

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne démocratique et populaire

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

جامعة سعد دحلب البلدية
Université SAAD DAHLAB de BLIDA

كلية التكنولوجيا
Faculté de Technologie

قسم الإلكترونيك
Département d'Électronique



Mémoire de Master

Mention Électrotechnique
Spécialité Machines Électriques

présenté par

SALEM Abdenour

&

MECHENTEL Meroua

Étude de la protection de l'alternateur 50THR-L45 de la centrale de HAMMA II

Proposé par : BENSALMA Sid Ahmed & BELAZZOUG Messaoud.

Année Universitaire 2017-2018.

Remerciements

Nous remercions Allah le tout puissant qui nous a donné le courage et la volonté de réaliser ce travail.

Nos sincères remerciements aux employés de la société SPE de l'unité HAMMA II, en particulier à notre encadreur Mr. BENSALMA qui nous a aimablement accueilli conseillé et dirigé sur notre travail tout le long de notre projet.

Nous tenons à exprimer nos vifs remerciements à notre promoteur Mr. BELAZZOUG pour nous avoir encadrer durant notre projet de fin d'études et nous conseillé tout le long de notre travail.

Nous remercions chaleureusement les membres du jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait en acceptant d'évaluer notre projet.

Nous souhaitons aussi remercier tous les enseignants de la faculté des sciences de l'ingénieur et en particulier, nos professeurs de génie électrique. Qui nous ont encadrés auparavant et tous nos enseignants pour les connaissances qu'ils nous ont transmis, leur disponibilité et leurs efforts.

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

Nous remercions nos amis pour leur soutien moral, nos collègues de classe et tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail trouvent ici l'expression de notre sincère gratitude.

ملخص:

في محطة توليد الطاقة، المولد هو الجزء الرئيسي لإنتاج الطاقة الكهربائية، حيث يتعرض كأى عضو للأضرار والعيوب المدمرة. من أجل ضمان الحماية الممكنة لأدائه الجيد، يتم وضع نظام كامل للحماية الوقائية. تم إجراء عمليتي محاكاة للحماية الخارجية "حماية التيار الزائد 51" و "الحماية التفاضلية 87" الداخلية باستخدام برنامج البرمجة / المحاكاة MATLAB من أجل دراسة حساسيتهم للأخطاء الأكثر مصادفة.

كلمات مفتاحية: المولد؛ حماية التيار الزائد؛ الحماية التفاضلية المحاكاة بـ MATLAB.

Résumé:

Dans une centrale, l'alternateur est la partie principale de la production de l'énergie électrique, comme tout organe il est exposé à des dommages et des défauts destructeurs. Afin d'assurer une protection éventuelle a son bon fonctionnement, tout un système de protections préventives est mis en place. Deux simulations de protection externe « protection à maximum de courant 51 » et interne « protection différentielle 87G » ont été accomplies au moyen du logiciel de programmation/Simulation MATLAB dans le but d'étudier leurs sensibilités aux défauts les plus rencontrés.

Mots clés : Alternateur ; protection à maximum de courant ; protection différentielle ; Simulation par MATLAB.

Abstract :

In a power station, the alternator is the main part of the production of electrical energy, as any organ, it is exposed to damage and destructive defects. In order to ensure a possible protection to its good functioning, a whole system of preventive protections is put in place. Two simulations of external protection "overcurrent protection 51" and internal "differential protection 87G" were performed using MATLAB programming / simulation software in order to study their sensitivity to the most frequently encountered faults.

Keywords: Generator; overcurrent protection; differential protection; Simulation by MATLAB.

Table des matières :

Introduction générale	1
-----------------------------	---

Chapitre 1 : Généralités

1.2 Introduction :	2
1.2 Présentation de la société SONELGAZ et la filiale SPE :	2
1.3 Présentation de la centrale électrique HAMMA II :	4
1.4 Description de la tranche de production :	4
1.4.1 Turbine à gaz :	4
1.4.1.1 Description générale d'une turbine :	4
1.4.1.2 Turbine à gaz SIEMENS V94.3A :	5
1.4.1.3 Principe de fonctionnement :	5
1.4.2 L'alternateur :	6
1.4.2.1 Définition :	6
1.4.2.2 Les alternateurs 50THR-L45 de la centrale électrique HAMMA II :	7
1.4.2.3 Description des alternateurs ANSALDO 50THR-L45 :	7
1.4.2.4 Fonctionnement des alternateurs ANSALDO 50THR-L45 :	13
1.5 Conclusion :	19

Chapitre 2 : Outils de mesure et de protection

2.1 Introduction :	20
2.2 Capteurs RTD Pt100 :	20
2.2.1 Définition :	20
2.2.2 Classes de précision :	21
2.2.3 Avantages :	22
2.3 Les transformateurs de mesure :	22
2.3.1 Transformateurs de courant :	23

2.3.1.1	Fonctionnement et précision :	24
2.3.1.2	Catégories des transformateurs de courant :	26
2.3.2	Transformateurs de tension :	29
2.3.2.1	Catégorie des transformateurs de tension :	30
2.4	Les relais de protection :	31
2.4.1	Les relais de protection de l'alternateur ANSALDO 50THR-L45 :	31
2.4.1.1	Utilisation :	31
2.4.1.2	Caractéristiques techniques :	32
2.4.1.3	Mode de fonctionnement :	32
2.4.2	Matrice de déclenchement :	39
2.5	Conclusion :	40

Chapitre 3 : Protections et calculs

3.1	Introduction :	41
3.2	Les principaux défauts affectants l'alternateur :	41
3.2.1	Les défauts internes :	41
3.2.2	Les défauts externes :	42
3.2.2.1	Surcharges :	42
3.2.2.2	Déséquilibres :	42
3.2.2.3	Courts-circuits aux bornes de l'alternateur :	43
3.2.2.4	Calcul du courant de défaut :	46
3.3	Exploitation du point neutre de l'alternateur :	49
3.4	Plan de protection des alternateurs :	51
3.4.1	Protection masse stator à pourcentage 51N :	53
3.4.2	Protection contre le retour de puissance 32 :	55
3.4.3	Protection à minimum d'impédance 21 :	57
3.4.4	Protection à maximum de courant (50/50P) :	57
3.4.5	Protection différentielle 87G :	58
3.5	Conclusion :	62

Chapitre 4 : Simulations et résultats.

4.1 Introduction :	63
4.2 Les composants utilisés dans la simulation :	63
4.3 Protection à maximum de courant :	64
4.3.1 Simulation de la protection à maximum de courant :	65
4.4 Protection différentielle :	68
4.4.1 Simulation de la protection différentielle :	71
4.5 Conclusion :	74

Conclusion générale	75
----------------------------------	-----------

Bibliographie	76
----------------------------	-----------

Liste des figures

Figure 1.1 : SONELGAZ	2
Figure 1.2 : SPE Algérie.....	3
Figure 1.3 : Puissance installé par constructeur. [1].....	3
Figure 1.4 : Turbine à gaz SIEMENS V94.3A. [3].....	5
Figure1.5 : Schéma descriptif du fonctionnement de la turbine à gaz.....	6
Figure 1.6 : Alternateur ANSALDO 50THR-L45. [4]	7
Figure 1.7 : Noyau du stator. [6]	8
Figure1.8 : Tiges de cuivres avant leur utilisation. [7]	8
Figure1.9 : Les bornes de l'alternateurs 50THR-L45. [5].....	9
Figure1.10 : La partie mobile de la machine. [4]	10
Figure 1.11 : Corps du rotor de l'alternateur 50THR-L45. [5].....	10
Figure1.12 : Les paliers de l'alternateur. [5]	11
Figure 1.13 Bagues collectrices de l'alternateur. [6]	12
Figure 1.14 : Schéma de principe de la partie puissance du dispositif d'excitation. [5].....	14
Figure 1.15 : Réfrigérants d'hydrogène-eau. [2].....	18
Figure 1.16 : Circulation d'hydrogène dans l'alternateur 50THR-L45. [5].....	18
Figure 2.1 : Exemple d'utilisation d'un transformateur de mesure. [9]	22
Figure 2.2 : Structure d'un transformateur de courant.....	23
Figure 2.3 : schéma équivalent d'un transformateur de courant. [9]	24
Figure 2.4 : Courbe de magnétisation (excitation) d'un TC. [9].....	25
Figure 2.5 : Exemple de classe pour la protection d'un TC de protection. [9]	26

Figure 2.6 : Exemple de classe de précision d'un TC de mesure. [9].....	27
Figure 2.7 : Transformateurs de courant placées sur l'une des bornes de l'alternateur. [6]..	29
Figure 2.8 : Montage d'un TT utilisé pour mesurer la tension sur ligne. [10]	29
Figure 2.9 : Relais numérique SIEMENS 7UM511. [11]	33
Figure 2.10 : Structure du relais numérique 7UM511. [11]	34
Figure 2.11 : Protections dédié au relais numérique 7UM511. [11]	36
Figure 2.12 : Relais numérique SIEMENS 7UM512. [11]	36
Figure 2.13 : Structure du relais numérique 7UM512. [11]	37
Figure 2.14 : Protection dédié au relais numérique 7UM512. [11].....	38
Figure 2.15 : Relais numérique SIEMENS 7UM515. [11]	38
Figure 2.16 : Protection du relais numérique 7UM515. [11].....	39
Figure 3.1 : Les différents défauts affectants le stator. [12].....	42
Figure 3.2 : Forme du courant de court-circuit I_{cc} . [14]	45
Figure 3.3 : Défaut triphasé. [16].....	47
Figure 3.4 : Défaut triphasé isolé. [16].....	48
Figure 3.5 : Défaut monophasé. [16]	48
Figure 3.6 : Mise à la terre du stator. [12]	50
Figure 3.7 : Schéma synoptique des protections de l'alternateur. [12]	51
Figure 3.8 : Plan de protection code ANSI. [12].....	42
Figure 3.9 : Plan de protection code CEI. [12]	53
Figure 3.10 : Défaut au voisinage du point neutre. [12].....	53
Figure 3.11 : Principe de la protection surintensité temporisé. [12].....	54
Figure 3.12 : Seuil de réglage de la protection à maximum de puissance. [12]	56
Figure 3.13 : Principe de la protection à minimum d'impédance. [12].....	57

Figure 3.14 : Schéma de principe de la protection différentielle. [12]	59
Figure 3.15 : Cas d'un enroulement statorique sain. [12]	59
Figure 3.16 : Schéma de principe de la protection différentielle à balance. [12]	60
Figure 3.17 : Caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle à pourcentage. 62	
Figure 4.1 : Modèle simulé de la protection à maximum de courant 50	64
Figure 4.2 : Sous-système de la protection à maximum de courant	65
Figure 4.3 : Tension de chaque phase.....	65
Figure 4.4 : Courant de chaque phase	66
Figure 4.5 : Courant de chaque phase après apparition du défaut.....	66
Figure 4.6 : Tension de chaque phase après apparition du défaut	67
Figure 4.7 : Courant de chaque phase après élimination du défaut	67
Figure 4.8 : Tension de chaque phase	68
Figure 4.9 : Source de courant triphasé SIMULINK.....	68
Figure 4.10 : Modèle équivalent du stator d'une machine synchrone.....	68
Figure 4.11 : Défaut interne au stator	69
Figure 4.12 : Simulation triphasé d'un défaut interne au stator	69
Figure 4.13 : Modèle simulé de la protection différentielle.....	70
Figure 4.14 : Sous-système de la protection différentielle.....	70
Figure 4.15 : Courant de chaque phase pour un fonctionnement normal.....	71
Figure 4.16 : Courant différentiel pour un fonctionnement normal	71
Figure 4.17 : Courants de phases en cas d'un défaut interne	72
Figure 4.18 : Courant différentiel en cas d'un défaut interne	72
Figure 4.19 : Tension pour chaque phase en cas d'un défaut interne	73

Figure 4.20 : Courant pour chaque phase après élimination du défaut.....73

Figure 4.21 : Courant différentiel en cas d'un défaut externe74

Liste des tableaux

Tableau 2.1 : Classes d'échauffements. [5].....	21
Tableau 2.2 : Tolérances et plages de températures des capteurs RTD. [8].....	22
Tableau 2.3 : Limite d'erreur selon la classe de précision. [9].....	26
Tableau 2.4 : Transformateurs de courant utilisés dans la centrale.....	27
Tableau 2.5 : Limites d'erreurs selon la classe de précision. [9].....	28
Tableau 2.6 : Précision d'un TT de mesure. [9].....	30
Tableau 2.7 : Précision d'un TT de protection. [9].....	30

Listes des acronymes et abréviations

SPE : Société de Production d'Electricité.

TG : Turbine à gaz.

TV : Turbine à vapeur.

ANSI : American National Standard Institut.

CEI : Commission Electrotechnique International.

DIN : Dutch Institute for Normaly.

RTD : Resistance Temperature Detectors.

FLP : Facteur limite de précision.

FS : Facteur de sécurité.

JDB : Jeux de barres.

MVA : Mégawatt, Méga volte ampère.

HTA : Haute tension type A.

HT : Haute tension.

MT : Moyenne tension.

BT : Basse tensions.

TC : Transformateur de courant.

TT : Transformateur de tension.

ME : Entrées mesures.

AE : Entrées analogiques.

E : Force électromotrice induite.

I_{cc} : Courant de court-circuit.

I_{cc3} : Courant de court-circuit triphasé.

I_{cc2} : Courant de court-circuit biphasé.

I_t : Courant de court-circuit monophasé.

V_n : Tension simple nominale.

U_n : Tension nominale.

In : Courant nominale.

Sn : Puissance apparente nominale.

P : Puissance active.

Zd : Impédance directe.

Zi : Impédance inverse.

Zo : Impédance homopolaire.

Rn : Résistance de mise à la terre.

X''d : Réactance directe subtransitoire.

X'd : Réactance directe transitoire.

Xd : réactance directe synchrone.

Xi : Réactance inverse.

Xo : Réactance homopolaire.

T''d : constante de temps subtransitoire.

T'd : constante de temps transitoire.

Ta : Constante de temps apériodique.

PU : Per Unit.

ΔI : Courant différentiel.

1.1 Introduction :

Un alternateur est un générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique sous la forme d'un courant alternatif. Ce chapitre présente l'alternateur 50THR-L45 qu'on donnera sa constitution, ses données techniques ainsi que son mode de fonctionnement détaillé, et nous verrons aussi comment se fait la conversion d'énergie au niveau de l'unité de production HAMMA II.

1.2 Présentation de la société SONELGAZ et la filiale SPE :

❖ La société nationale d'électricité et du gaz SONELGAZ détient le monopole de gestion de l'énergie électrique dans notre pays. Elle est née de l'ancienne société publique de l'électricité et du gaz d'Algérie en 1968.

Actuellement, la SONELGAZ assure la production, le transport et la distribution de l'électricité et du gaz et des travaux de réalisation de certains projets de ces derniers sur le territoire national tout en visant à répondre de manière régularisée, sûre et permanente aux besoins réclamés par l'immense clientèle.



Figure 1.1 : Logo de SONELGAZ.

❖ La société de production d'électricité est l'acteur principal et historique sur la scène nationale de la production de l'électricité, elle dispose du plus grand parc de production avec

plus de 12019 MW développés à ces jours, ce qui lui confère une position du premier opérateur sur le réseau interconnecté. Elle est présente sur tout le territoire national.

Créé en janvier 2004, Elle a pour mission la production d'électricité à partir des sources thermiques et hydrauliques répondants aux exigences de disponibilité, fiabilité sécurité et protection de l'environnement. Elle est également chargée de commercialiser l'électricité produite.



Figure 1.2 : Logo de SPE Algérie.

La répartition de la puissance installée par filière et par producteur pour l'année 2015 est illustrée dans les graphiques ci-après :

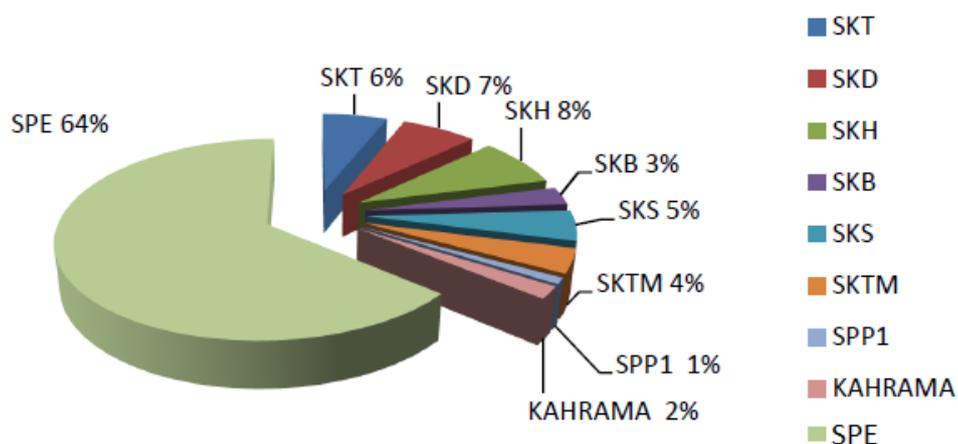


Figure 1.3 : Puissance installé par constructeur. [1]

Le parc de production national est constitué des centrales électriques de la Société Algérienne de Production de l'Électricité (SPE) et de Shariket Kahraba wa Taket Moutadjadida (SKTM), ainsi que des sociétés en partenariat.

