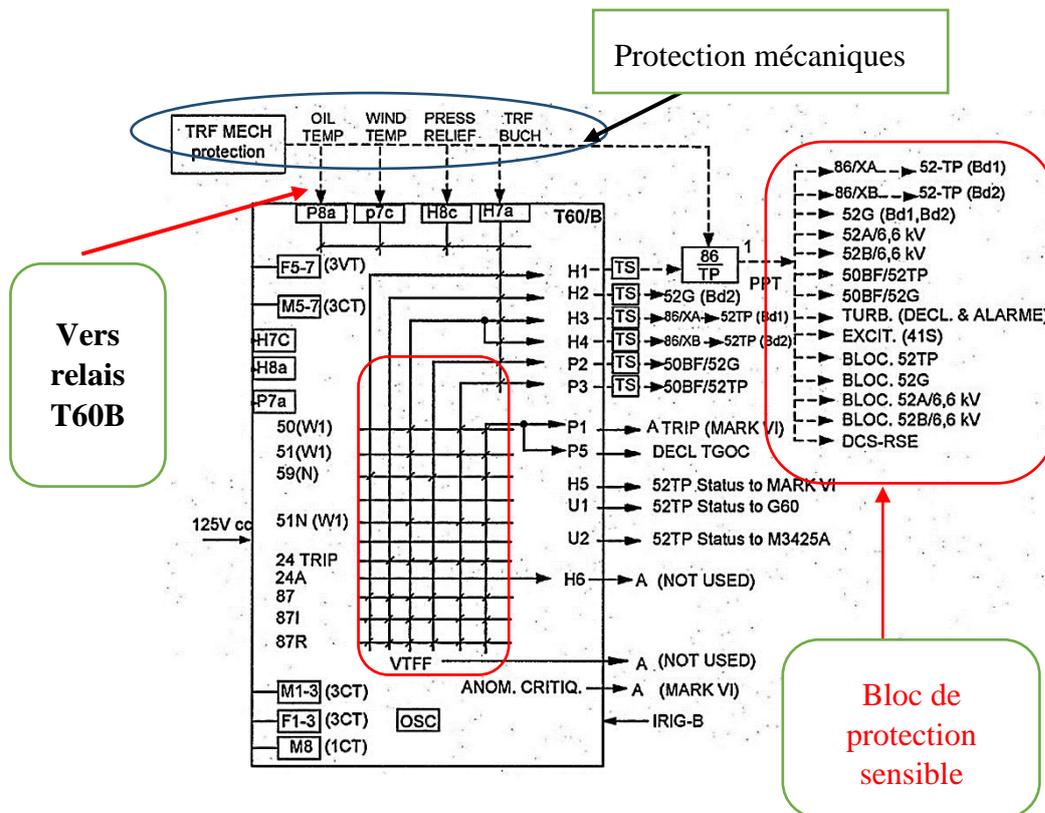


Figure 3-26: Raccordement des protections mécaniques.

3.6 Logique de déclenchement et raccordement

La logique de déclenchement est l'ensemble des équations de logique "felxLogique " caractérisant le relais de protection, toutes les protections de la zone protégée qui ont été programmé et les éléments de déclenchement et d'alarme sont regroupés sous forme d'équation de logique selon le choix, l'algorithme interne de relais résoudre cette équation est donne le signal de "déclanchement " à travers les sortie virtuelles de relais.

Cette logique de déclenchement est un élément critique dans la protection de tous les équipements de la centrale, car on va sélectionner tous les éléments que l'on veut protéger et surtout les équipements sensible qui cout trop chère.

Lors de l'apparition d'un défaut dans le transformateur principale, plusieurs éléments sont affectés par ce défaut, l'alternateur, turbine à gaz, le transformateur lui-même...etc. On doit protéger et isolé le maximum de ce défauts.

On présente quelque logique de déclenchement du relais T60A et T60B qui couvrent tous la zone de transformateur principal.

3.6.1 Relais T60A

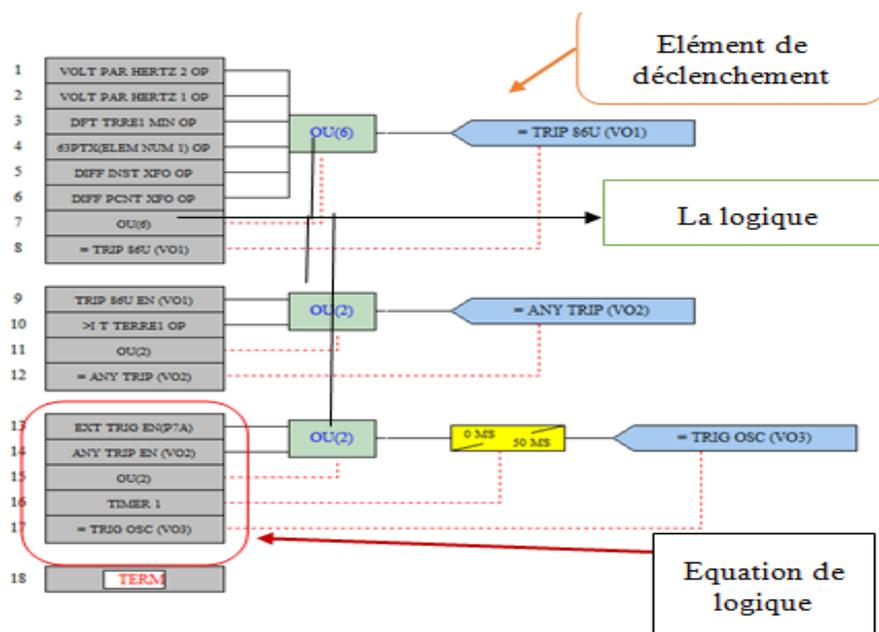


Figure 3-27 : Logique de déclenchement de T60A

On utilise l'opérateur logique « OU » c'est-à-dire qu'une seule protection "différentielle par exemple " peut réaliser un déclenchement.

Dans la présence d'un défaut dans cette zone le relais donne un signal de déclenchement au relais de déclenchement de transformateur 86U.

Et si le 86U déclenche toutes les protections qui sont raccordé avec lui vont déclencher son aucune condition, c'est la deuxième équation.

Un rapport de défaut sera créé et l'oscillographie sauvegarde tous les évènements avant et lors de défaut, c'est la troisième équation.

Raccordement des sorties

Selon la zone protéger, le relais dispose un ensemble des sorties de déclenchement. L'ensemble des protections et des sorties forment une matrice de déclenchement c'est-à-dire qu'un élément de protection peut contenir plusieurs sorties et donc plusieurs relais de déclenchement, les lignes de cette matrice représente l'élément de protection et les sorties sont les colonnes.

La figure 3.28 illustre la matrice e déclenchement de relais T60A.