1.3 Présentation de la centrale électrique HAMMA II : [2]

Elle est située au quartier résidentiel d'El HAMMA au centre d'Alger, à 150 m de la côte elle représente le noyau de la production dans le sous groupement TG/TV centre. Sa mission est d'assurer l'exploitation et la maintenance des moyens de production.

D'une part, elle est destinée à faire face à la demande d'énergie résultante de l'implantation de divers aménagement industriels, tertiaires et domestiques, et d'autre part pour assurer un appoint du réseau général interconnecté. La conception de ces installations est réalisée de sorte à permettre un haut degré d'autonomie de fonctionnement, ou chaque groupe pourra démarrer rapidement à partir de l'état froid. Elle a été mis en service en 2002 par le constructeur italien ANSALDO ENERGIA.

1.4 Description de la tranche de production :

La centrale HAMMA II, contient deux tranches de production d'énergie électrique identiques qui présentent chacune une puissance de 209MW et une tension de 225kV par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur de tension vers le réseau de transport.

La tranche de production est composée des éléments suivants :

- Turbines à gaz.
- Alternateur.
- Transformateur principal.
- Les auxiliaires. (Groupe diesel de secoure, système de virage, climatisation ... ect).

1.4.1 Turbine à gaz : [3]

1.4.1.1 Description générale d'une turbine :

La turbine à gaz est une machine motrice permettant d'entraîner des alternateurs pour la génération d'électricité, ou des pompes et compresseurs, en général de forte puissance, de façon autonome. Ses principales qualités sont :

- puissance spécifique élevée (kW/kg).
- installation simple (la principale servitude est la qualité et le volume de l'air aspiré).
- poly combustible (gaz, fioul, ...).
- exige peu de fluide de refroidissement (eau ou air).
- accepte les conditions climatiques extrêmes (moyennant des adaptations sur l'aspiration d'air et les auxiliaires combustible et lubrification).

- fonctionnement sous conduite et surveillance automatisée.
- mise en régime rapide (quelques dizaines de minutes).

Son principal défaut est son assez faible rendement thermique intrinsèque (30 % à 35%) mais qui peut être compensé souvent par la possibilité d'utiliser un combustible à faible valeur commerciale. Toutefois des progrès technologiques récents améliorent ce rendement (on atteint 38 à 42 %).

1.4.1.2 Turbine à gaz SIEMENS V94.3A :

La turbine en exploitation à la centrale de production d'électricité HAMMA II est une turbine à gaz de marque SIEMENS V94.3A de type industriel à un seul arbre ayant une seule enveloppe d'une puissance nominale d'environ 209MW.

Elle est capable de faire fonctionner des générateurs dans des centrales à la charge de base et à la charge de crête, aussi qu'à des applications de commande mécanique. Elle peut fonctionner avec des combustibles liquides ou des combustibles gazeux.

Elle est essentiellement formée de trois parties principales :

- Compresseur.
- Turbine.
- Chambre de combustion.

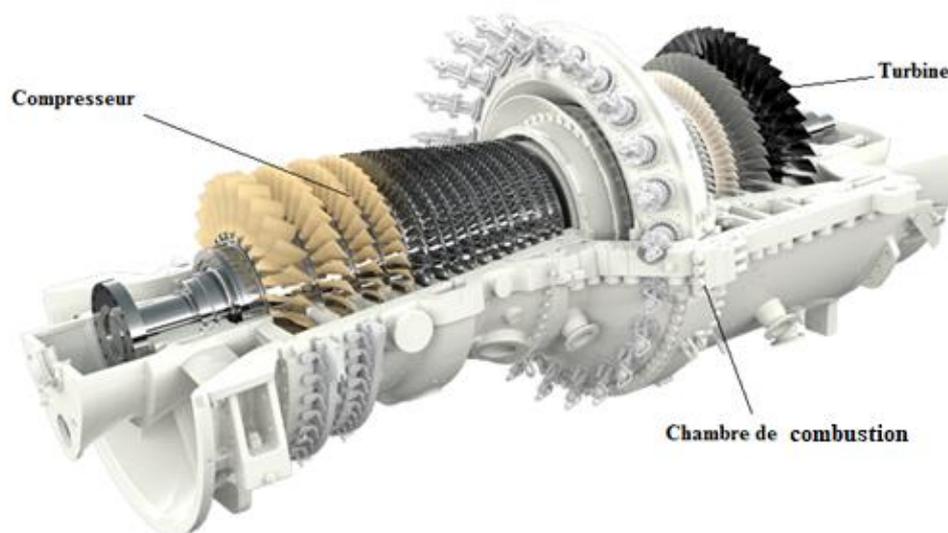


Figure 1.4 : Turbine à gaz SIEMENS V94.3A. [3]

1.4.1.3 Principe de fonctionnement :

Le compresseur constitué d'un ensemble de roues munies d'ailettes aspire l'air froid de l'environnement extérieur, cet air est filtré et comprimé, puis réchauffé en traversant ses différents organes.

Du gaz ou un combustible liquide, est injecté dans la chambre de combustion, il s'y mélange avec l'air comprimé et s'enflamme, la réaction chimique du mélange produit une augmentation de température et de pression.

En passant dans la turbine, les gaz chauds se détendent, leur pression et leur température, ou l'énergie thermique des gaz chauds est transformée en énergie mécanique. La turbine est constituée d'une ou de plusieurs roues également munies d'ailettes et s'échappent dans le chemin à travers un diffuseur. Le mouvement de rotation de la turbine est communiqué à l'arbre qui actionne d'une part le compresseur, et d'autre part une grande charge qui n'est autre qu'une machine tournante réceptrice (pompe, alternateur...) accouplée à son extrémité droite.

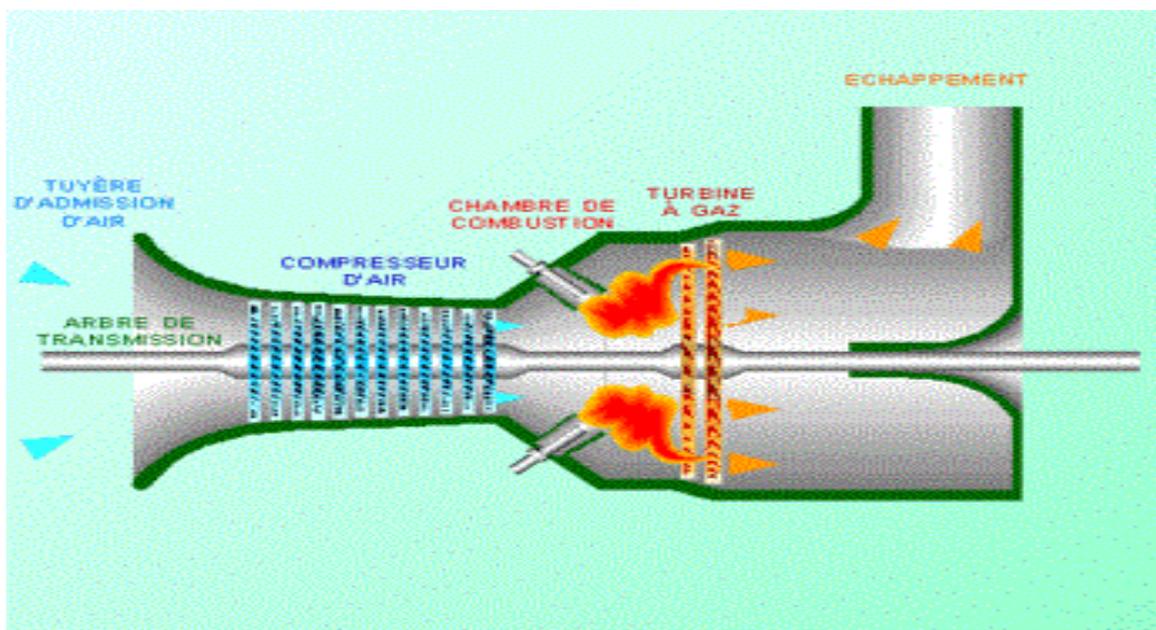


Figure 1.5 : Schéma descriptif du fonctionnement de la turbine à gaz.

1.4.2 L'alternateur :

1.4.2.1 Définition :

Un alternateur est un générateur électrique qui convertit l'énergie mécanique en énergie électrique sous la forme d'un courant alternatif. C'est une machine synchrone fonctionnant comme toutes les machines synchrones à une vitesse dépendante du champ magnétique tournant et du nombre de pôles entraîné par une turbine à gaz. Les alternateurs dans les centrales électriques alimentées par des turbines à gaz sont appelés turbo-alternateurs. Les alternateurs triphasés de 50 ou 60 Hz dans les centrales électriques génèrent la plus grande partie de l'énergie électrique mondiale avec la puissance allant jusqu'à 1500MW distribuée par des réseaux électriques.

1.4.2.2 Les alternateurs 50THR-L45 de la centrale électrique HAMMA II : [5]

Les alternateurs de la centrale HAMMA II sont de type ANSALDO 50THR-L45 d'une puissance apparente de 270 MVA à pôles lisses avec enroulement triphasés au stator, et excitation au rotor. L'alternateur élémentaire comporte essentiellement deux enroulements statorique dit induit et rotorique dit inducteur.



Figure 1.6 : Alternateur ANSALDO 50THR-L45. [4]

1.4.2.3 Description des alternateurs ANSALDO 50THR-L45 :

a. stator :

Le stator comprend des tôles magnétiques acier à faibles pertes, assemblées sous pression. Ces tôles magnétiques sont bloquées axialement par un anneau soudé.

Les bobines du stator sont insérées et bloquées dans les encoches puis imprégnées de vernis et polymérisées afin de garantir une résistance maximale, une excellente rigidité diélectrique et une liaison mécanique parfaite.



Figure 1.7: Noyau du stator. [6]

Le noyau du stator est réalisé en tôles magnétiques au silicium à basse chiffre de perte. Chaque tôle, après le cisaillement est ébarbée et peinte sur les deux côtés à peinture résistante à la chaleur.

L'enroulement du stator est du type triphasé imbriqué, à pas raccourci. Les barres sont constituées de conducteurs élémentaires en cuivre, isolés avec une double couche en daglas (fibre de verre et Dacron). L'ensemble de chaque conducteur formant la barre est transposé selon la méthode Roebel, pour minimiser les pertes causées des courants circulants dus aux flux dispersés.



Figure 1.8 : Tiges de cuivres avant leur utilisation. [7]

Les bornes du générateur, du type traversée, typique des machines à refroidissement en hydrogène sont disposés de façon à avoir trois dans la partie supérieure de la carcasse et trois dans la partie inférieure, les six du côté opposé accouplement avec la turbine (ou l'accouplement principal), comme le montre la **figure 1.9**.

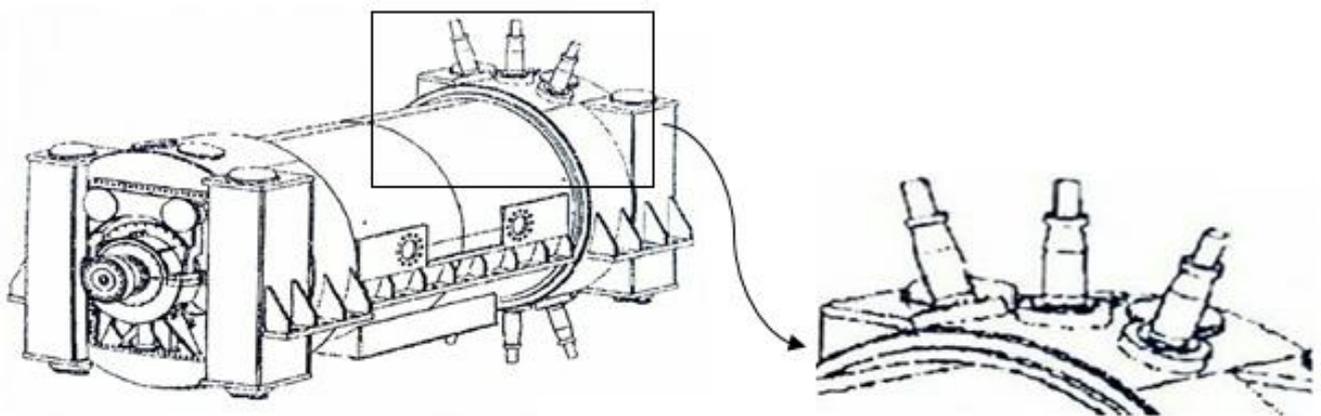


Figure 1.9 : Les bornes de l'alternateur 50THR-L45. [5]

b. Rotor :

C'est la partie mobile de la machine, le rotor de la centrale électrique HAMMA II est un rotor à pôles lisses, il est constitué de :

- ✓ Enroulement rotorique.
- ✓ Enroulement amortisseur.

- ✓ Corps du rotor.
- ✓ Frettes de blindage.
- ✓ Ventilateurs.
- ✓ Paliers.
- ✓ Réfrigérants.
- ✓ Bagues collectrices et Balais.



Figure 1.10 : La partie mobile de la machine. [4]

L'enroulement de l'excitation est constitué de bobines disposées de façon centrée dans les encoches axiales autour de chaque pôle. Chaque bobine est fermée de spires chacune constituée de méplats brassés sur l'axe polaire dans la zone têtes.

L'enroulement amortisseur amortit les oscillations du rotor à la suite de soudaine variations de charge, et protège le rotor d'excessifs chauffages superficiels dus à des courants circulants à la surface à la suite d'un fonctionnement à charge déséquilibrée.

Le corps du rotor (**Figure 1.11**) est tiré d'une seule pièce de fer forgé en acier à perméabilité magnétique élevée et traité à chaud. La bride d'accouplement est intégralement du même forgé.

- | | |
|-------------------------------------------|---------------------------------------|
| 1- Rotor. | 7- Couche isolante interne. |
| 2- Bague collectrice. | 8- Anneau du palier, en deux parties. |
| 3- Mise à la terre de l'arbre | 9- Couche isolante externe. |
| 4- Pallier côté accouplement (non isolé). | 10- Moitié inférieure du palier. |
| 5- Pallier côté excitation (isolé). | 11- Moitié supérieure du palier. |
| 6- Métal blanc, en deux parties. | |

Le courant d'excitation est amené par les bagues collectrices à l'enroulement rotor avec deux connexions liées à leurs fois à l'enroulement au moyen de liaisons radiales. Les connexions sont réalisées en barres en cuivre semi-circulaires placées dans l'alésage central du rotor, côté excitation.



Figure 1.13 : Bagues collectrices de l'alternateur. [6]

c. Caractéristiques techniques des alternateurs 50THR-L45 :

- | | |
|-------------------------------------|-----------------|
| ➤ Fabricant : | ANSALDO ENERGIA |
| ➤ Type : | 50THR-L45. |
| ➤ Type de turbine couplée : | À gaz V94.3A |
| ➤ Sens de rotation (cote turbine) : | Horaire. |
| ➤ Puissance nominale : | 270 MVA. |
| ➤ Tension nominale : | 15,75 kV. |
| ➤ Facteur de puissance nominale : | 0,8. |

➤ Fréquence nominale :	50 Hz.
➤ Courant nominal :	9897 A.
➤ Vitesse nominale/survitesse (essais pendant 2 minutes) :	3000/3600 tr/min.
➤ Norme de référence :	CEI
➤ Nombre et couplage des phases :	3/Y.
➤ Type de système d'excitation :	statique.
➤ Courant d'excitation à puissance nominale :	2700A.
➤ Tension d'excitation à puissance nominale (120 °C) :	343 V.
➤ Classe d'isolation du stator/rotor :	F/F
➤ Type de refroidissement des enroulements du stator :	indirect.
➤ Type de refroidissement des enroulements du rotor :	direct.
➤ Température de l'hydrogène de refroidissement :	40°C.
➤ Température d'enroulement statique (par RTD) :	108°C.
➤ Température d'enroulement rotorique (par résistance) :	120°C.
➤ Moment d'inertie (WR ²) :	6500 (Kg.m ²).
➤ Degré de protection :	IP55.

1.4.2.4 Fonctionnement des alternateurs ANSALDO 50THR-L45 :

a. démarrage :

Le démarrage devrait se faire à vide, c'est-à-dire sans charge électrique extérieure raccordée à l'alternateur.

Pendant le démarrage et après, au cours de l'exercice, il faut faire un contrôle à des intervalles réguliers que :

- La température des paliers de l'alternateur ainsi que la pression, taux de fluage température d'huile de graissage pour les paliers et les supports, demeure entre les limites recommandées par le fabricant.
- Les vibrations mécaniques de la zone environnante les paliers ne doivent pas excéder les limites recommandées par le fabricant.
- Le bruit de l'alternateur ainsi que celui de ses parties est tout à fait normal, c'est-à-dire pas plus fort qu'expérimenté précédemment par l'opérateur.

Le démarrage se termine lorsque la vitesse atteinte avoisine la vitesse nominale.

b. Excitation à vide :

L'excitation de l'alternateur est de type statique (3 ponts à 6 thyristors type BSt R66 L166) qui assure le redressement de la tension alternative soutirée de la barre 6 kV pour créer la tension nécessaire avec laquelle on attaque le collecteur du rotor à travers des balais. Le contrôle de la tension s'effectue dans le pont de diodes qui peut régler l'amplitude de la tension de sortie. Le régulateur permet de contrôler et stabiliser le signal d'entrée de l'excitatrice.

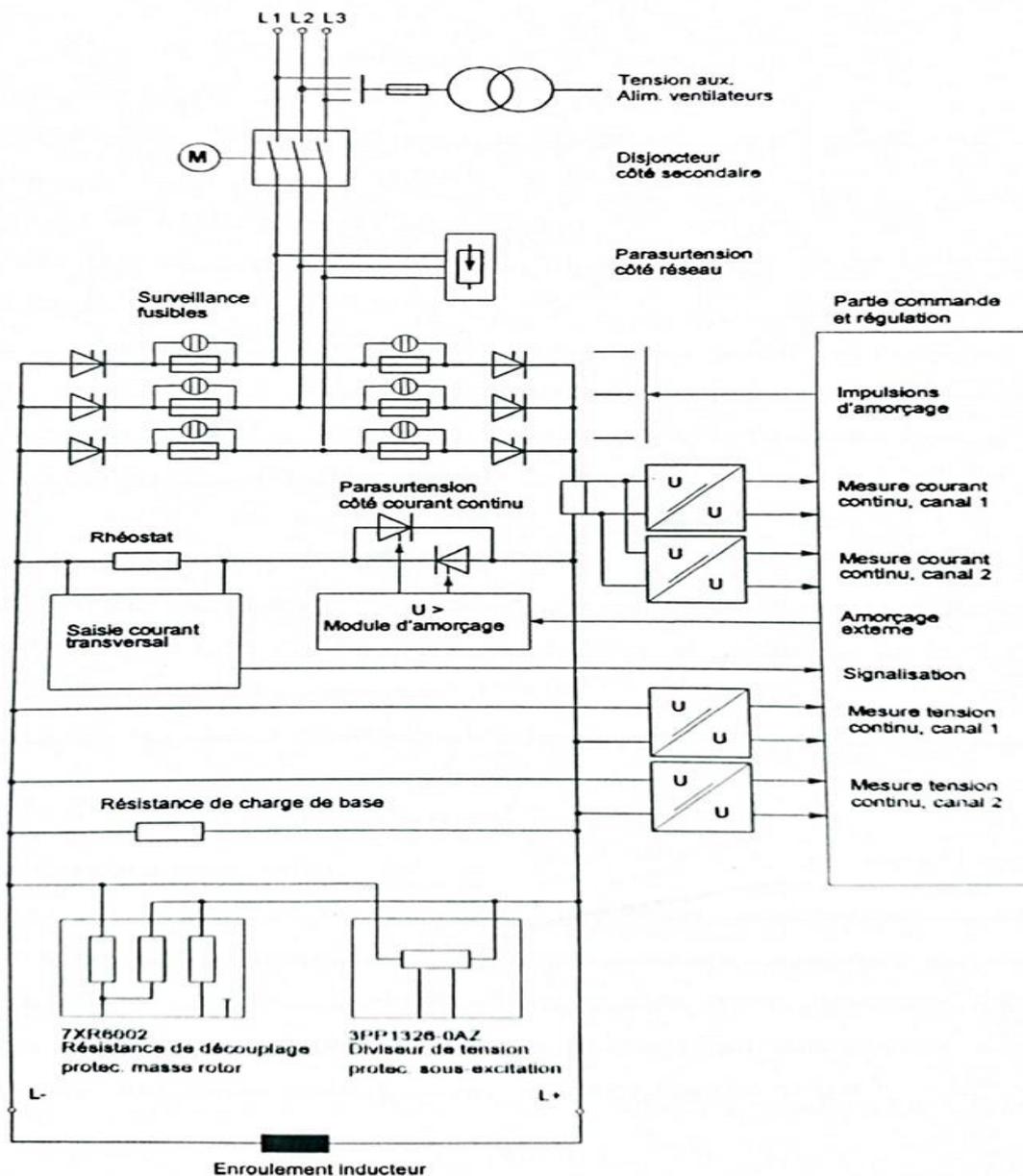


Figure 1.14 : Schéma de principe de la partie puissance du dispositif d'excitation. [5]

La partie puissance du dispositif d'excitation se compose essentiellement de :

- Disjoncteur côté secondaire
- Para surtension côté réseau
- 3 ponts avec 6 blocs thyristors SITOR 6QA50 à ventilation forcée
- Fusible de branches avec surveillance
- Coupleur pour la protection de l'alternateur.

Le transformateur de démarrage est un transformateur ordinaire constitué de deux bobinages primaire et secondaire, ses caractéristiques techniques sont :

- Type BSt R66 L166
- Tension primaire 6kV
- Tension secondaire 2500 V
- Tension nominal 2800 kVa
- Fréquence 50 Hz
- Perte à vide 5500 W
- Pertes en court circuits 1800 W
- Température max ambiante +45 °C
- Température min stockage - 45 °C

c. Synchronisation :

La tension et la fréquence du système à raccorder à l'alternateur seront comparables à la gamme de tension et fréquence permises par la marche de l'alternateur.

Les conditions de couplage d'un alternateur sur le réseau sont :

- Fréquence de l'alternateur égale à la fréquence du réseau.
- Tension de l'alternateur égale à la tension du réseau
- Concordance des phases.

Les conséquences d'un mauvais couplage sont :

❖ **Le non-respect de l'égalité des fréquences :**

Peut provoquer des retours de puissances ou des couplages en opposition de phases qui peuvent détériorer l'alternateur et les artifices d'excitation et créer des incidents sur les autres groupes.

NB : Il est conseillé au moment du couplage, de garder la fréquence de l'alternateur légèrement supérieure à celle du réseau pour éviter les retours de puissance.

❖ **Le non-respect de l'égalité des tensions :**

Cela implique que la différence des tensions n'est pas nulle entre l'alternateur et le réseau. Ce qui va provoquer des courants de circulation dans les enroulements de l'alternateur. Ces courants sont d'autant plus élevés que la différence est plus grande. Ce phénomène est susceptible d'endommager l'alternateur et les artifices d'excitation tels que : les diodes, le régulateur de tension etc.

❖ **Le non-respect de la concordance des phases :**

Il conduit à un couplage en opposition de phases avec des courants de circulations très forts qui peuvent endommager le disjoncteur, l'alternateur et les artifices d'excitation. Le couplage en opposition de phase peut provoquer des incidents sur les autres groupes.

d. chargement :

Après la synchronisation, les deux composantes de la charge électrique (puissance active et puissance réactive) peuvent être ajustés.

- La puissance active est réglée sur la force motrice (turbine à gaz).
- La puissance réactive est réglée en maniant l'excitation, c'est-à-dire le régleur de tension.

e. Arrêt :

- Réduire graduellement la puissance active en agissant sur la force motrice, et la puissance réactive en agissant sur l'excitation.
- Ouvrir le disjoncteur groupe et donner l'ordre d'arrêt pour le système d'excitation et de la régulation de la turbine.
- L'alternateur peut être arrêté par un dispositif automatique déclenché par le système de protection de l'installation ou par l'opérateur (arrêt de secours). Dans ce cas la charge est coupée à l'improviste causant de la survitesse et du survolage à l'alternateur. Lesquels seront maintenus entre des limites bien déterminées et seront considérées comme transitoires.
- La vitesse et la tension seront ramenées (automatiquement ou par l'opérateur) entre les valeurs nominales

NB : du point de vue de la vie de la machine, ce n'est pas une bonne pratique que d'avoir recours à la procédure d'arrêt de secours.

f. Refroidissement :

Pendant le fonctionnement de l'alternateur un échauffement se produit selon la puissance qu'il doit fournir au réseau.

Les causes d'échauffement sont :

- **Causes électriques** : Pertes par effet joule dans l'enroulement du stator, du rotor et dans les joints.
- **Cause magnétiques** : Pertes par hystérésis et par courants de Foucault dans le circuit magnétique.
- **Cause mécanique** : Pertes par frottements dans les paliers et entre balais et bagues.
- **Causes physiques** : Résistance à la rotation du rotor dans le fluide de refroidissement mise en mouvement de ce fluide, frottement de ce fluide le long des parois fixes, etc.

Les pertes produites dans les parties actives pendant le fonctionnement de l'alternateur sont emportées par la circulation d'hydrogène en pression qui à sa fois cède la chaleur aux réfrigérants (échangeurs hydrogène-eau). L'enroulement rotor est refroidi par hydrogène en contact direct avec le cuivre. Les pertes des enroulements stator sont au contraire

emportées indirectement : le cuivre cède la chaleur, à travers l'isolation, au paquet stator et d'ici au fluide réfrigérant parcourant les canaux radiaux placés parmi les paquets de tôles et disposés sur toute la longueur de la machine.



Figure 1.15 : Réfrigérants d'hydrogène-eau. [2]

La température du gaz froid peut se contrôler en réglant le circuit eau alimentant les réfrigérants d'hydrogène.

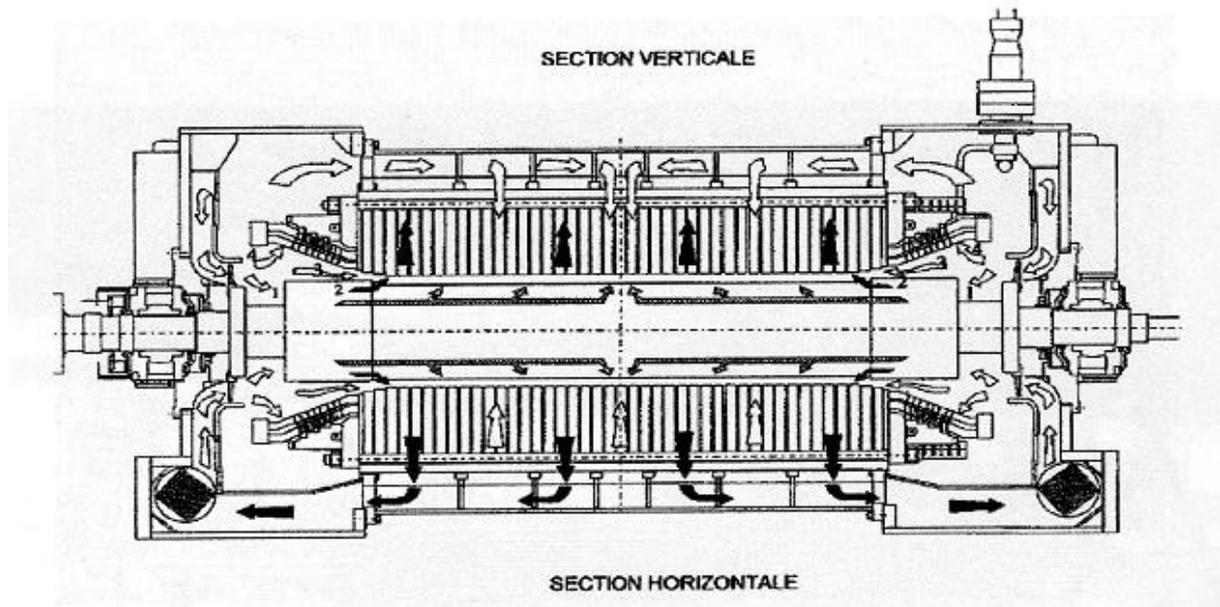


Figure 1.16 : Circulation d'hydrogène dans l'alternateur 50THR-L45. [5]

1.5 Conclusion :

L'alternateur est considéré comme l'un des organes essentiels de la production d'énergie électrique, après avoir présenté l'alternateur ANSALDO 50THR-L45 de la centrale de HAMMA II, sa description, son principe de fonctionnement et les conditions de sa mise 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 transformateurs de courant, de tension, des capteurs de températures et des relais), ils sont utilisés pour surveiller, détecter et éliminer toutes les anomalies affectant l'alternateur, ces équipements sont présentés dans le chapitre qui suit.

L'alternateur un élément essentiel dans une centrale électrique. Donc dans notre travail nous nous sommes intéressé au plan de protection de SONELGAZ, contre les défauts internes et externes qui peuvent survenir sur ce dernier.

Dans le premier chapitre, nous avons présenté la tranche de production de l'énergie électrique dans la centrale de HAMMA II, qui comprend l'alternateur, que nous avons décrit et bien détaillé son principe de fonctionnement.

Ensuite nous sommes passés au deuxième chapitre, qui comporte l'étude des appareils de mesure et de protection (sonde, TC, TT) avec leurs classes de précisions, et aussi les relais de protection afin de protéger l'alternateur en cas d'apparition d'un défaut interne ou externe.

Le troisième chapitre comprend en premier temps les calculs des courants de défauts et les différents défauts internes et externes pouvant affecter l'alternateur, et dans un second temps nous avons présenté le plan de protection prévu par SONELGAZ contre ces derniers.

Après avoir fait la simulation dans le quatrième chapitre par MATLAB des deux protections externe qui est la « protection à maximum de courant », et interne « protection différentielle » contre les défauts les plus fréquents, tel que les défauts : monophasés biphasés, et triphasés. Nous avons conclu que la protection à maximum de courant intervient après une temporisation de l'ordre de quelques millisecondes pour isoler et protéger l'alternateur, tandis que la protection différentielle est instantanée et qui est fortement recommandé pour les défauts internes.

2.1 Introduction :

Pour éviter l'encrassement et le dommage du revêtement des têtes de l'enroulement statorique, ainsi que leurs dégradations, on utilise une série de mesures préventives contre ces risques, qui sont inclus dans la fiche d'entretien de l'alternateur. Parmi ces mesures on cite la mesure de la thermo-résistance du bobinage statorique qui se fait à l'aide de la sonde RTD.

Les transformateurs de tension et de courant sont conçus pour réduire la tension et le courant à des valeurs maniables et proportionnelles aux primaires d'origine. Ils séparent du circuit haute tension les instruments de mesure, capteurs, relais, etc.

L'expérience démontre qu'un mauvais choix ou installation des transformateurs de mesure/protection peut provoquer de mauvais fonctionnement de l'installation, ainsi comme ne pas pouvoir garantir la sécurité, tant du personnel comme de l'installation dans les moments critiques.

Trois relais numériques sont responsables d'assurer la protection des alternateurs ANSALDO 50THR-L45 de la centrale HAMMA II. La conception et le mode de fonctionnement de ces appareils sont pratiquement les mêmes.

2.2 Capteurs RTD Pt100 :**2.2.1 Définition : [8]**

Les RTD (ou *détecteurs de température à résistance*) sont des capteurs de température qui contiennent une résistance qui modifie la valeur de la résistance lorsque la température change. Ils ont été utilisés pendant de nombreuses années pour mesurer la température dans les processus de laboratoire et industriels. Dans la centrale de HAMMA II on les utilise pour mesurer la thermo-résistance du noyau et bobinage statorique.

La plupart des éléments de RTD sont constitués en une longueur de fil enroulé autour d'un noyau de céramique ou de verre. L'élément est généralement très fragile, il est donc souvent

placé à l'intérieur d'une sonde gainée pour le protéger. L'élément RTD est fabriqué à partir d'un matériau pur dont la résistance à différentes températures a été documentée. Le matériau a un changement prévisible de résistance à mesure que la température change, c'est ce changement prévisible qui est utilisé pour déterminer la température.