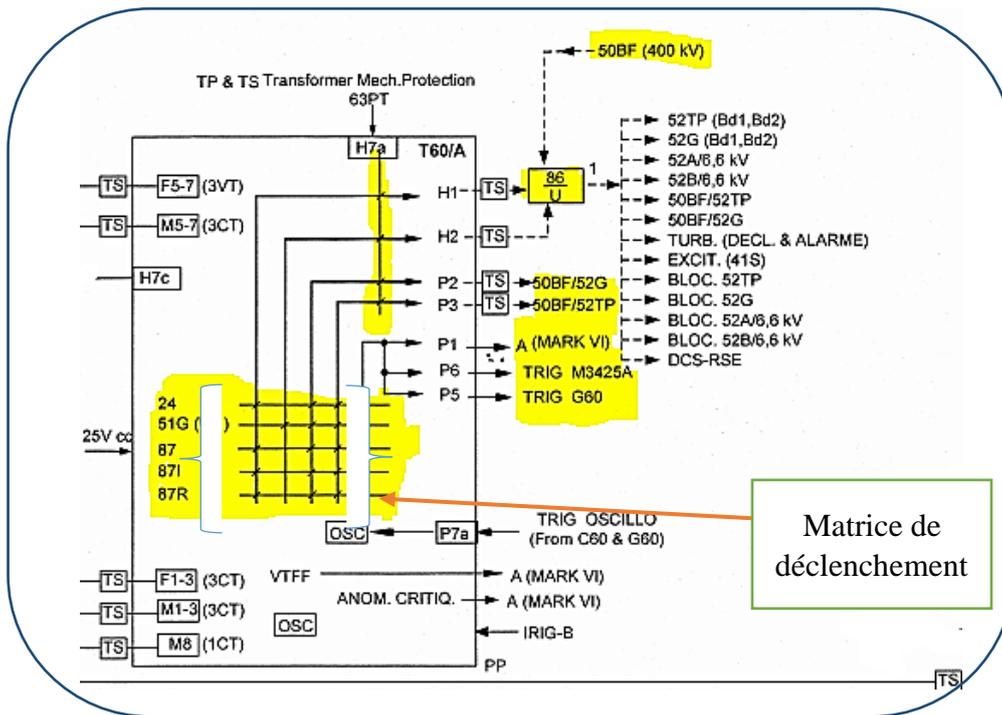


Figure 3-28: Identification de la matrice de déclenchement.

On donne quelque caractéristiques des sorties :

- Les sorties H1/H2 sont raccordé au relais 86U, tous les contacts qui sont raccordé à ce relais seront fermé et donc toutes les disjoncteurs vont ouverte, il y aura un isolement de plusieurs équipement, on note l'ouverture des disjoncteurs de :

52TP : disjoncteur de transformateur principale avec l'excitation des deux bobines pour assurer son fonctionnement.

52G : disjoncteur de l'alternateur avec deux bobines aussi.

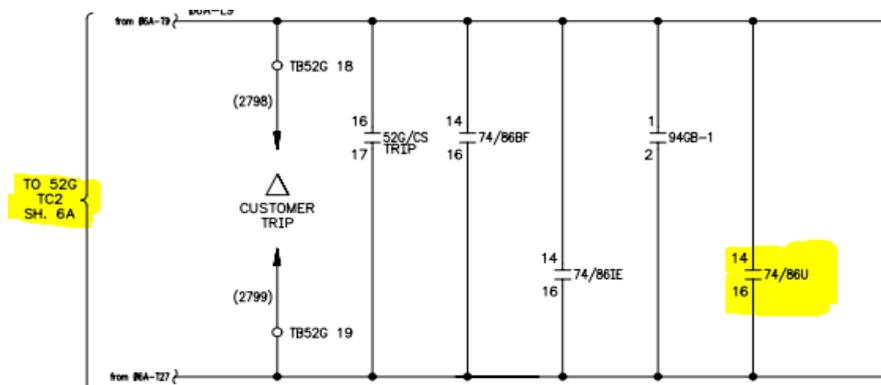


Figure 3-29: Partie de déclenchement de 52G

Plusieurs contacts des disjoncteurs sont raccordés au 86U tel que le transformateur de soutirage, excitation, turbine à gaz...etc...

- Les sorties P2/P3 raccordé au relais 50BF de 52G et 52TP cet élément est très importants car il doit surveiller le fonctionnement de ces deux disjoncteurs « redondances » le BF ou le breaker fire surveille si les disjoncteurs ne fonctionne pas, il va déclencher et isole toute la tranche de production.
- La sortie P6/P5 vers l'oscillographie de relais pour quel génère un rapport de défaut, sauvegardé les événements et la forme d'onde des signaux.

3.6.2 Relais T60B

Le relais de protection de transformateur dispose plusieurs éléments de protection qui fonctionne de même logique que celle de T60A avec l'additionnements de plusieurs paramètres, telle que les protections mécaniques, les alarmes, ...etc.

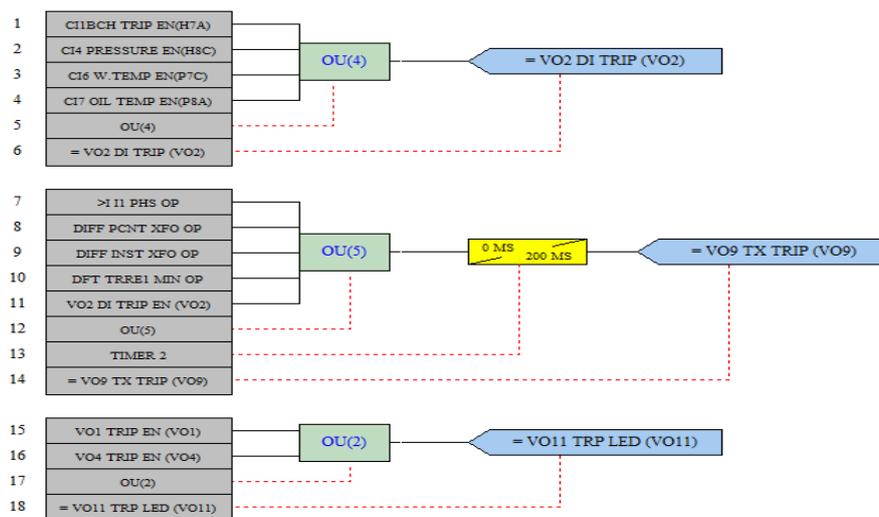


Figure 3-30: Partie de logique de déclenchement de relais T60B

Il est à noter qu'on peut trouver des sortie virtuelle de relais sont aussi des entrée virtuelles de même relais. Comme il reçoit aussi des signaux de déclenchement à partir d'autre system de protection tel que l'alternateur.

Raccordement des sorties

Comme pour le relais T60A une matrice de déclenchement est effectuée.