Les capteurs RTD de la centrale HAMMA II sont du type Pt 100 gamme 0÷150°C. Ils sont situés dans la partie active de la tôle stator, dans la zone présumée la plus chaude de la machine. Les capteurs sont raccordés à une boîte à bornes.

Selon l'échauffement de la machine, la température des capteurs ne doit pas dépasser un maximum de :

Classe d'échauffement	Alarme		Arrêt	
	< 5000	>5000	< 5000	>5000
Puissance (kVA)				
B	130 °C	125 °C	135 °C	130 °C
F	155 °C	150 °C	160 °C	155 °C
H	175 °C	170 °C	180 °C	175 °C

Tableau 2.1 : Classes d'échauffements. [5]

Pour améliorer la protection de la machine le niveau de réglage d'alarme peut être réduit en fonction des conditions réelles du site :

Température d'alarme = Température du milieu intérieur max + 10 °K.

Température d'arrêt = Température d'alarme + 10°K.

- ✓ Ne pas dépasser les valeurs du tableau.
- ✓ Température du milieu intérieur max : Température mesurée dans le milieu intérieur dans les conditions les plus défavorables au niveau des sondes stator.

2.2.2 Classes de précision : [8]

Les trois classes de précision suivantes sont définies dans la norme CEI 60751 pour les éléments RTD à couche mince : Classe A, Classe B et 1/3 DIN (également appelée AA).

Ces classes sont définies comme suit :

Tolérance	Plage de température
Classe A = $\pm (0.15 + 0.002T)$	(-30 à 300 °C)
Classe B = $\pm (0.30 + 0.005T)$	(-50 à 500 °C)
Classe AA (1/3 DIN) = $(0.1 + 0.0017T)$	(0 à 150 °C)

Tableau 2.2 : Tolérances et plages de températures des capteurs RTD. [8]

2.2.3 Avantages :

Le RTD est l'un des capteurs de température les plus précis. Non seulement il fournit une bonne précision, mais il offre également une excellente stabilité et répétabilité. Les RTD sont également relativement insensibles au bruit électrique et donc bien adaptés à la mesure de température dans les environnements industriels, en particulier autour des moteurs, générateurs et autres équipements haute tension.

2.3 Les transformateurs de mesure : [9]

Les dispositifs de protection ou de mesure nécessitent de recevoir des informations sur les grandeurs électriques (courant ou tension) des matériels à protéger quand ceux-ci ont une valeur trop élevée pour être mesurée directement.

Pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces informations ne peuvent pas être obtenues directement, il est nécessaire d'utiliser des capteurs intermédiaires (Transformateurs de courant/Transformateurs de tension).

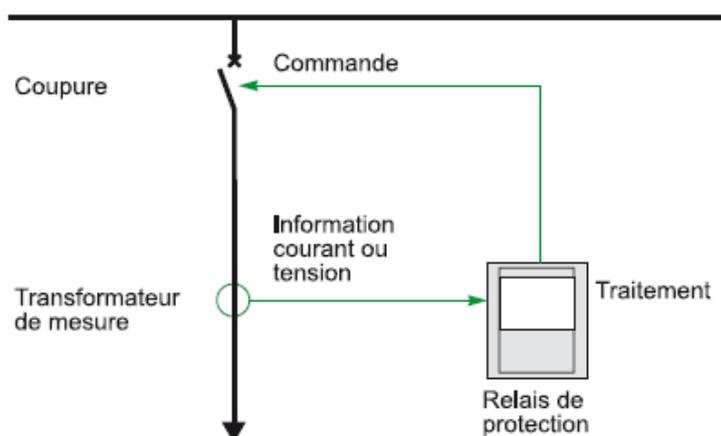


Figure 2.1 : Exemple d'utilisation d'un transformateur de mesure. [9]

Ces appareils réalisent les fonctions de :

- Réduction de la grandeur à mesurer.
- Découplage galvanique.
- Fourniture de l'énergie nécessaire au traitement de l'information, voire au fonctionnement de la protection.

2.3.1 Transformateurs de courant :

Les transformateurs de courant sont des transformateurs permettant de convertir des courants du réseau en grandeurs mesurables, proportionnelles et en phase avec le signal primaire.

Ces transformateurs sont employés seulement pour des fins de mesures et de protection donc leur capacité est faible et est normalement de l'ordre de 15 à 200 VA.

La bobine primaire est en général constituée d'un enroulement et le noyau magnétique a la forme d'un anneau. Avec cette conception, il est possible de brancher facilement le courant primaire dans l'ouverture du transformateur de courant, et par conséquent tout courant qu'on veut mesurer. Ce courant primaire crée un champ magnétique dans le noyau qui se trouve autour du fil et le champ magnétique induit un courant dans la bobine secondaire. Cette dernière est constituée de quelques enroulements placés autour du noyau. Le courant primaire et le courant secondaire sont proportionnels et ont la même phase.

Un transformateur de courant peut contenir un ou plusieurs noyaux de fer ferromagnétiques fermés ou séparables, selon le type de l'installation.

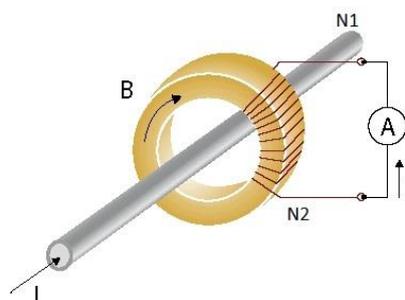


Figure 2.2 : Structure d'un transformateur de courant.

2.3.1.1 Fonctionnement et précision :

La précision de fonctionnement des appareils de mesure ou de protection dépend directement de la précision du TC.

Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive (R_C + sa filerie), et peut être représenté par le schéma équivalent ci-dessous.

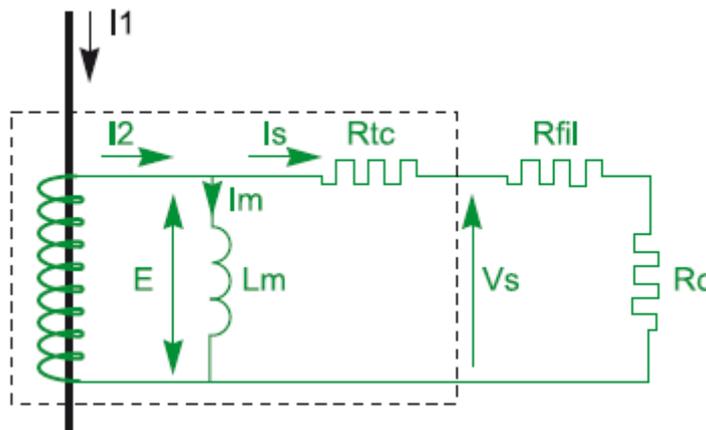


Figure 2.3 : Schéma équivalent d'un transformateur de courant. [9]

I_1 : courant primaire.

$I_2 = K_n I_1$: courant secondaire pour un TC parfait.

I_s : courant secondaire circulant effectivement.

I_m : courant magnétisant.

E : force électromotrice induite.

V_s : tension de sortie.

L_m : self de magnétisation (saturable) équivalente du TC.

R_{tc} : résistance secondaire du TC.

R_{fi} : résistance de la filerie de connexion.

R_c : résistance de charge.

Le courant I_2 est l'image parfaite du courant primaire I_1 dans le rapport de transformation. Mais le courant réel de sortie (I_s) est entaché d'une erreur due au courant de magnétisation (I_m).

$I_2 = I_s + I_m$, si le TC était parfait on aurait $I_m = 0$ et $I_s = I_2$.

Un TC a une courbe de magnétisation unique (à une température et une fréquence données). Elle caractérise avec le rapport de transformation son fonctionnement.

Cette courbe de magnétisation (tension $V_s = f(I_m)$) peut être divisée en 3 zones :

1 → zone non saturée : I_m est faible et la tension V_s (donc I_s) augmente de façon quasi proportionnelle au courant primaire.

2 → zone intermédiaire : il n'y a pas de réelle cassure de la courbe et il est difficile de situer un point précis correspondant à la tension de saturation.

3 → zone saturée : la courbe devient quasiment horizontale, l'erreur de rapport de transformation est importante, le courant secondaire est déformé par la saturation.

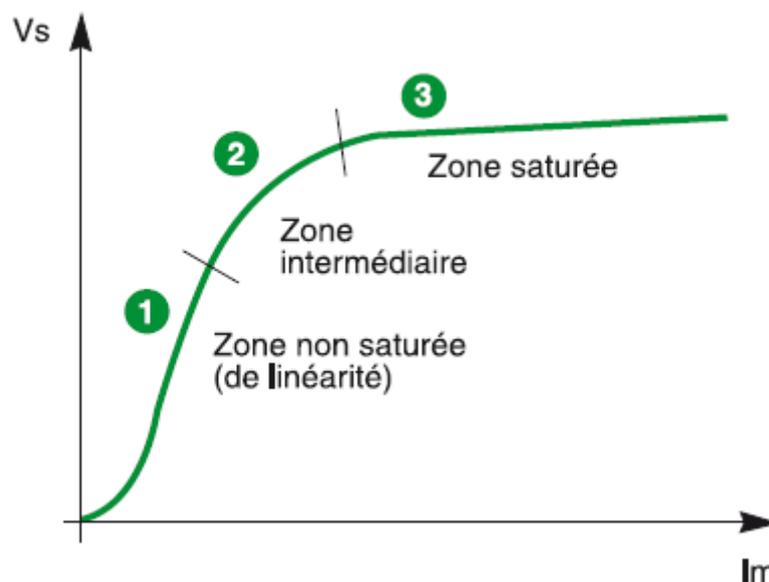


Figure 2.4 : Courbe de magnétisation (excitation) d'un TC. [9]

Pour une question de sécurité, le secondaire d'un TC est utilisé sous une faible impédance (utilisation en quasi court-circuit). Il ne faut pas laisser le circuit secondaire ouvert ce qui revient à débiter sur une impédance infinie. Dans ces conditions, des tensions dangereuses pour le personnel et le matériel peuvent apparaître aux bornes.

2.3.1.2 Catégories des transformateurs de courant :

Il existe deux catégories de transformateur de courant, on a les TC de protection, et les TC de mesure :

a. Transformateur de 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). La précision et la puissance sont adaptées à ces courants et distinctes de celles pour la mesure.

Les TC pour la protection doivent avoir une précision adaptée aux courants de défauts. Ils sont caractérisés par leur classe de précision (5P en général) et le facteur limite de précision FLP comme le montre l'exemple sur la figure 2.5.

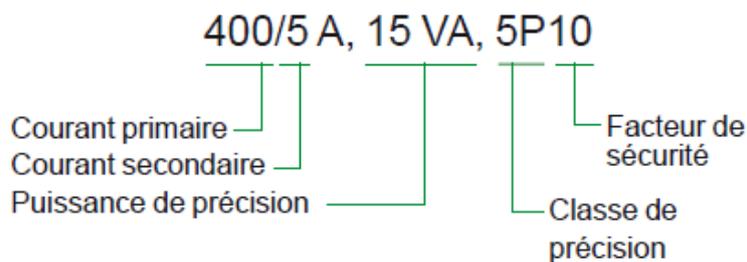


Figure 2.5 : Exemple de classe de précision pour la protection d'un TC de protection. [9]

La norme CEI 60044-1 détermine pour chaque classe de précision l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée. Cette norme définit le facteur limite de précision FLP.

$$FLP = I_{pl}/I_{pn} \text{ (valeurs normalisées : 5 – 10 – 15 – 20 - 30)}$$

Avec : I_{pl} courant primaire assigné limite

Classe de précision	Erreur composée au courant limite de précision	Erreur de courant entre I_{pn} et $2I_{pn}$	Erreur de déphasage pour courant assigné
5P	5%	± 1%	± 60 mn
10P	10%	± 3%	Pas de limite

Tableau 2.3 : Limite d'erreur selon la classe de précision. [9]

Transformateur de courant pour la protection	
Classe	Emplacement
14000/1A 30VA 5P20	Alternateur
1000/1A 30VA 5P20	Transformateur principale
14000/1A 30VA 5P20	Transformateur de soutirage
800/1A 10VA 10P10	
800/1A 10VA 5P20	
400/1A 30VA 5P20	

Tableau 2.4 : Transformateurs de courant utilisés dans la centrale.

b. Transformateur de courant pour la mesure :

Les TC pour la mesure doivent avoir une précision adaptée au courant nominal. Ils sont caractérisés par leur classe de précision (0,5 ou 1 en général) et un facteur de sécurité F_s comme le montre la figure 2.6.

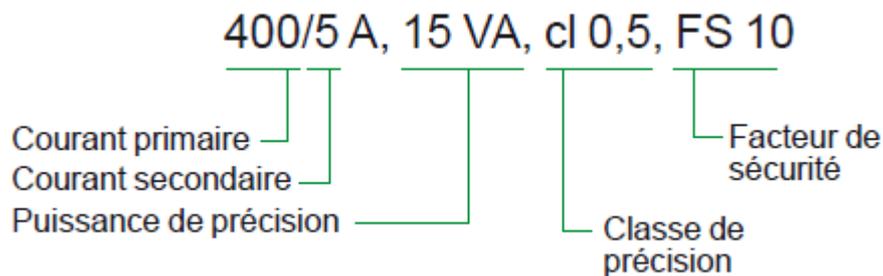


Figure 2.6 : Exemple de classe de précision d'un TC de mesure. [9]

Le facteur de sécurité F_s a pour rôle de protéger l'appareillage de mesure raccordé au TC du courant élevé cotés HT.

La classe 1 est la plus généralement utilisée. Lorsqu'on souhaite une précision importante on peut aussi utiliser la classe de précision 0.5S ou 0.2S

Un TC pour la mesure est défini par une intensité nominale. On choisit généralement une intensité nominale aussi faible que possible mais supérieur au courant maximal mesuré.

Plus on utilise le transformateur de courant avec une intensité faible par rapport à son intensité nominale, plus la précision est faible. (Par exemple la mesure ne sera pas très précise si on mesure 10 A avec un transformateur de courant de 100 A)

La norme CEI 60044-1 détermine pour chaque classe de précision l'erreur maximale en phase et en module selon la plage de fonctionnement indiquée "limites d'erreur" ci-contre.

Classe de précision	% courant primaire assigné	Erreur de courant \pm %		Erreur De déphasage \pm min	
		Pour S	Pour S	Pour S	Pour S
0.2/0.2S	1 (0.2S seul)		0.75		30
	5	0.75	0.35	30	15
	20	0.35	0.2	15	10
	100	0.2	0.2	10	10
	120	0.2	0.2	10	10
0.5/0.5S	1		1.5		90
	5	1.5	0.75	90	45
	20	0.75	0.5	45	30
	100	0.5	0.5	30	30
	120	0.5	0.5	30	30
1	5	3		180	
	20	1.5		90	
	100	0.5		60	
	120	0.5		60	

Tableau 2.5 : Limites d'erreurs selon la classe de précision. [9]

Le transformateur de courant pour la mesure utilisé pour l'alternateur de la centrale HAMMA II est de classe : 14000/1A 0.2 Fs 10



Figure 2.7 : Transformateurs de courant placés sur l'une des bornes de l'alternateur. [6]

2.3.2 Transformateurs de tension :

Les transformateurs de tension sont des transformateurs de haute précision dont le rapport de transformation varie très peu avec la charge. De plus, la tension secondaire est en phase avec la tension au primaire à une fraction de degré près. Les transformateurs de tension sont utilisés sur les lignes à haute tension pour alimenter des appareils de mesure ou de protection. Ils servent à :

- Isoler les appareils de mesure ou de protection.
- Alimenter ces appareils à des tensions appropriées.

Le rapport de transformation choisi de façon que la tension secondaire soit d'une centaine de volts, ce qui permet l'utilisation d'instruments de fabrication courante (0-150 V) pour la mesure de la tension élevées (Figure 2.8)

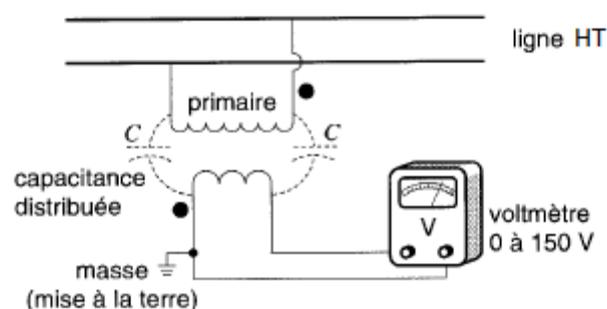


Figure 2.8 : Montage d'un TT utilisé pour mesurer la tension sur ligne. [10]

On doit toujours connecter l'un des fils de l'enroulement secondaire 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.

2.3.2.1 Catégorie des transformateurs de tension :

Il existe deux catégories de transformateur de tension, on a les TT de protection, et les TT de mesure :

a. Transformateurs de tension pour la mesure :

Ces appareils sont destinés à transmettre une image aussi précise que possible de la tension primaire assignée entre 80 et 120 % de celle-ci. La classe de précision détermine l'erreur admissible en phase et en module dans cette plage pour la charge de précision.

Pour une classe de précision donnée, les erreurs de tension et de déphasage ne doivent pas dépasser les valeurs indiquées dans le tableau ci-contre.

Classe de précision	Erreur de tension \pm %	Erreur de déphasage \pm min
0.2	0.2	10
0.5	0.5	20
1	1.0	40

Tableau 2.6 : Précision d'un TT de mesure. [9]

b. Transformateurs de tension pour la protection :

Ces appareils doivent avoir une précision et une puissance adaptées aux tensions de défaut et donc distinctes de celles des transformateurs de mesure. En pratique la classe de précision 3P est utilisée pour toutes les applications et les limites d'erreur de tension et phase données par le tableau ci-dessous.

Classe de précision	Erreur de tension \pm %	Erreur de déphasage \pm min
3P	3	120
6P	6	240

Tableau 2.7 : Précision d'un TT de protection. [9]

2.4 Les relais de protection : [11]

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont 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 le court-circuit, variation de tension etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue détermine quels disjoncteurs à ouvrir et alimente les circuits de déclenchement.

Un appareil de protection doit comporter les qualités suivantes :

- **Sécurité** : fonctionnement correct contre tous les défauts en évitant les déclenchements
- **Sensibilité** : une très faible perturbation doit suffire pour que l'appareil fonctionne.
- **Sélectivité** : assurer l'isolement des équipements en défaut.
- **Stabilité de réglage** : malgré l'usure, les chocs, les vibrations.
- **Rapidité** : la rapidité d'éliminer les défauts électriques pour diminuer les dégâts qui peuvent être causés et la valeur de réglage doit être faible, elle varie suivant la classe de l'appareil.

2.4.1 Les relais de protection de l'alternateur ANSALDO 50THR-L45 :

2.4.1.1 Utilisation :

Trois relais numériques sont responsables d'assurer la protection de l'alternateur :

- ✓ 7UM511.
- ✓ 7UM512.
- ✓ 7UM515.

La conception et le mode de fonctionnement de ces appareils sont pratiquement les mêmes les appareils de la série 7UM51 sont des protections pour machine a fonctionnement numérique ils combinent plusieurs fonctions de protection pour une machine électrique ou

pour un bloc de centrale électrique. Ils se complètent entre eux dans leurs fonctions principales (protection/surveillance).

Sur la platine avant de ces appareils, un grand nombre de relais de signalisations et de diodes électroluminescentes renseignent sur les erreurs détectées et sur les états surveillés de la machine à protéger ainsi que sur les appareils eux-mêmes. Cinq relais déclenchables permettent l'actionnement directe de sectionneurs de puissance ou autres organes de commandes.

2.4.1.2 Caractéristiques techniques :

- ✓ Système performant à microprocesseur 16 bits.
- ✓ Traitement des valeurs mesurés et commande entièrement numériques.
- ✓ Séparation galvanique complète et insensible au parasite entre les circuits de traitement interne et de mesure, de commande et d'alimentation de l'installation.
- ✓ Insensibilité aux erreurs de transformateur de mesure, aux phénomènes transitoires et aux grandeurs perturbatrice.
- ✓ Grande gamme de fréquence permettant de fonctionner durant le démarrage et l'arrêt du générateur.
- ✓ Calcul et affichage de mesures d'exploitation dans l'afficheur frontal.
- ✓ Enregistrement de messages de défaut et de valeurs instantanées ou efficaces pour la mémorisation des défauts.

2.4.1.3 Mode de fonctionnement :

La protection numérique pour les appareils 7UM51 est équipée d'un microprocesseur 16 bits performant grâce auquel toutes les tâches, depuis la saisie des valeurs mesurées jusqu'à l'émission de commandes aux sectionneurs de puissance, sont traitées entièrement par voie numérique.

a. 7UM511 :



Figure 2.9 : Relais numérique SIEMENS 7UM511. [11]

Les entrées de mesure ME transforment les courants et les tensions venant des transformateurs de mesure et les adaptent au niveau de traitement interne de l'appareil. En plus de la séparation galvanique complète à faible capacité obtenue par les transmetteurs, des filtres sont prévus pour la suppression des perturbations. Leurs caractéristiques de la largeur de bande de vitesse de traitement sont optimisées en vue du traitement des valeurs mesurées. Les valeurs analogiques adaptées sont transmises au module d'entrée analogique AE.

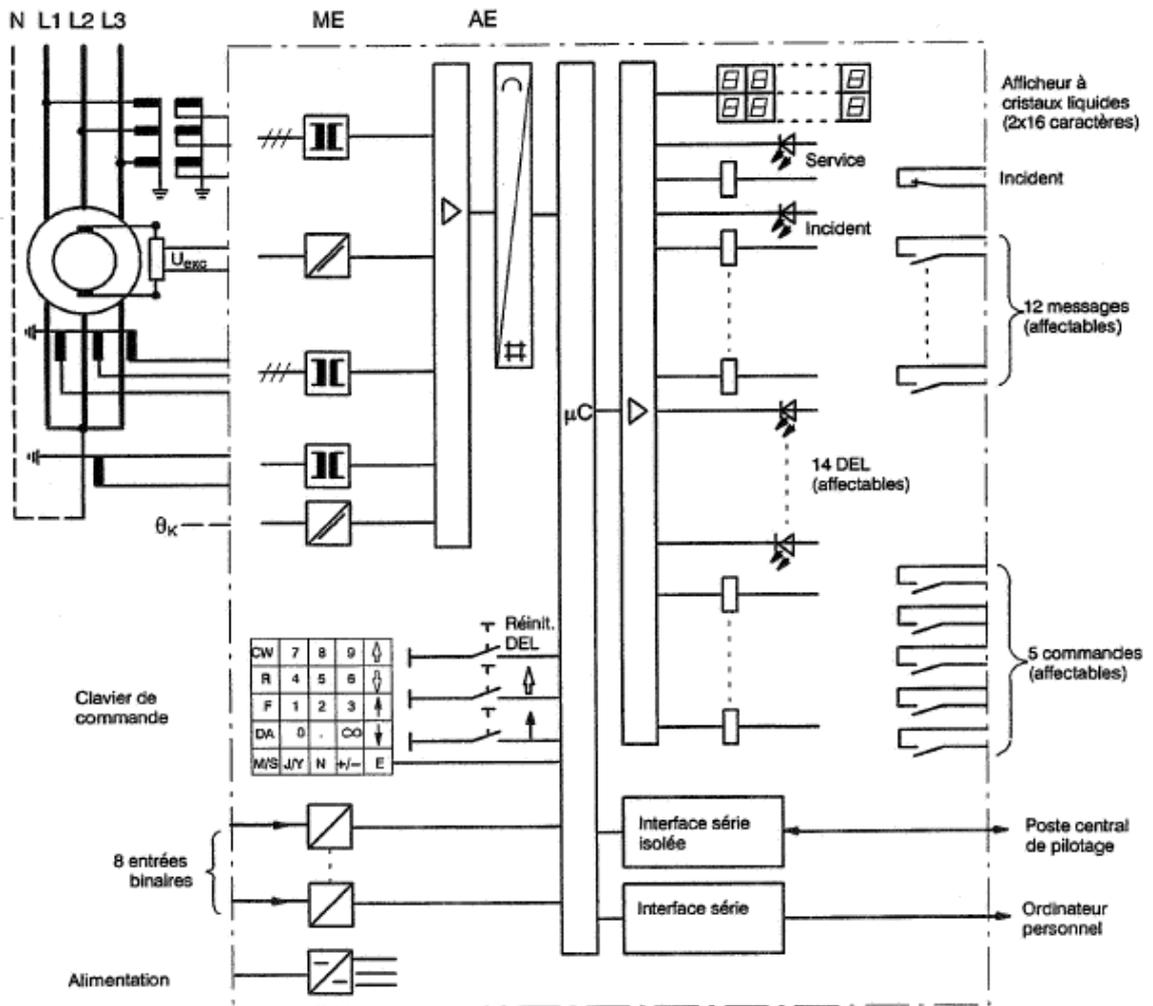


Figure 2.10 : Structure du relais numérique 7UM511. [11]

La tension d'excitation peut être amenée à l'appareil au moyen d'un diviseur de tension. Un convertisseur continu-continu génère ainsi une grandeur à séparation galvanique proportionnelle à la tension d'excitation et conduite elle aussi au module d'entrée analogique AE. De même, pour la protection contre la surcharge au stator, la température du produit refroidisseur peut être donnée à l'appareil en tant que tension proportionnelle à la température. Elle est aussi séparée et amenée au module AE.

Ce module contient des amplificateur d'entrée, des éléments d'échantillonnage et de maintien pour chaque entrée, un multiplexeur, un convertisseur analogique/numérique et des circuits de mémorisation pour le transfert de données au microprocesseur.

A côté de la commande de surveillance des valeurs mesurées, le microprocesseur des appareils 7UM51 traite les fonctions suivantes :

- Le filtrage et la préparation des valeurs mesurées.
- La détermination de la fréquence.
- Limites de temporisations.
- La décision de commande de déclenchement.
- La mémorisation et l'émission de message et de données de défaut pour l'analyse d'erreur
- L'adaptation de l'image thermique de la surface rotor pour la protection contre le déséquilibre.
- La détermination des composantes actives et réactive de la puissance.

Le microprocesseur de l'appareil 7UM511 est spécifié par les fonctions suivantes :

- Le calcul des composantes directes du courant et de tension, de la composante homopolaire de la tension et de la composante inverse du courant.
- Le calcul des valeurs efficaces pour la détection de surcharge.

Le dialogue entre l'utilisateur et l'appareil a lieu grâce au clavier à membrane et à l'afficheur, tous deux intégrés. Ils permettent de saisir toutes les données nécessaires au traitement, telles que valeurs des paramètres, données de l'installation, etc. Ils permettent aussi d'appeler ces paramètres ou de lire les données significatives après un défaut, afin d'évaluer ce défaut le dialogue avec l'appareil peut être également réalisé au moyen d'une console de commande portable ou d'un PC, connectés à l'interface de liaison série placée sur l'avant.

La deuxième interface série permet de la transmission des données de défaut à un appareil d'évaluation central ou similaire. En fonctionnement sans défaut, elle peut servir aussi à transmettre des valeurs mesurées, comme les courants et tension au point de montage de l'appareil de protection. Cette interface étant isolée, elle satisfait aux exigences pour signaux externes, à savoir l'isolation et antiparasitage conformément à CEI 60255.

Les unités fonctionnelles décrites sont alimentées avec la puissance requise à différents niveaux de tension. Une tension de +24 V est prévue pour les sorties à relais. Les entrées analogiques nécessitent ± 15 V. les interruptions brèves de la tension d'alimentation jusqu'à

50 ms, qui peuvent se produire lors de courts circuits dans le système d'alimentation en tension continue de l'installation, sont compensées par un dispositif de maintien (tension secours nominale $\geq V_{cc}$).

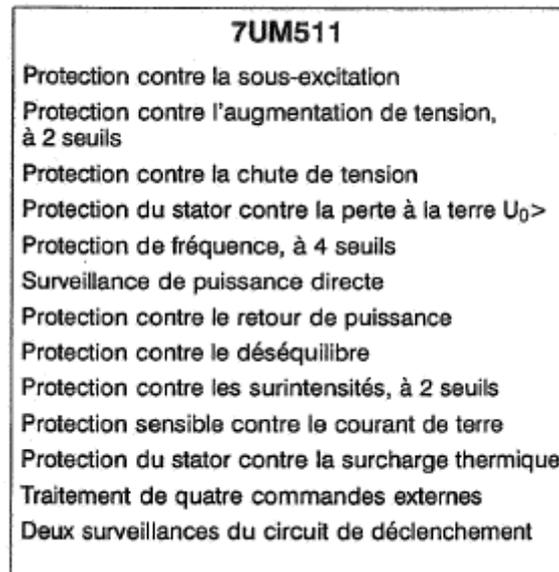


Figure 2.11 : Protections dédiées au relais numérique 7UM511. [11]

b. 7UM512 :



Figure 2.12 : Relais numérique SIEMENS 7UM512. [11]

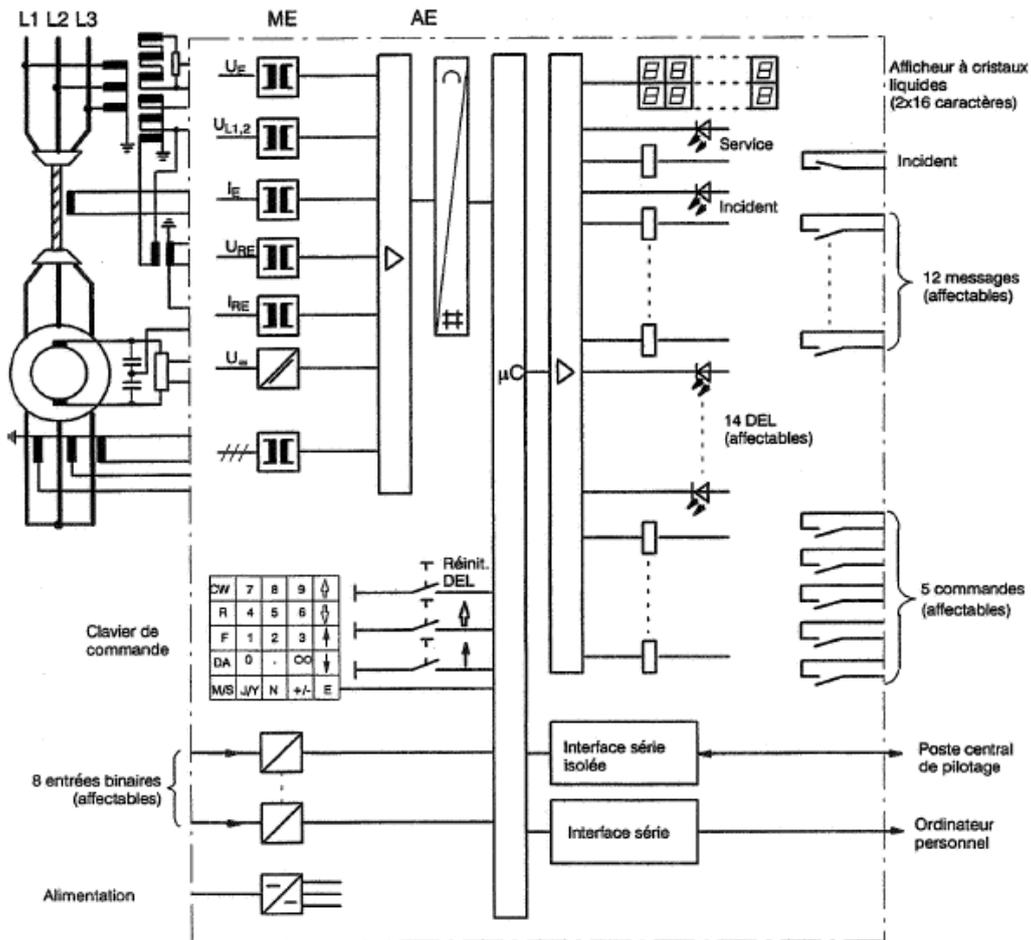


Figure 2.13 : Structure du relais numérique 7UM512. [11]

Le relais numérique 7UM512 a les mêmes blocs que le relais déjà décrit précédemment, sauf que le microprocesseur du 7UM512 est spécifié par les fonctions suivantes :

- Le calcul de la composante inverse du courant pour la détection du déséquilibre.
- Le calcul de la résistance d'isolation dans le circuit du rotor à partir du modèle équivalent complexe.