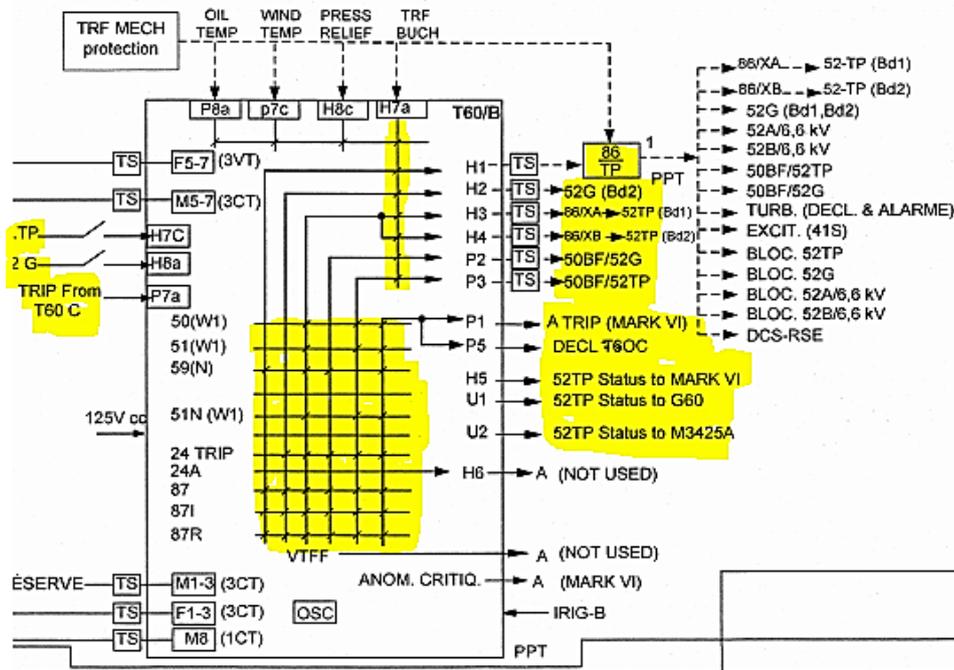


Figure 3-31: Raccordement des éléments de protection et les sorties de relais.

3.7 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté tous le système de protection de transformateur principal utilisé dans la centrale.

Un défaut à l'intérieur ou à l'extérieur doit toutefois être éliminé par un ensemble des protections ayant de grande sensibilité.

Afin de simuler dans le chapitre qui suit la protection différentielle de transformateur, son principe de fonctionnement a été donné en détail.

4.1 Introduction

La protection différentielle est la partie principale dans la protection de transformateur, Notre objectif dans ce chapitre est de comprendre mieux son fonctionnement pour les différents cas de fonctionnements. Les courts circuits sont les défauts majeurs qui affectent le transformateur, et en résultent un courant élevé, la protection comporte des mécanismes permettant de détecter et d'isoler tous les défauts à l'intérieur de transformateur.

4.2 Les composants de système

Cette approche a été réalisée grâce à l'environnement MATLAB qui nous a permis de simuler les systèmes de puissance dans les différents modes de fonctionnement pour avoir une approche et analyser les phénomènes physiques correspondant à ces systèmes.

Simulink est un programme de Matlab pour la simulation des systèmes, c'est une plate-forme de simulation multi-domaine des systèmes dynamiques, dans laquelle la définition des modèles se fait par schémas bloc (diagramme structurel). Il met en évidence la structure du système et permet de visualiser les interactions entre les différentes grandeurs internes et externes, Simulink possède une interface graphique pour visualiser les résultats sous forme graphiques ou de valeurs numériques.

Le système simulé est constitué de :

- Source de tension triphasée qui représente l'alternateur (18.5KV ,544 MVA)
- Le transformateur élévateur (18.5/400 KV ,533 MVA), représente le transformateur étudié.
- Deux disjoncteurs triphasés commandés en amont et en aval de transformateur.
- Outil de mesure de courant et de tension.
- Protection différentielle.
- Une charge (R, L, C) représente la consommation nominale.

- Générateur des différents défauts triphasé, biphasé, monophasé, avec une entrée de temps pour spécifier la durée de défaut.

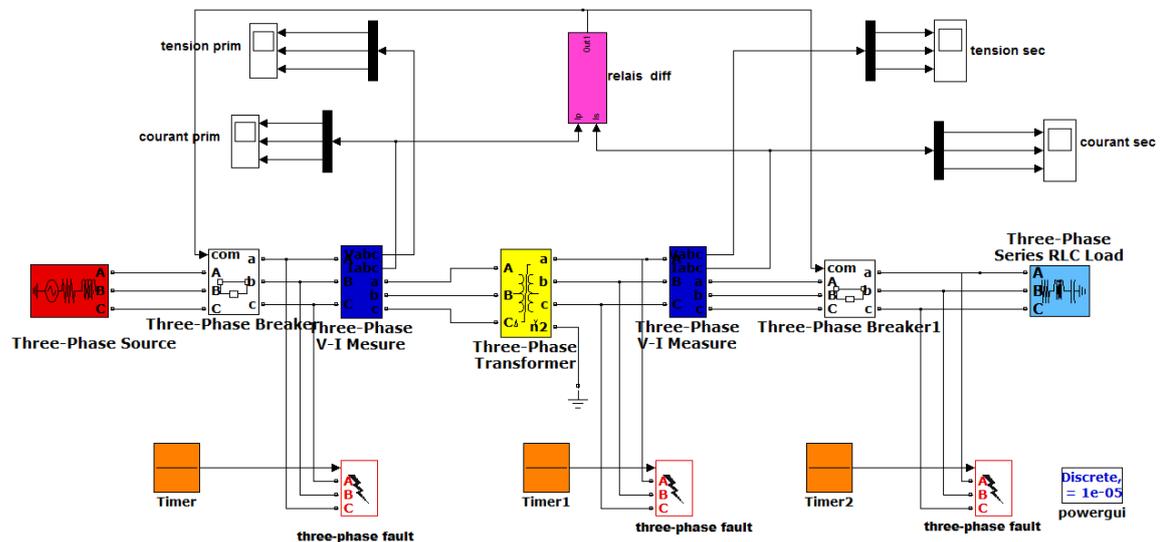


Figure 4-1 Modèle simulé

4.3 Protection différentielle

Le bloc de la protection différentielle a été réalisé en faisant une approche de son mode de fonctionnement, en utilisant plusieurs blocs de Simulink.

On calcule la différence entre les deux courants primaires et secondaires après la compensation d'amplitude.

Si cette différence dépasse un seuil prédéterminé, l'ordre de déclenchement sera donné aux disjoncteurs.

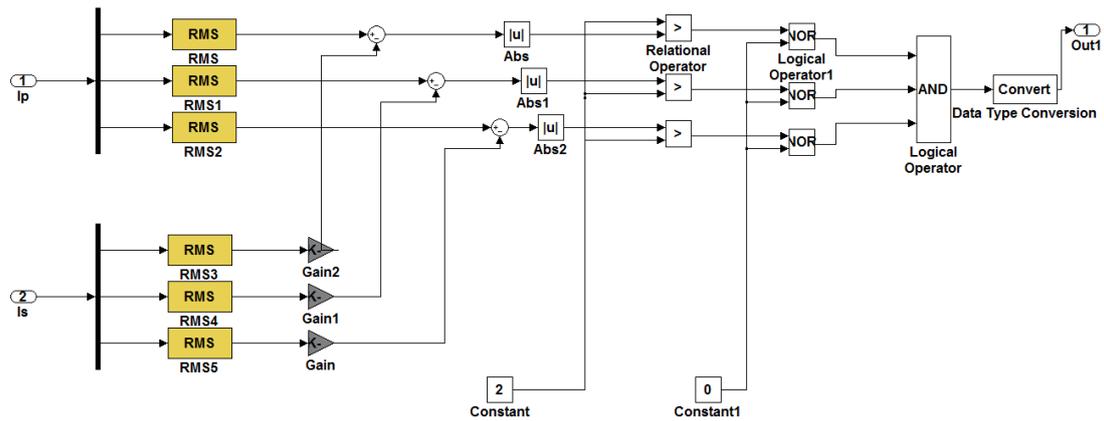


Figure 4-2 Sous-système de protection différentielle

Le modèle de la protection différentielle est exécuté pour les cas suivants :

- Fonctionnement normal.
- Défaut externe.
- Défaut interne.

4.4 LA SIMULATION

4.4.1 Fonctionnement normal

Les formes d’onde des courants primaire et secondaire de système triphasé.

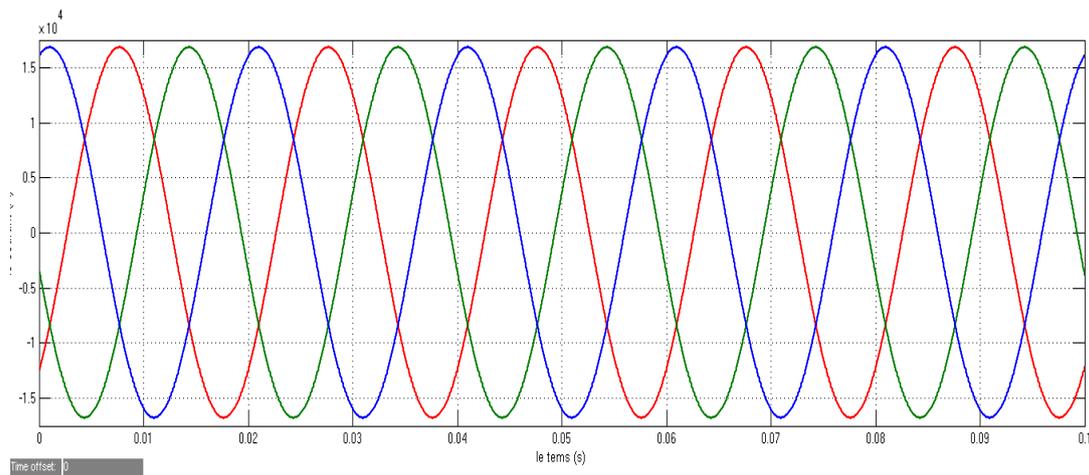


Figure 4-3 Courant primaire (phase a, b, c).

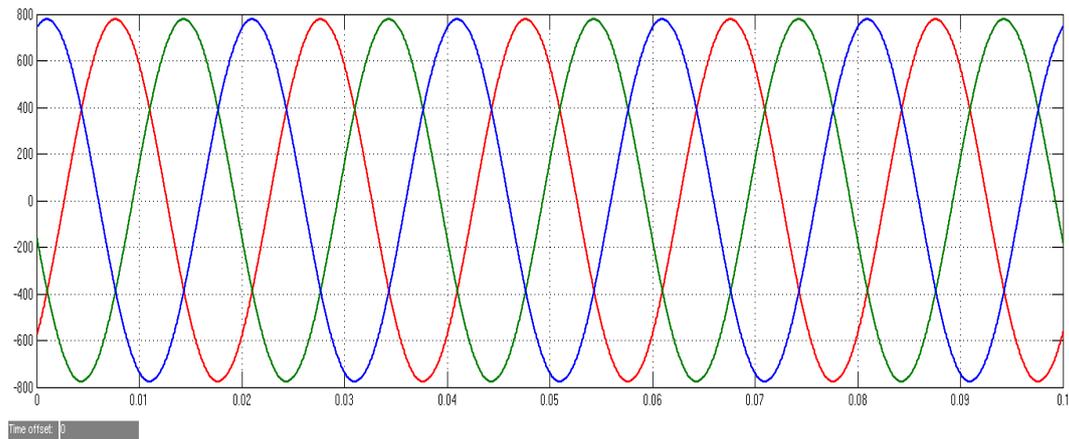


Figure 4-4 Courant secondaire (phase a, b, c)

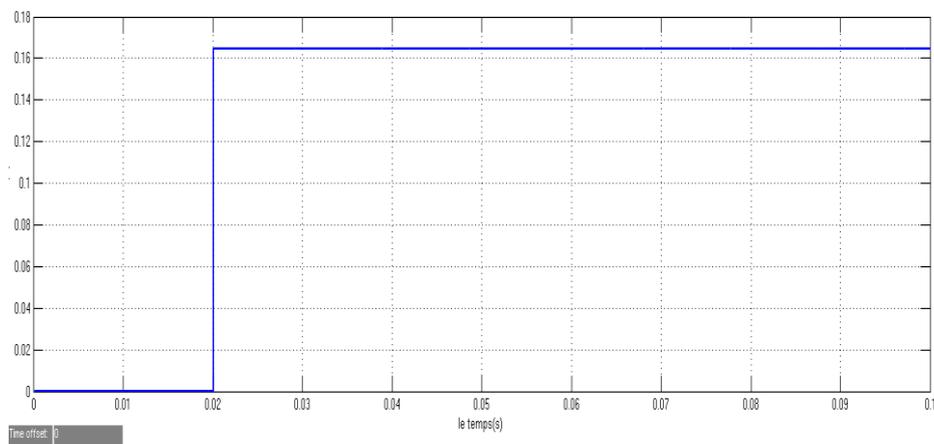


Figure 4-5 Courant différentielle

Commentaire

Dans le fonctionnement normal les courants primaire et secondaire est dans les valeurs nominales (figure 4.3, figure 4.4), le courant différentiel est presque nulle après la compensation d'amplitude (figure 4.5), aucun défaut à affecté le transformateur les disjoncteurs sont fermé.

$$I_D \approx 0.17A$$

4.4.2 Défaut externe :

On applique maintenant un défaut à l'extérieur de la zone protégé, soit en amont ou en aval de transformateur, le défaut est appliqué pendant 0.1s a $t=0.15$