7UM512
Protection contre l'augmentation de tension et contre la chute de tension selon la fréquence
Protection contre la perte à la terre $U_0 >$, $I_0 >$ ↓
Protection de fréquence, à 2 seuils
Protection monophasée de la puissance active et réactive
Protection contre le déséquilibre
Protection contre les surintensités avec maintien en cas de minimum de tension
Protection contre l'augmentation ou la diminution de courant
Protection du rotor contre la perte à la terre, à 2 niveaux
Protection de tension continue
Traitement de quatre commandes externes
Deux surveillances du circuit de déclenchement

Figure 2.14 : Protections dédiés au relais numérique 7UM512. [11]

c. 7UM515 :



Figure 2.15 : Relais numérique SIEMENS 7UM515. [11]

Il a la même structure que celle du 7UM511, il a aussi les mêmes blocs que les deux relais numérique précédents. Mais son microprocesseur est spécifié par les fonctions suivante :

- Le calcul de la composante du système additionnel dans le circuit de tension.
- Le calcul de la résistance d'isolation dans le circuit du rotor et dans le circuit du stator

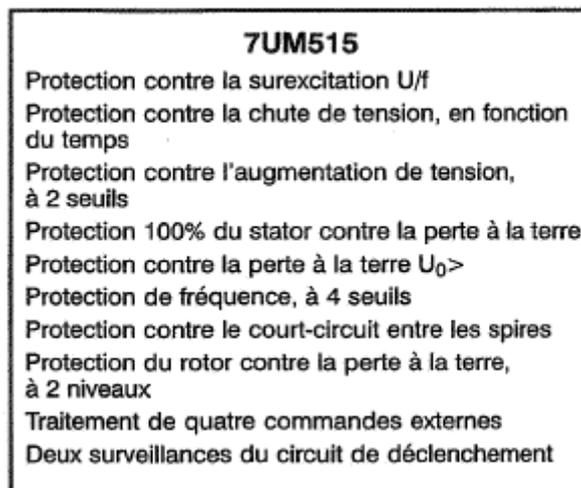


Figure 2.16 : Protections du relais numérique 7UM515. [11]

2.4.2 Matrice de déclenchement :

La matrice de déclenchement est un commutateur à barres croisées librement configurable qui sert à coupler les signaux de déclenchement provenant des appareils de protection numérique (colonnes de matrice) avec les relais auxiliaires pour le déclenchement des disjoncteurs de puissance, qui sont connectés aux lignes de la matrice.

Les entrées (colonnes) sont attribuées à l'équipement de protection, les sorties (lignes) aux disjoncteurs de puissance.

La matrice de déclenchement constitue ainsi le centre de commutation du système de protection à partir de cet organe, des signaux d'action sont émis aux bobines de déclenchement de certains disjoncteurs :

- A : Ouverture du disjoncteur 220 kV.
- B : Ouverture du disjoncteur alternateur.
- C : Ouverture du disjoncteur transformateur de soutirage.
- D : Ouverture de l'unité d'excitation avec le convertisseur de démarrage.
- E : Déclenchement rapide de la turbine.
- F : Transfert automatique des jeux de barres.

2.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons eu l'opportunité d'étudié et de déterminer le mode de fonctionnement et le domaine d'utilisation des appareils de mesure et de protection et la façon d'effectuer les réglages adéquats pour les accommoder aux sites industriels.

Les relais de protections de la série 7UM51 détectes tout phénomène anormal pouvant se produire dans l'alternateur et assurent la protection et la surveillance de ce dernier.

Le calcul des principaux défauts pouvant se produire dans l'alternateur et les protections appropriées sont illustrés dans le chapitre qui suit.

3.1 Introduction :

Les alternateurs peuvent comme toutes les machines industrielles, être affectées de défauts de fonctionnement de nature électrique, interne ou externe, causant des conséquences grave. Afin d'éviter ces dangers il est nécessaire de séparer la zone défectueuse immédiatement.

En effet, ces derniers sont des machines robustes mais vieillissent prématurément quand ils sont soumis à de très fortes surcharges, et à des élévations de tension dangereuses donc il est nécessaire de limiter les dégâts consécutifs à une masse ou un court-circuit en détectant l'avarie de son apparition et agir de façon à contrer et stopper sa propagation.

Ce chapitre traite quelques principes de fonctionnement des protections destinées à l'alternateur ANSALDO 50THR-L45.

3. 2 Les principaux défauts affectants l'alternateur :

3. 2. 1 Les défauts internes : [12]

a. Les défauts électriques affectants le stator :

❖ Les courts circuits entre enroulements (entre phase) :

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 kA.

❖ Les courts circuits entre spires d'un même enroulement :

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

❖ Défaut d'isolement entre enroulement et la carcasse ou 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.

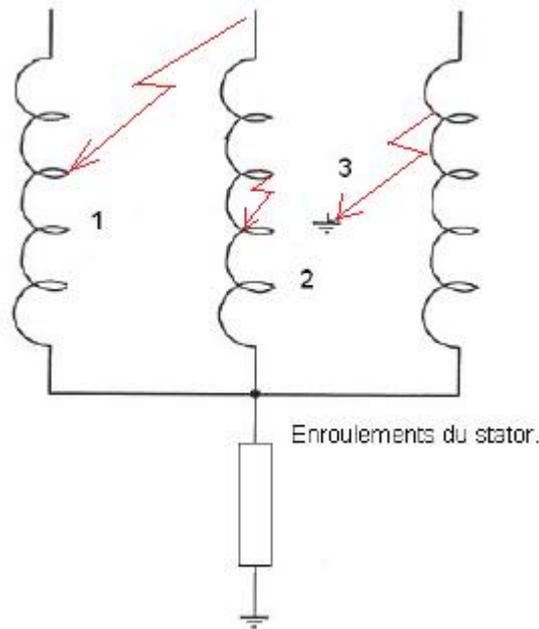


Figure 3.1 : Les différents défauts affectants le stator. [12]

b. Les défauts électriques affectants le rotor :

- Défaut d'isolement du rotor.
- Court-circuit dans les enroulements du rotor.
- Défaillance du régulateur de tension (sous excitation ou surexcitation).
- Coupure du circuit d'excitation (usure de balais, coupure de bobinage, etc...).

3.2.2 Les défauts externes :

3.2.2.1 Surcharges :

Les surcharges provoquent l'échauffement de l'alternateur, et sont généralement causées par l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément, ce qui traduit par une surintensité de longue durée. Elle engendre la dégradation des caractéristiques d'isolation, donc c'est le vieillissement prématuré.

3.2.2.2 Déséquilibres :

Les déséquilibres de tension surviennent habituellement en présence d'un déséquilibre des charges et de leurs appels de courant. En effet, toute charge triphasée doit appeler un courant identique sur chaque phase. Quant aux charges monophasées branchées à un réseau triphasé on doit les répartir le plus uniformément possible entre les trois phases.

De plus, certains déséquilibres de tension résultent de l'exploitation et de la nature des équipements du réseau électrique.

3.2.2.3 Courts-circuits aux bornes de l'alternateur : [14]

Il existe plusieurs courts-circuits qui peuvent se produire dans une installation électrique.

❖ **Caractéristiques des courts-circuits :**

Ils sont principalement caractérisés par :

- Leurs durées : auto-extincteur, fugitif ou permanent.
- Leurs origines :
 - mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux).
 - surtensions : électriques d'origine interne ou atmosphérique ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.
- Leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique.

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- Monophasés : 80 % des cas.
- Biphasés : 15 % des cas, Ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés.
- Triphasés : 5 % seulement dès l'origine.

❖ **Conséquences des défauts de court-circuit :**

Elles sont variables selon la nature et la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant :

- ✓ Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - Détérioration des isolants
 - Fusion des conducteurs
 - Incendie et danger pour les personnes

- ✓ Pour le circuit défectueux :
 - Les efforts électrodynamiques, avec :
 - ⇒ Déformation des jeux de barres.
 - ⇒ Arrachement des câbles.
 - ⇒ Sur échauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants.

- ✓ Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité :
 - Les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes.
 - La mise hors service d'une plus ou moins grande partie du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections.
 - L'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines.
 - Les perturbations dans les circuits de contrôle et de commande.

❖ Défaut à proximité des alternateurs :

Lorsque le défaut se produit à proximité immédiate de l'alternateur alimentant le circuit concerné, la variation de l'impédance alors prépondérante de l'alternateur provoque un amortissement du courant de court-circuit.

En effet, dans ce cas, le régime transitoire d'établissement du courant se trouve modifié par la variation de la f.e.m. (force électromotrice) résultant du court-circuit. Pour simplifier, on considère la f.e.m. constante, mais la réactance interne de la machine comme variable. Cette réactance évolue suivant les 3 stades :

- **Subtransitoire** : intervenant pendant les 10 à 20 premières millisecondes du défaut.
- **Transitoire** : pouvant se prolonger jusqu'à 500 millisecondes.
- **Permanente** : ou réactance synchrone.

La réactance subtransitoire est inférieure à la réactance transitoire elle-même inférieure à la réactance synchrone. Cette intervention successive des trois réactances entraîne une

diminution progressive de l'intensité de court-circuit, intensité qui est donc la somme de quatre composantes (**Figure 3.2**) :

- Les trois composantes alternatives (subtransitoire, transitoire et permanente).
- La composante continue qui résulte de l'établissement du courant dans le circuit (selfique). Ce courant de court-circuit $i(t)$ est maximal pour un angle d'enclenchement correspondant au passage par zéro de la tension à l'instant du défaut.

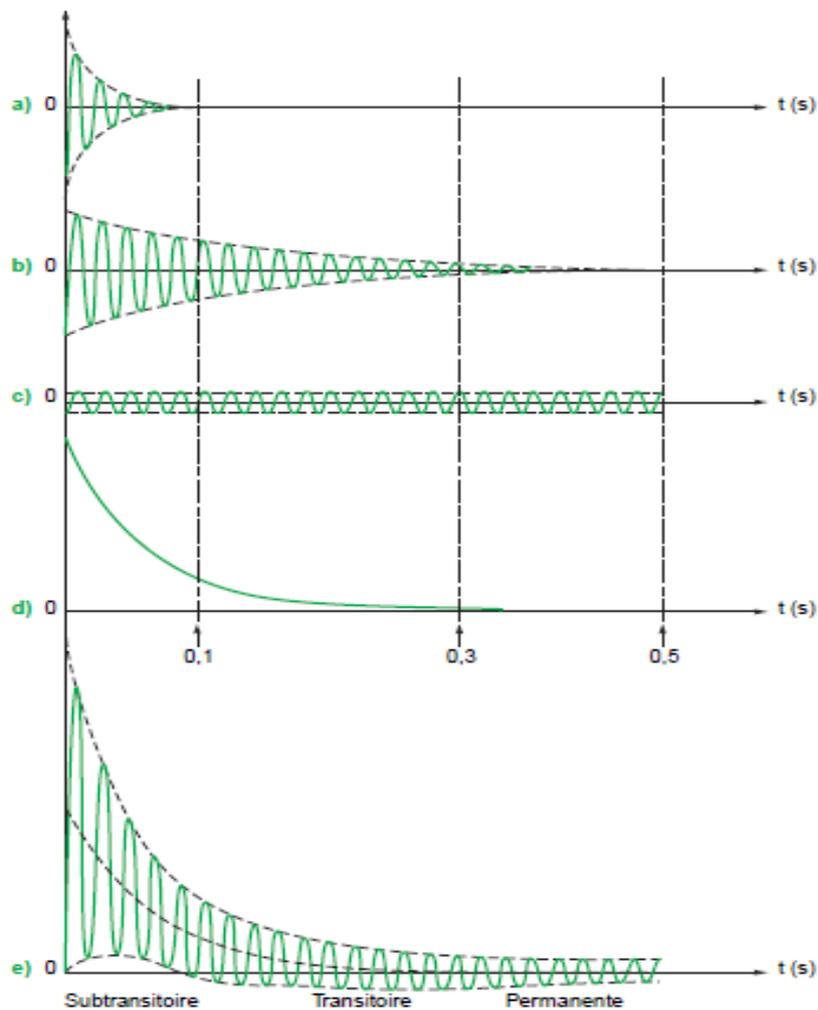


Figure 3.2 : Forme du courant de court-circuit I_{cc} . [14]

- a → La réactance subtransitoire = $X''d$.
- b → La réactance transitoire = $X'd$.
- c → La réactance synchrone = X_d .
- d → La composante continue.
- e → Courant totale de court-circuit I_{cc} .

3.2.2.4 Calcul du courant de défaut : [15]

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

a. Calcul des impédances symétriques :

La tension nominale : $U_n = 15.75 \text{ kV}$

Courant nominal : $I_n = 9897 \text{ A}$

La puissance nominale : $S_n = 270 \text{ MVA}$

La réactance directe subtransitoire : $X''_d (\%) = 20.8\%$

La réactance directe transitoire : $X'_d (\%) = 24.1\%$

La réactance directe synchrone : $X_d (\%) = 176\%$

La réactance inverse : $X_i (\%) = 18.8\%$

La réactance homopolaire : $X_o (\%) = 12.5\%$

La constante de temps subtransitoire : $T''_d = 0.016 \text{ s}$

La constante de temps transitoire : $T'_d = 0.85 \text{ s}$

La constante de temps apériodique : $T_a = 0.74 \text{ s}$

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

✓ X'_d = Valeur non saturée de réactance transitoire directe (en Ω) :

$$X'_d (\Omega) = X'_d (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X'_d = 0.241 \times (15.75^2 / 270) = 0.22 \Omega$$

L'impédance directe peut être assimilée à la réactance directe transitoire :

$$Z_d = X'_d (\Omega)$$

$$Z_d = 0.22 \Omega$$

✓ X_i = la valeur de la réactance inverse (en Ω) :

$$X_i (\Omega) = X_i (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X_i = 0.188 \times (15.75^2 / 270) = 0.17 \Omega$$

L'impédance inverse peut être assimilée à la réactance inverse :

$$Z_i = X_i (\Omega)$$

$$Z_i = 0.17 \Omega$$

✓ X_o = la valeur de la réactance homopolaire (en Ω) :

$$X_o (\Omega) = X_o (\%) \times (U_n^2 / S_n)$$

$$X_o = 0.125 \times (15.75^2 / 270) = 0.11 \Omega$$

L'impédance homopolaire peut être assimilée à la réactance homopolaire :

$$Z_o = X_o (\Omega)$$

$$Z_o = 0.11 \Omega$$

b. Défaut triphasé :

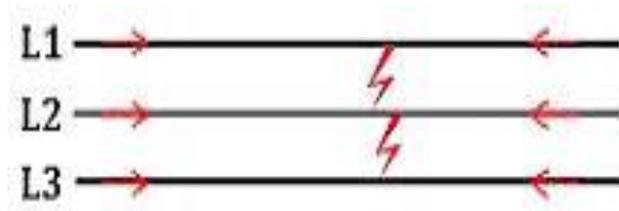


Figure 3.3: Défaut triphasé. [16]

On va calculer le défaut avec deux méthodes.

- **Formule complète pour la valeur efficace :**

Application pour un temps d'élimination de défaut de 40 ms :

$$I_{cc3} = I_n \times \left[\left(\frac{1}{X''_d} - \frac{1}{X'_d} \right) e^{-\frac{t}{T''_d}} + \left(\frac{1}{X'_d} - \frac{1}{X_d} \right) e^{-\frac{t}{T'_d}} + \frac{1}{X_d} \right] \quad \text{Équation 3.1 [15]}$$

$$I_{cc3} = 9897. (0.0540 + 3.341 + 0.568) = 39.977 \text{ kA}$$

- **Formule simplifiée pour la valeur efficace :**

$$I_{cc3} = V_n / X'_d \quad \text{Équation 3.2 [15]}$$

Où : V_n = tension nominale simple (phase-terre)

$$X'_d = 0.22 \Omega$$

$$I_{cc3} = (15.75 / \sqrt{3}) / 0.22 = 41.33 \text{ kA}$$

On conclut que l'écart entre les 2 méthodes : $(41.33 - 39.97) / 41.33 = 3.2 \%$

La méthode simplifiée est acceptable compte tenu des tolérances sur les valeurs du constructeur des réactances.

c. Défaut biphasé (isolé) :

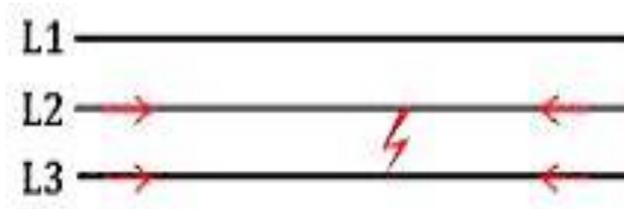


Figure 3.4 : Défaut biphasé isolé. [16]

- Formule complète pour la valeur efficace :

$$I_{cc2} = U_n / (Z_d + Z_i)$$

Équation 3.3 [15]

$$Z_d = 0.22 \Omega$$

$$Z_i = 0.17 \Omega$$

$$I_{cc2} = 15.75 / (0.22 + 0.17) = 40.38 \text{ kA}$$

Le courant de défaut biphasé peut être du même ordre de grandeur que le défaut triphasé.