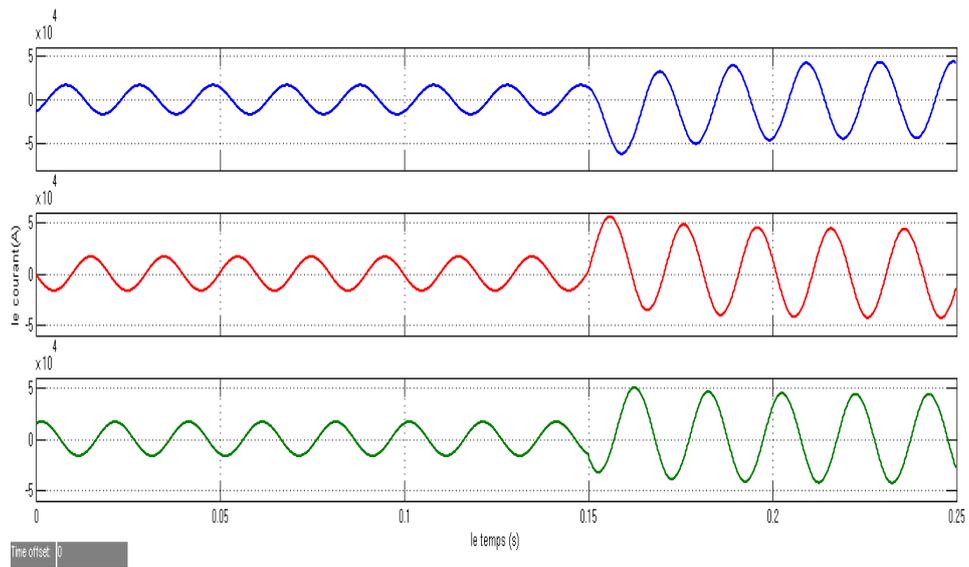


Figure 4-6 Courants primaire pour chaque phase

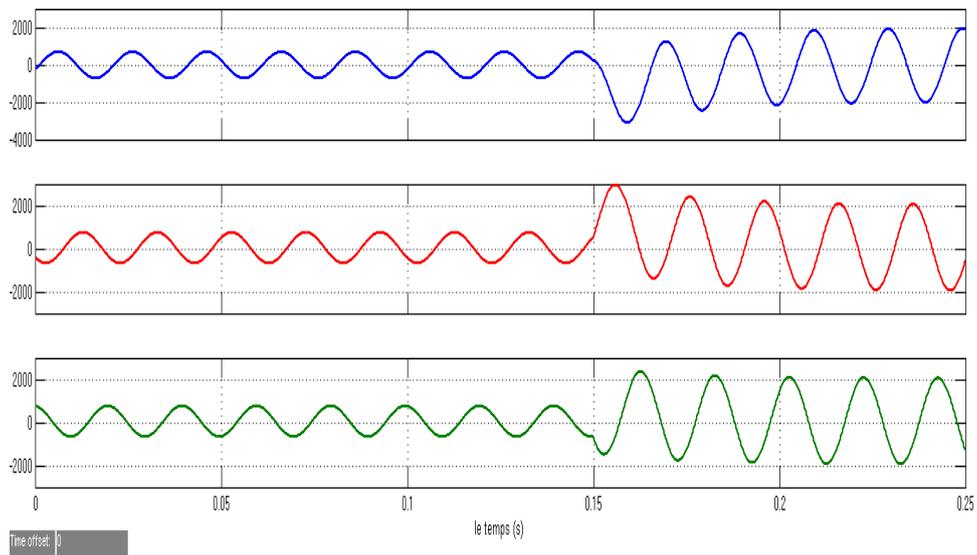


Figure 4-7 Courants secondaire chaque phase

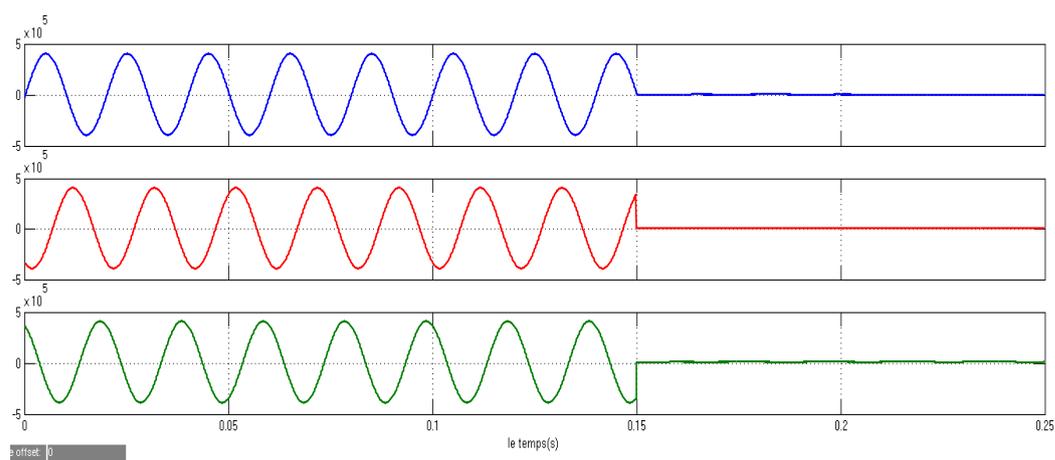


Figure 4-8 Tensions secondaire pour chaque phase

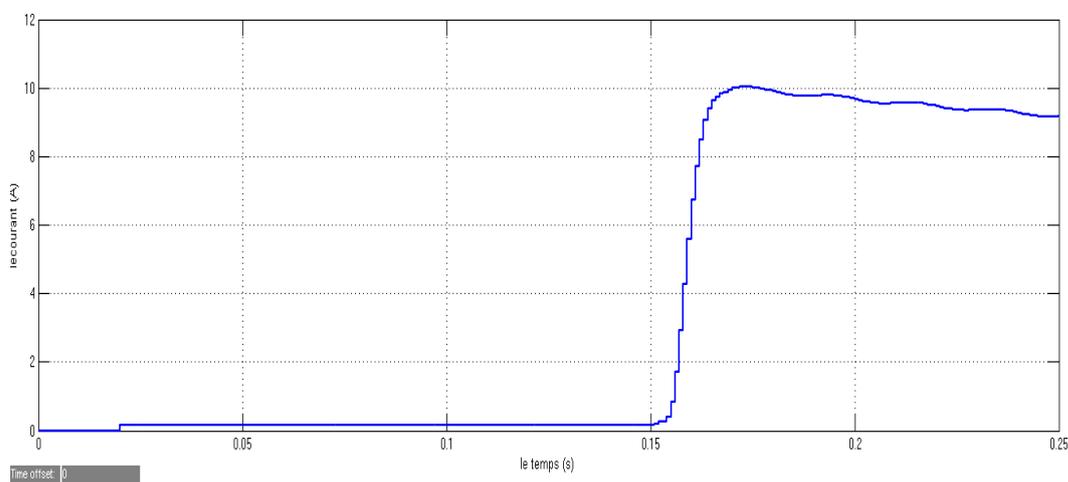


Figure 4-9 Courants différentiel.

Commentaire

Dès que le défaut apparaît, le courant atteint des valeurs supérieures jusqu'à 60kA au primaire (figure 4.6), et son image au secondaire (figure 4.7), le courant différentielle n'atteint pas le seuil de déclenchement de la différentielle (figure 14.9), et la protection ne doit pas opérer.

La tension chute pendant la période de défaut (figure 4.8), car le système ne peut pas fournir cette quantité de courant.

Remède

Dans ce cas la protection de surintensité de phase doit opérer pour protégé le transformateur contre le défaut externe, car le transformateur ne peut pas

supporter cette valeur de courant, et qui résulte la dégradation dans quelques caractéristiques de transformateur.

De la même logique, on introduit cette protection, le courant de défaut à l'extérieur est calculé pour déduire le seuil de déclenchement.

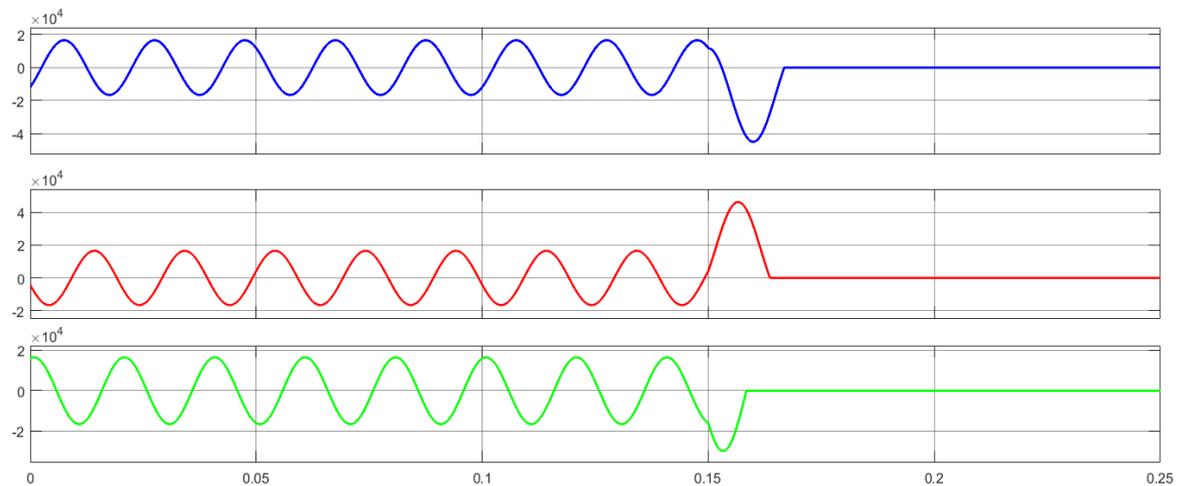


Figure 4-10 courants au primaire pour chaque phase

Commentaire

Dès que le courant mesuré atteint le seuil de déclenchement pendant la présence de défaut à 0.15, la fonction de surintensité de phase intervient pour isoler et protéger le transformateur, la figure 4.10 illustre l'élimination de défaut externe.

4.4.3 Défaut interne :

On applique un défaut interne dans le secondaire de transformateur à l'instant $t=0.15$ s et pour une durée de 0.1 s.