La formule $I_{cc2} = 0.866 I_{cc3}$ ne s'applique pas pour les défauts aux bornes des machines.

d. Défaut terre (monophasé) :

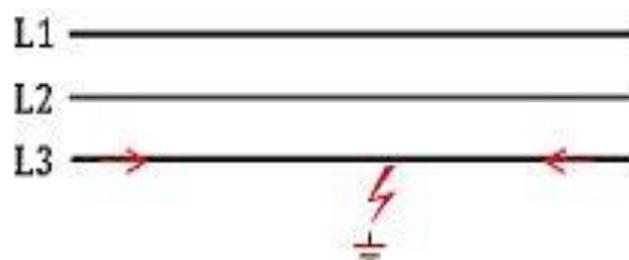


Figure 3.5 : Défaut monophasé. [16]

- Formule complète pour la valeur efficace :

$$I_t = 3 V_n / (Z_d + Z_i + Z_o)$$

Équation 3.4 [15]

$$Z_d = 0.22 \Omega, Z_i = 0.17 \Omega, Z_o = 0.11 \Omega.$$

Par contre, la mise à la terre ne peut être assimilée à une réactance que si elle est du type bobine selfique. Dans l'exemple, elle est du type résistance pure et ne peut pas être assimilée à une réactance.

L'impédance homopolaire totale est égale à :

$$Z_0 = X_0 + 3R_n, \text{ avec } R_n = 909.32 \Omega.$$

$$Z_0 = \sqrt{0.11^2 + (3 * 909.32)^2}$$

$$I_t = 3 \times (15750 / \sqrt{3}) / (0.22 + 0.17 + 2728) = 10 \text{ A}$$

- **Formule simplifiée pour la valeur efficace :**

$$I_t = V_n / R_n$$

Équation 3.5 [15]

Où : V_n : tension nominale simple (phase-terre)

R_n : Valeur de la résistance (ou impédance) de mise à la terre du stator (en Ω)

$$I_t = (15750 / \sqrt{3}) / 909.32 = 10 \text{ A}$$

On conclut que la méthode simplifiée $I_t = V_n/R_n$ et plus généralement $I_t = V_n/Z_n$ est acceptable compte tenu de l'importance de la valeur de l'impédance de mise à la terre.

En résumé que :

- Défaut triphasé : $I_{cc3} = V_n / X'd$
- Défaut biphasé : $I_{cc2} = U_n / (X'd + X_i)$
- Défaut monophasé : $I_t = V_n / Z_n$

3.3 Exploitation du point neutre de l'alternateur : [12]

Après avoir calculé le courant de court-circuit monophasé, nous avons constaté que ce courant de défaut est très élevé, donc si le neutre du stator sera relié directement à la terre, il entrainera un courant de défaut I_d important, qui ne provoquera pas de surtension, mais la remise en état du stator sera très difficile voire impossible, le neutre du stator isolé de la terre entrainera un courant de défaut I_d faible (courant capacitif de la machine, du transformateur de puissance) mais provoque des surtensions importantes sur les phases saines et les usagers ne seront pas protégés. La remise en état du stator ne pose aucun problème car il n'y a pas eu de destruction thermique.

Pour pallier aux inconvénients des choix précédents. Le compromis sera de relier le neutre du stator à la terre par une impédance de forte valeur.

En pratique I_f sera limité de 5A à 20A ceci n'entraîne pas de conséquence irréversible pour la machine (avis unanime des réparateurs des alternateurs).

Pour limiter les surtensions très élevées, le calcul de la valeur se fera avec la relation suivante :

$$R_N = \frac{V_n}{I_t} = \frac{U_n}{\sqrt{3} I_t}$$

La mise à la terre peut s'effectuer par :

- a- Transformateur de neutre chargée au secondaire par une résistance.
- b- Résistance seule.
- c- Réactance seule.
- d- Résistance et réactance.

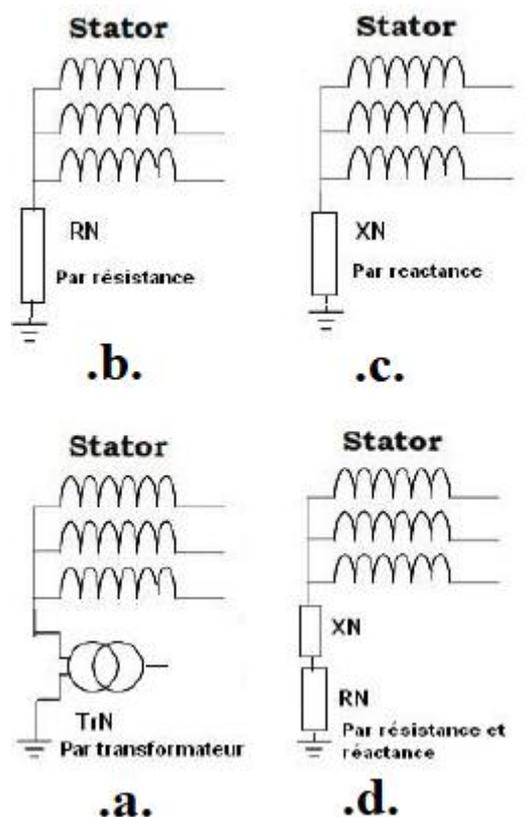


Figure 3.6 : Mise à la terre du stator. [12]

3.4 Plan de protection des alternateurs : [12]

Le dispositif de protection englobe l'ensemble des protections ou fonctions de protections d'un alternateur comme le montre le synoptique de la figure suivante.

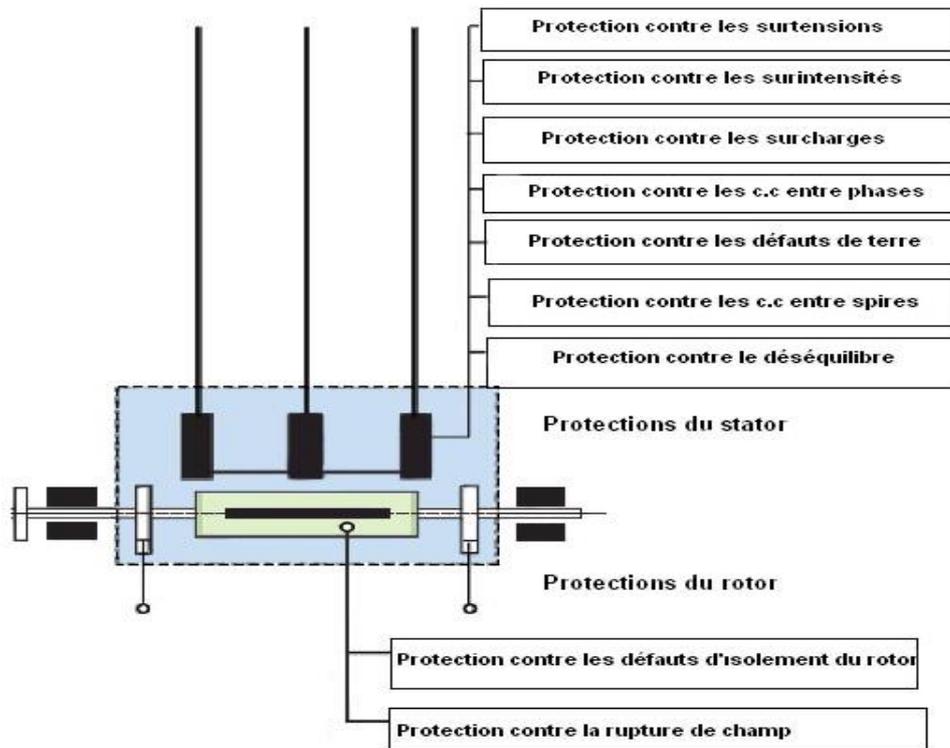


Figure 3.7 : Schéma synoptique des protections de l'alternateur. [12]

Le plan de protection comporte les protections suivantes :

✓ **Protections principales :**

- Protection différentielle générateur 87G.
- Protection défauts à la terre 95% (masse stator) 59N, 51N.
- Protection défauts à la terre 100% (masse stator) 64S.
- Protection défauts à la terre rotor (masse rotor) 64R.
- Défaut restreint à la terre (REF).
- Retour de puissance 32.
- Surcharge thermique 49.
- Charge dissymétrique ou déséquilibre 46.
- Perte d'excitation 40.

- Glissement de pôle.
- Surexcitation (V/Hz) 24.
- Protection maximum de tension 59.
- Protection maximum de tension résiduelle 59N.

✓ **Protections de réserve ou secours :**

- Protection différentielle bloc ou totale 87U.
- Surintensité 51.
- Surintensité dépendant de la tension 51V.
- Impédance minimale 21.
- Sous-fréquence, maximum de fréquence 81L, 81H.
- Sous-tension 27.
- Protection défaillance disjoncteur 50BF.

On a pris comme exemple les plans d'une tranche de production code ANSI et code CEI, voir les schémas suivants :

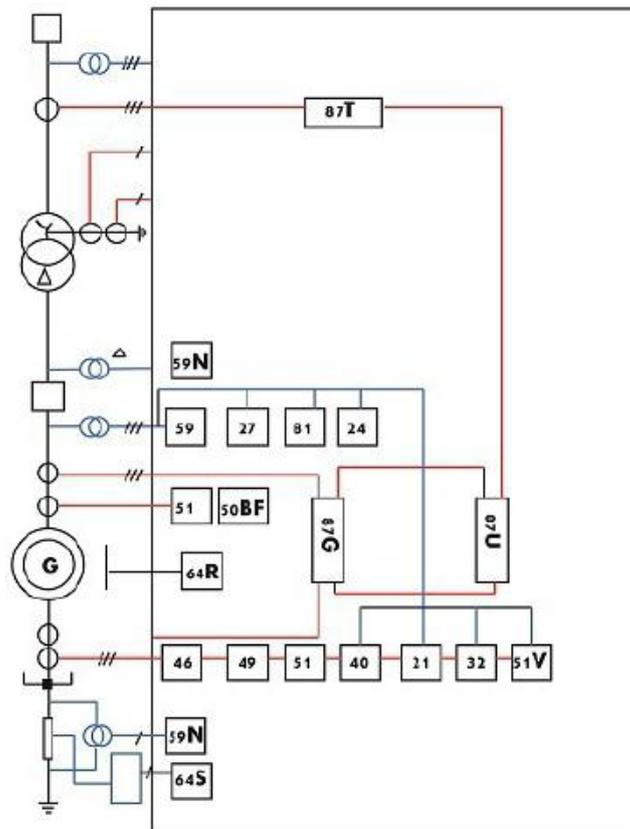


Figure 3.8 : Plan de protection code ANSI. [12]

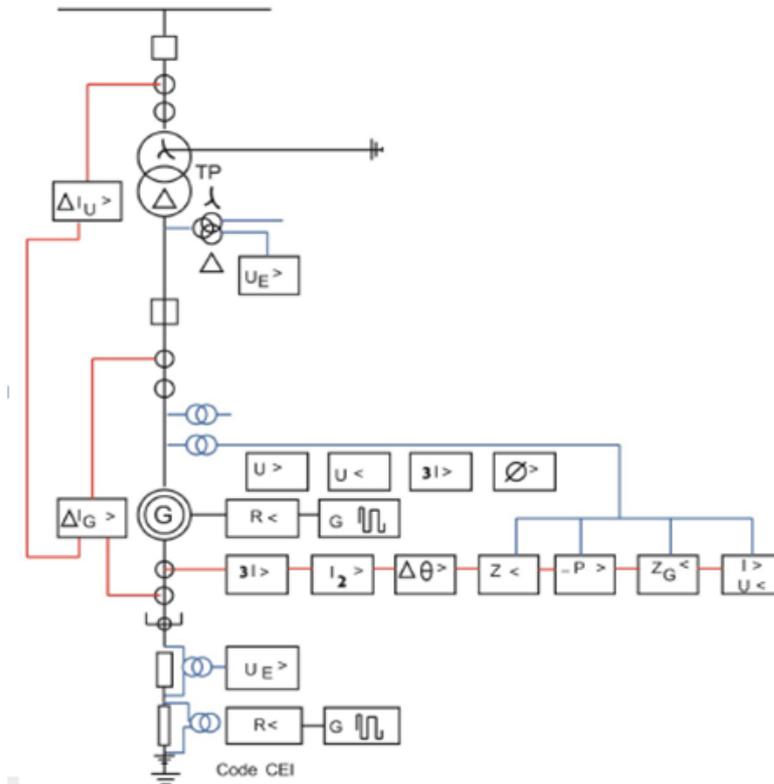


Figure 3.9 : Plan de protection code CEI. [12]

3.4.1 Protection masse stator à pourcentage 51N :

Un défaut d'isolement au voisinage du neutre des enroulements du stator ne perturbe pas le fonctionnement de l'alternateur et ne met pas en danger en instantané la vie de la machine donc cela ne nécessite pas un arrêt d'urgence.

Un défaut au-delà de ce voisinage met la vie de l'alternateur en danger d'où la nécessité d'un arrêt d'urgence, pour cela nous utiliserons une protection ou fonction masse stator à pourcentage, c'est-à-dire que la protection surveille un pourcentage des enroulement en comptant à partir des phases (sorties)

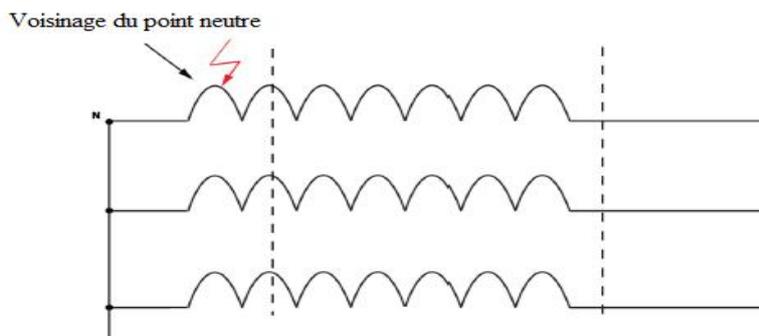


Figure 3.10 : Défaut au voisinage du point neutre. [12]

a. Principe de base :

En cas de fonctionnement normal sans défaut dans la machine, la tension du point neutre est proche de zéro et aucun courant homopolaire ne circule dans l'alternateur. Lorsqu'un défaut phase-terre se produit, la tension du point neutre augmente et un courant circule à travers la résistance de point neutre. Afin de détecter un défaut terre sur les enroulement d'un alternateur. Il convient d'utiliser un relais de surintensité temporisé (51N).

On insère entre le point neutre du stator est la mise à la terre un transformateur de courant dont le secondaire alimente un relais de surintensité temporisé (51N)

La temporisation permet de faire la sélectivité entre les protections en aval du stator surveillant les incidents à la terre. Le courant de défaut traverse le circuit magnétique à la terre et referme la boucle en défaut à travers le transformateur de courant, la résistance RN et l'enroulement en défaut. Au secondaire du transformateur de courant on recueille l'image du courant de défaut si celui-ci dépasserait le seuil de réglage du relais ou de la fonction 51N les actions de déclenchement de signalisation et d'enregistrement seront données après la temporisation.

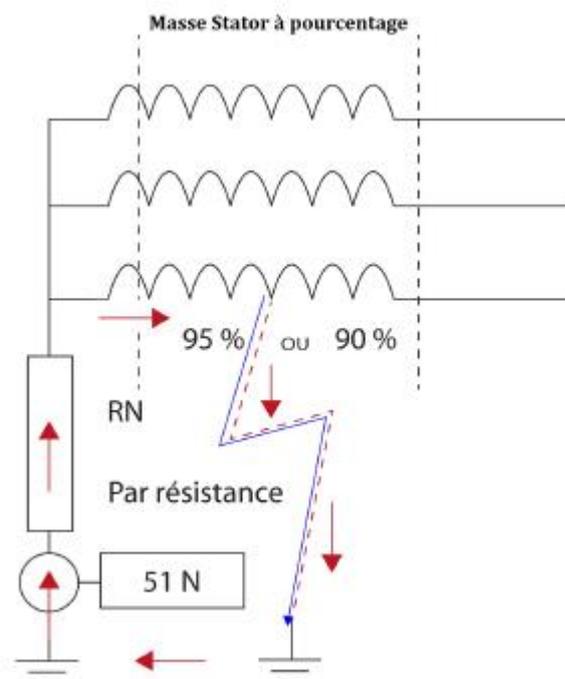


Figure 3.11 : Principe de la protection surintensité temporisée. [12]

b. Calcul du seuil d'enclenchement :

Le seuil de réglage dépendra du pourcentage de l'enroulement surveillé et de la limitation du courant neutre.