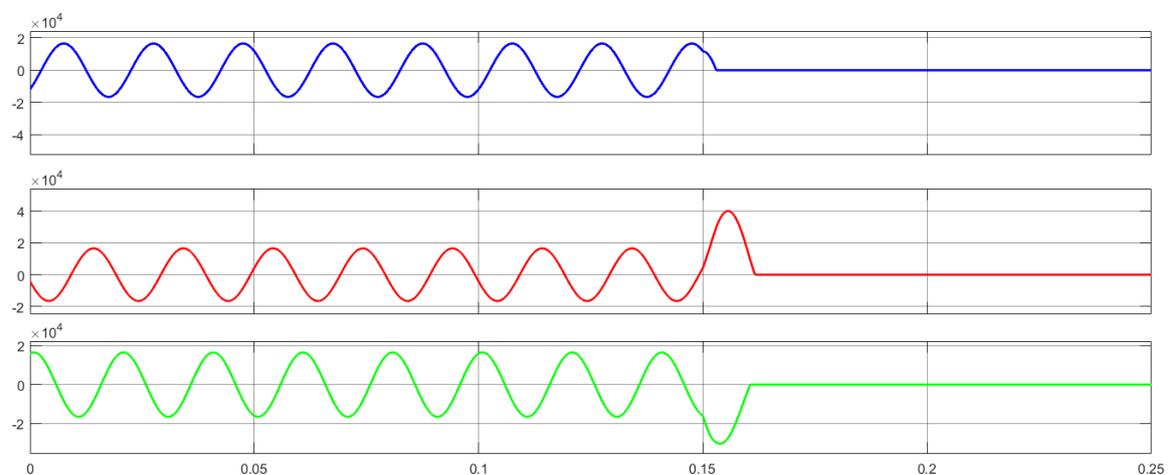


Figure 4-11 Courant primaire pour chaque phase

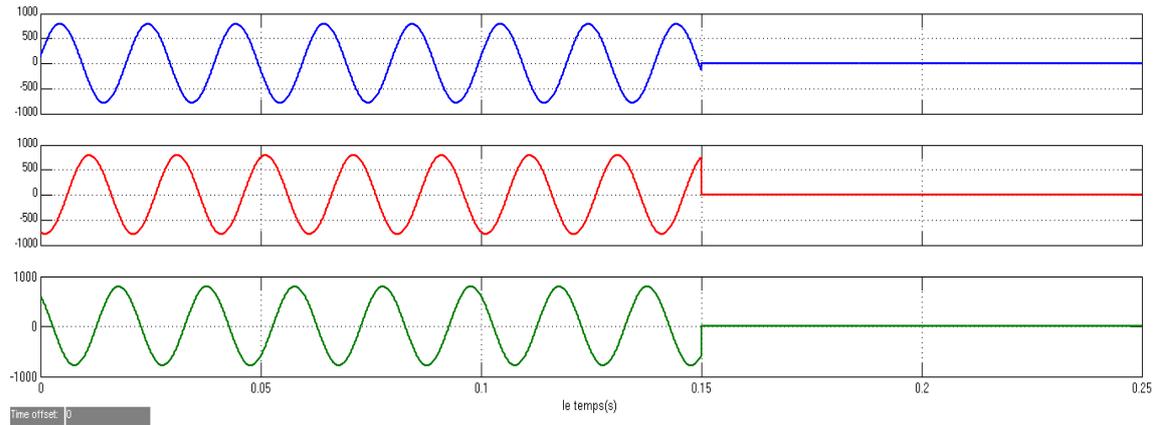


Figure 4-12 Le courant secondaire pour chaque phase

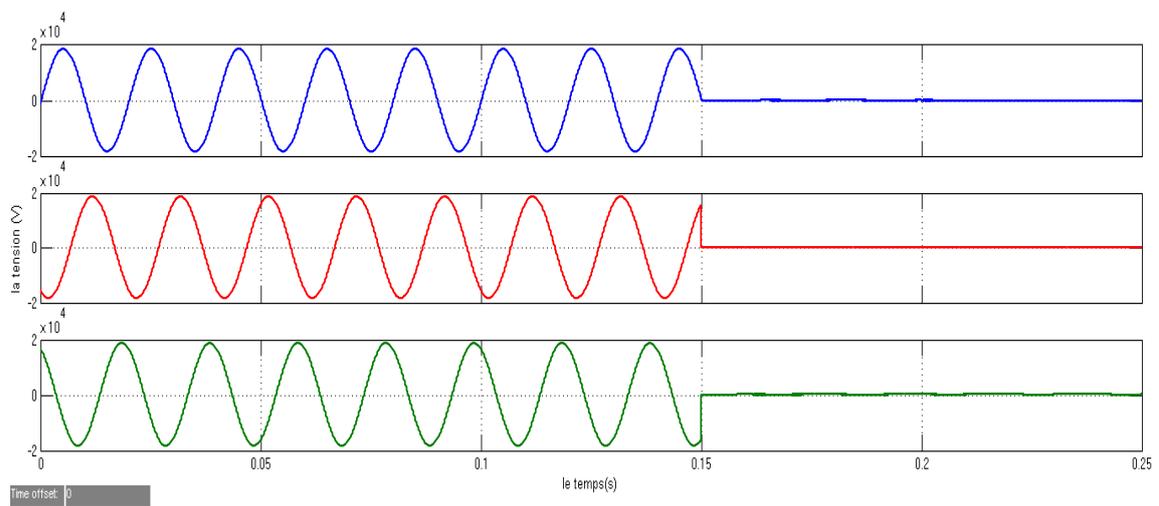


Figure 4-13 Tension primaire de chaque phase

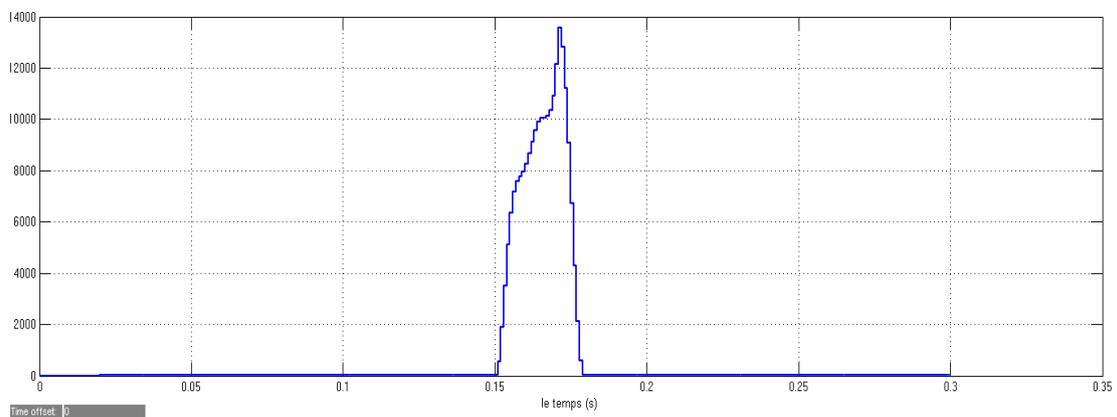


Figure 4-14 Courant différentielle

Commentaire

L'apparition de défaut dans le transformateur engendre une augmentation de courant différentielle, cette valeur est trop élevée, et pendant une courte durée, elle dépasse les seuils de fonctionnement (figure 4.14).

Les disjoncteurs reçoivent un signal de déclenchement et le transformateur est isolé, on voit l'interruption dans chaque phase (figure 4.11, Figure 4.12).

De même, si on applique un défaut biphasé ou phase terre, car c'est le même processus qui détecte le défaut, le courant différentiel sera trop élevé et la protection doit intervenir.

4.5 Conclusion

Durant un défaut interne, la valeur du courant différentiel est trop élevée et dépasse les seuils de déclenchement ce qui implique l'activation de la protection différentielle ou les disjoncteurs s'ouvrent pour isoler le transformateur, cette protection assure la stabilité pendant les défauts externes, mais dans le cas d'un fort courant causé par un défaut externe, la protection de surintensité intervient pour protéger le transformateur.

Cette approche nous a permis de comprendre mieux le fonctionnement de relais de protection, et d'utiliser l'identification des zones de protection pour assurer la protection contre les défauts internes et externes.

Dans notre étude, nous nous sommes intéressés au système de protection du transformateur principal dans la centrale thermique à cycle combiné de Hadjret Ennous.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté la centrale électrique de SKH ou l'étude et le stage pratique ont été faits, dans le même chapitre nous avons donné des généralités sur les transformateurs de puissance, et on a présenté le transformateur principal et ces caractéristiques.

Le deuxième chapitre comporte des détails sur les dispositifs de mesure et de protection ainsi que les types, la classe de précision et les réglages essentiels du transformateur du courant et de tension, Par la suite nous avons présenté le relais de protection du transformateur, en donnant ces caractéristiques et son mode de fonctionnement.

Le processus de protection ainsi que tout les détails sur les principaux éléments de l'ensemble sont présentés dans le chapitre trois.

Dans un premier temps, les défauts électriques affectant le transformateur et les zones de protection ont été présentés, ou on a calculé les valeurs des courants de défauts à l'intérieur et à l'extérieur de transformateur.

Dans un second temps, nous avons détaillé les éléments de protection et ces réglages, Cette section comporte deux parties, les protections électriques et les protections mécaniques, le principe de fonctionnement et les réglages de chaque protection a été donné, on a porté sur la protection différentielle qui est l'élément de protection principal. Cette protection est la plus efficace contre les défauts à la zone protégé.

Afin d'avoir la logique utilisé pour protéger et isoler le transformateur lors de la détection d'un défaut et les raccordements nécessaires, les matrices de déclenchement ont été déterminés.

Le chapitre quatre rassemble la philosophie et les résultats de la simulation, une approche de fonctionnement de la protection différentielle a été proposée, le modèle de simulation est exécuté pour des différents cas de fonctionnement, les résultats de

Conclusion générale

simulation montre une performance de la différentielle, cette protection assure de grande sensibilité aux défauts internes et une stabilité durant les défauts externes.

Le travail effectué a pour but de montrer les caractéristiques et la logique de fonctionnement des transformateurs et de leurs systèmes de protection dans un milieu qui impose des exigences spéciales. Le stage pratique ainsi que l'encadrement qu'on a reçu nous ont permis de traiter un sujet d'actualité, et de réaliser un travail qui pourra constituer le noyau d'une étude plus approfondie prochainement grâce aux différents aspects de ce projet.

Listes des acronymes et abréviations

SKH	: Sharikat Kahrabaa Hadjret Ennouss
TG	: Turbine à Gas
TV	: Turbine à Vapeur
TP	: Transformateur Pricipale
HRSG	: Heat Recovery Steam Generator
HT	: Haut Tension
BT	: Base Tension
MT	: Moyenne Tension
Φ	: Flux magnétique
DDP	: Différence De Potentiel
TC	: Transformateur de Courant
TT	: Transformateur de Tension
UR	: Universel Relay
ANSI	: American National Standard Institut
CEI	: Commission Electrotechnique international
GUI	: Graphique User Interface
PU	: Per Unit
RGF	: Restraint Ground Fault

Liste des figures :

Figure 1-1 : Centrale électrique de SKH [2]	4
Figure 1-2 : Répartition du producteur d'énergie	4
Figure 1-3 Fonctionnement de cycle combiné de Hadjret Ennousse	5
Figure 1-4 Configuration des éléments de cycle combiné	5
Figure 1-5 Schéma équivalent et équation d'un transformateur monophasé [5]	8
Figure 1-6 Transformateur de type cuirassé	9
Figure 1-7 Circuit à colonne.....	9
Figure 1-8 Différentes composantes d'un transfo de puissance [4]	10
Figure 1-9 La plaque signalétique de transformateur. [5]	13
Figure 1-10 Symbole de couplage du transformateur principal	14
Figure 1-12 Représentation Fresnel des tensions [6].....	15
Figure 1-13 Extinction d'un feu dans le transformateur par l'eau. [5].....	17
Figure 2-1 Schéma bloc de paramétrage des différents dispositifs	19
Figure 2-2 Exemple d'utilisation de transformateur de mesure [10].....	19
Figure 2-3 Transformateur de courant raccordé à un ampèremètre [12]	20
Figure 2-4 Modèle de transformateur de courant	21
Figure 2-5 Courbe d'excitation de transformateur de courant [10]	21
Figure 2-6 TC avec un secondaire ouvert [5].....	22
Figure 2-7 Capacité parasite entre primaire et secondaire	22
Figure 2-8 Classe de TC de mesure [10]	23
Figure 2-9 Classe pour la protection [11]	25
Figure 2-10 Transformateur de tension inductif [12].....	27
Figure 2-11 Transformateur capacitif de tension.....	28
Figure 2-12 Raccordement étoile de TT	28
Figure 2-13 Précision des TT de la protection [12].....	29

Figure 2-14 Relais GE T60 [15].....	32
Figure 2-16 Schéma unifilaire du chemin de signal [15]	32
Figure 2-15 Schéma fonctionnel de concept UR [15]	34
Figure 2-17 Exemple d'un schéma de logique.....	37
Figure 3-1 : Représentation de forme de courant de défaut symétrique [15]	40
Figure 3-2: Représentation de forme de courant de défaut asymétrique [15]	40
Figure 3-3 Régime transitoire pour un état de défaut	41
Figure 3-4 : Un défaut triphasé au secondaire de TP	43
Figure 3-5 : Un défaut monophasé u secondaire de TP	43
Figure 3-6: Un défaut biphasé isolé au secondaire de TP	44
Figure 3-7 : Un défaut biphasé terre au secondaire de TP.....	44
Figure 3-8 : Sans le chevauchement des zones de protection	45
Figure 3-9 : Avec le chevauchement des zones de protection.....	45
Figure 3-10 : Schéma qui montre les zones de couverture des relais T60A/B/C.....	47
Figure 3-11: Fonctionnement de protection différentielle	48
Figure 3-12: Détection du courant d'enclenchement	49
Figure 3-13: Duré et valeur de courant d'enclenchement. [5]	50
Figure 3-14 : Détection de 2e harmonique d'enclenchement.....	51
Figure 3-15: Le contenu harmonique de l'onde.....	51
Figure 3-16: Caractéristiques d'opération à pourcentage de différentielle de T60.	55
Figure 3-17: La pente de différentielle de TP.....	56
Figure 3-18: Zone de défaut restreint et pourcentage différentielle [15]	58
Figure 3-19 : Défaut à la terre hors zone.....	58
Figure 3-20 : Défaut à la terre dans le transformateur	59
Figure 3-21: Courbe de surexcitation de transformateur. [5].....	62
Figure 3-22: Courbe de dommage de transformateur.....	64

Figure 3-23: Relais buchholz dans le transformateur.	66
Figure 3-24: Principe de fonctionnement de relais buchholz.	67
Figure 3-25 : soupape de surpression "pressure relief"	68
Figure 3-26: Raccordement des protections mécaniques.....	69
Figure 3-27 : Logique de déclenchement de T60A.....	70
Figure 3-28: Identification de la matrice de déclenchement.	72
Figure 3-29: Partie de déclenchement de 52G.....	72
Figure 3-30: Partie de logique de déclenchement de relais T60B.....	73
Figure 3-31: Raccordement des éléments de protection et les sorties de relais.....	74
Figure 4-1 Modèle simulé.....	76
Figure 4-2 Sous-système de protection différentielle.....	77
Figure 4-3 Courant primaire (phase a, b, c).....	77
Figure 4-4 Courant secondaire (phase a, b, c).....	78
Figure 4-5 Courant différentielle	78
Figure 4-6 Courants primaire pour chaque phase.....	79
Figure 4-7 Courants secondaire pour chaque phase.....	79
Figure 4-8 Tensions secondaire pour chaque phase.....	80
Figure 4-9 Courants différentiel.....	80
Figure 4-10 courants au secondaire pour chaque phase.....	81
Figure 4-11 Courant primaire pour chaque phase	81
Figure 4-12 Le courant secondaire pour chaque phase.....	82
Figure 4-13 Tension primaire de chaque phase.....	82
Figure 4-14 Courant différentielle.....	82

Liste des tableaux :

Tableau 1-1 Composantes du transformateur de puissance	11
Tableau 1-2 Caractéristique du transformateur principal	12
Tableau 2-1: Limites permises pour l'erreur du courant et du déphasage [11].....	24
Tableau 2-2 Les différentes classes de TC de mesure utilisées dans la centrale [5]..	24
Tableau 2-3 Les TC de protection dans la centrale [5]	26
Tableau 3-1 : Paramètres généraux du transformateur.....	46
Tableau 3-2 : Paramètres des enroulements de transformateurs principal.....	46
Tableau 3-3: Réglage de la différentielle de pourcentage.....	56
Tableau 3-4: Réglage de protection différentielle instantané.....	57
Tableau 3-5 : Réglage de relais T 60B de la protection RGF 59	
Tableau 3-6 : Réglage de protection surtension de neutre du relais T60B.....	60
Tableau 3-7 : Réglage protection de surexcitation	62
Tableau 3-8 : Réglage de l'élément 50P	65

Bibliographie

- [1] production d'électricité en Algérie, Ministère de l'énergie/ www.energy.gov.dz.
- [2] SHARIKAT KAHRABAA Hadjret Ennouss <http://skh-dz.com>.
- [3] General Electric " cycle combiné 30 question ".
- [4] Wikipédia, Transformateur de puissance,
https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_de_puissance.
- [5] Documentation de la centrale de Hadjret Ennouss.
- [6] James H. Harlow, Electric Power Transformer Engineering, 2004.
- [7] Wikipédia, huile pour transformateur
https://fr.wikipedia.org/wiki/Huile_pour_transformateur
- [8] Wikipédia, instrument de mesure https://fr.wikipedia.org/wiki/instrument_de_mesure.
- [9] Norme CEI 60044 transformateur de mesure.
- [10] Schneider Electric CT18 transformateur de courant : comment les spécifier.
- [11] Norme CEI 60044-1 transformateur de courant.
- [12] Norme CEI 60044-2 transformateur inductif de tension.
- [13] Norme CEI 60044-3 transformateur capacitif de tension.
- [14] Anthony F. Sleva, Protective Relay principle.
- [15] General Electric, power transformer protection relay T60.
- [16] Internal and external faults in power transformer,
<https://www.electrical4u.com/external-and-internal-faults-in-transformer>.
- [17] Schneider Electric, cahier technique n°18 : Analyse des réseaux triphasés en régime perturbé à l'aide des composantes symétriques.