Si on prend le pourcentage surveillé de l'enroulement à partir des phases est de 95%, le courant maximum traversant le neutre est limité à 10 A.

Le courant de réglage sera supérieur ou égale à :

$$10A \times \frac{5}{100} = 0.5 A \quad (\text{C'est la valeur en HTA ou MT}).$$

3.4.2 Protection contre le retour de puissance 32 :

La protection à retour de puissance protège l'alternateur contre le fonctionnement en moteur synchrone.

a. Les causes :

Le retour d'énergie (retour de puissance ou puissance inverse) est dû à :

- Défaillance du régulateur de débit.
- Absence de carburant (gaz, fuel, diesel).
- Absence vapeur (turbine vapeur).
- Absence eau (turbine hydraulique).

b. Les conséquences :

Pour continuer sa rotation, l'alternateur empruntera au réseau la puissance active nécessaire pour compenser les pertes mécaniques et électriques. La machine fonctionnera donc en moteur synchrone et entrainera la turbine.

Cette situation met en danger :

- Les aubes de la turbine.
- Le risque de torsion de l'arbre de l'alternateur.
- La machine consomme de la puissance active donc c'est une perte économique.
- Echauffements supplémentaires.

c. Procédés de détection :

❖ Détection par relais directionnel à (ou fonction) maximum de puissance :

Dans ce cas de fonctionnement en moteur il y aura inversion de puissance active. La protection devra être sensible à l'inversion de puissance active et insensible à la puissance réactive.

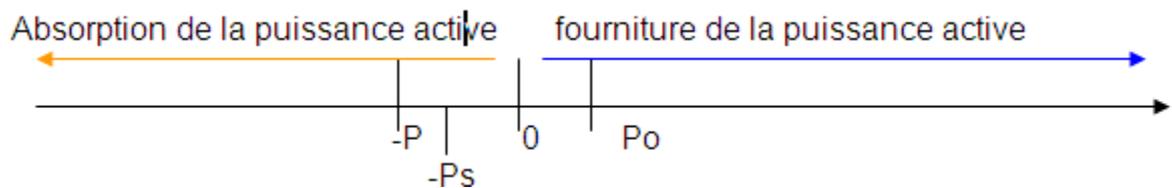


Figure 3.12 : Seuil de réglage de la protection à maximum de puissance. [12]

- -P : Puissance active nécessaire à la rotation du rotor (compensation des pertes mécaniques et électriques).
- Ps : Seuil en puissance active du relais.
- Po : Seuil de puissance nulle nécessaire au découpage du groupe en cas d'un arrêt normal.

Une temporisation d'une à deux secondes y sera associée pour éviter les déclenchements intempestifs sur oscillation de puissance du réseau.

En cas d'oscillation de puissance du réseau il y a inversion aussi de puissance active. Les protections de distance protégeant le réseau déclenchent en un temps inférieur à 2s, lorsque les oscillations de puissance du réseau se maintiennent.

❖ Détection par relais directionnel à maximum de courant actif 62 :

Exprimant le courant actif consommé par l'alternateur en fonction de son courant nominal : $I_a = I_n \cos \varphi$.

En pleine puissance, l'alternateur consomme une puissance active P correspondant aux pertes par effet joules c'est-à-dire un courant actif $I_a = I_n \cos \varphi$.

Lorsqu'on a une défaillance d'énergie d'entraînement, la machine absorbera de la puissance active donc, on aura un courant actif qui changera de sens.

3.4.3 Protection à minimum d'impédance 21 :

La protection de minimum d'impédance est utilisée comme protection de secours pour la protection contre les courts-circuits dans la zone restreinte du neutre de générateur jusqu'au secondaire du transformateur principal.

Le relais à minimum d'impédance comprend trois éléments de mesure d'impédance identiques chacun des éléments de mesure est constitué d'un transformateur de courant et d'un transformateur de tension permettant l'isolement galvanique et l'adaptation de mesure.

Les courants et les tensions images sont appliqués à l'élément de mesure qui réalise le rapport de la tension sur le courant de phase ($Z = U/I$).

Ce rapport est comparé à un seuil de réglage, s'il est inférieur au seuil de référence un signal alimente une entrée d'une porte logique qui met en marche la temporisation commune aux trois éléments de mesure qui commande le relais de sortie.

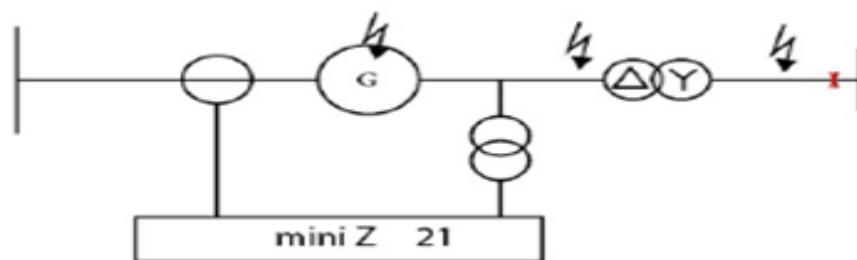


Figure 3.13 : Principe de la protection à minimum d'impédance. [12]

3.4.4 Protection à maximum de courant (51/51P) :

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 **51/51P**.

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

a. 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 à l'alternateur. Elle permet de protéger contre les surcharges inadmissibles.

La protection de surintensité de phase doit tenir compte de la courbe de dommage de l'alternateur. Cette courbe indique combien de temps l'alternateur peut tolérer de 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.

b. Surintensité instantané 51 :

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

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

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

$$I_{ccmax} = 41.33 \text{ kA}$$

$$I_{amorçage} = \frac{I_{ccmax}}{I_N} = \frac{41330}{9897} = 4.17 \text{ pu}$$

I_N : Courant nominal.

I_{ccmax} : Valeur maximal de court circuit.

$I_{amorçage}$: Courant de réglage de l'élément 50P.

Donc le réglage de cette protection est de **4.17* I_N à $t=0$** .

3.4.5 Protection différentielle 87G :

La protection différentielle générateur est une protection de court-circuit sélective et rapide pour les générateurs, elle protège les enroulements du stator contre les courts-circuits apparaissant dans la zone limitée par les P2 des transformateurs de courant.

a. Principe de fonctionnement :

Comme son nom l'indique la protection différentielle, compare le courant entrant dans l'enroulement du stator côté neutre au courant sortant côté phase comme il est indiqué sur la (Figure 3.14). Si y aurait une différence le relais fonctionnera.

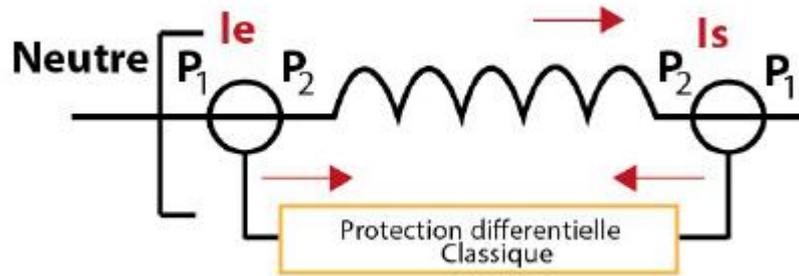


Figure 3.14 : Schéma de principe de la protection différentielle. [12]

Prenons le cas où les enroulements du stator sont sains (pas de court-circuit), le courant entrant côté neutre est égal au courant sortant côté phases aux secondaire des transformateurs de courant (Figure 3.15), nous recueillerons deux courants égaux d'où une différence nulle et le relais ne fonctionnera pas.

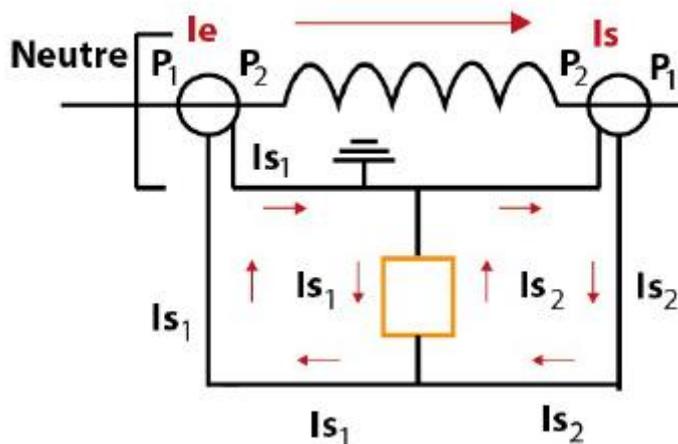


Figure 3.15 : Cas d'un enroulement statorique sain. [12]

Si un défaut d'isolement entre enroulement apparaît, le courant diffère du courant sortant et nous obtiendrons aux secondaires des courants différents donc une différence ΔI non nulle et le relais fonctionnera.

Prenons le cas d'un défaut externe (en dehors de la zone limitée par les P2), les courants traversant les primaires des transformateurs de courant sont égaux mais le courant secondaire peut être différents et nous aurons le risque de fonctionnement intempestif du relais à cause de l'imperfection des transformateurs de courant (classe de précision). Comme le montre l'exemple suivant :

➤ Soient deux TC identiques de rapport 8000/5A, de classe de précision 5P20, au courant nominal (à 8000A) l'erreur maximal est de 0.5A. Et supposant que le relais différentiel est réglé à $\Delta I = 0.8A$, ce dernier ne fonctionne pas, mais un court-circuit externe (hors zone limitée par les P2 des TC) donnera un court-circuit égale à $10I_n$ TC, on aura un $\Delta I = 5A$ qui dépassera le seuil de réglage et le relais fonctionnera en intempestif.

Pour résoudre ce problème nous utiliserons une différentielle dite à pourcentage ou à basse impédance.

b. Protection différentielle à pourcentage :

Pour bien assimiler le principe de fonctionnement de cette protection nous allons utiliser un relais différentiel à balance (voir le schéma ci-dessous).

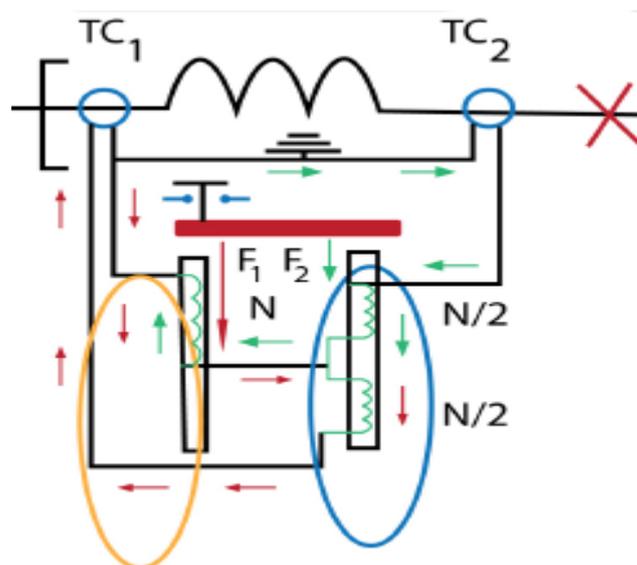


Figure 3.16 : Schéma de principe de la protection différentielle à balance. [12]

- La force F1 a une inductance L.
- La Force de retenue F2 est constitué de deux bobines d'inductance L/2.
- La bobine de la force F1 est traversée par Is1 (courant au secondaire du TC1) et Is2 (courant au secondaire du TC2) créent une force F1 :

$$F1 = \Delta I \cdot N \text{ avec } \Delta I = |Is1 - Is2|.$$

- Les deux demi bobines (N/2) du couple de retenue sont traversées par Is1 et Is2 de même sens et génèrent une force F2 :

$$F2 = \frac{(Is1 + Is2)L}{2} = \frac{(Is1 + Is2)N}{2}$$

La balance en équilibre nous aurons :

$$F1 = F2 = \Delta I \cdot N = \frac{(Is1 + Is2)N}{2} \text{ ou } F1 = F2 = \Delta I \cdot L = \frac{(Is1 + Is2)L}{2}$$

On simplifie par N ou par L nous obtiendrons : $\Delta I = \frac{Is1 + Is2}{2}$

$$\frac{\Delta I}{I} = \frac{|Is1 - Is2|}{Is1 + Is2} = P$$

Posons : $I = \frac{Is1 + Is2}{2}$, faisons le rapport $\frac{\Delta I}{I} = P$, d'où $\Delta I = P \cdot I$ c'est l'équation d'une droite.

Ce rapport est inférieur à 1, car la différence de deux nombres qui se suivent divisée par leur moyenne est toujours inférieur à l'unité donc c'est un pourcentage d'où le nom de « différentielle à pourcentage ».

Le fonctionnement de la protection dépendra de deux paramètres :

- La différence des courants ΔI .
 - La pente P.
- ✓ Si le rapport $\frac{I}{IsTC}$ est de 0 à 0.5, la pente $P = 0$.
- ✓ Si le rapport $\frac{I}{IsTC}$ est de 0.5 à 2, la pente $P = 10\%$.
- ✓ Si le rapport $\frac{I}{IsTC}$ est de 2 à 7, la pente $P = 30\%$.

Avec :

- I : La moyenne des courants traversant les TC.
- IsTC : courant nominal au secondaire du TC.

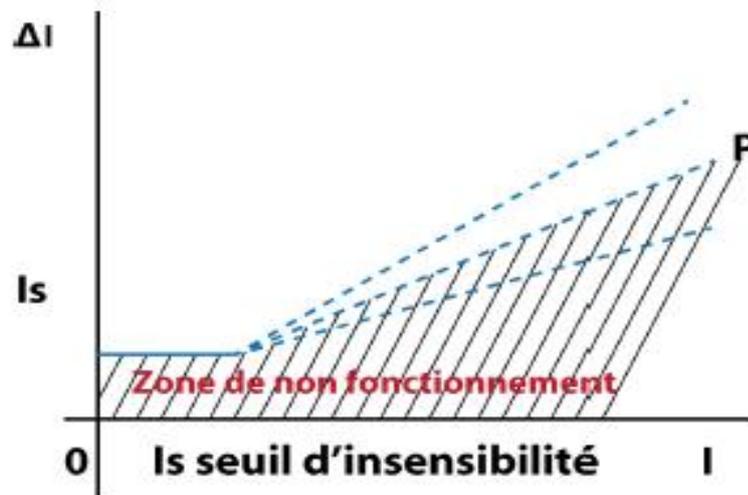


Figure 3.17 : Caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle à pourcentage.

L'utilisation de la protection différentielle à 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.

3.5 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons bien décrit le principe de base des protections consacré à l'alternateur ANSALDO 50THR-L45.

La protection dans une centrale électrique est primordiale, lors de l'apparition d'un défaut dans l'alternateur que sa soit interne ou externe, tout un système de protection déclenche dont la sélectivité et la rapidité dépend du seuil d'enclenchement de ses protections. Deux de ces protections sont simulées dans le chapitre qui suit.

4.1 Introduction :

Dans ce chapitre, on vise à simuler la protection à maximum de courant et la protection différentielle contre les défauts les plus fréquents et majeurs qui sont les courts-circuits en utilisant l'environnement MATLAB pour les différents cas de fonctionnement. Ce dernier permet de réaliser des circuits et schémas électriques pour exécuter des simulations d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique.

4.2 Les composants utilisés dans la simulation :

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 correspondants à ces systèmes.

Simulink est une plate-forme de simulation multi-domaine et de modélisation de systèmes dynamiques. Il fournit un environnement graphique et un ensemble de bibliothèques contenant des blocs de modélisation qui permettent le design précis, la simulation, l'implémentation et le contrôle de systèmes de communications et de traitement du signal. Simulink est intégré à MATLAB, fournissant ainsi un accès immédiat aux nombreux outils de développement algorithmique, de visualisation et d'analyse de données de MATLAB. [17]

Les systèmes simulés sont constitués de :

- Source de tension triphasée qui représente l'alternateur (15.75kV, 270 MVA).
- Un disjoncteur triphasé triphasé commandé.
- Outils de mesures de courant et de tension qui représentent les TC et les TT.
- Protection à maximum de courant et la protection différentielle.
- Une charge (R, L, C) représente la consommation nominale.
- Un générateur des différents défauts triphasé, biphasé, monophasé, avec une entrée de temps pour spécifier la durée du défaut.

4.3 Protection à maximum de courant :

Le modèle simulé de la protection à maximum de courant est représenté dans la figure ci-dessous.

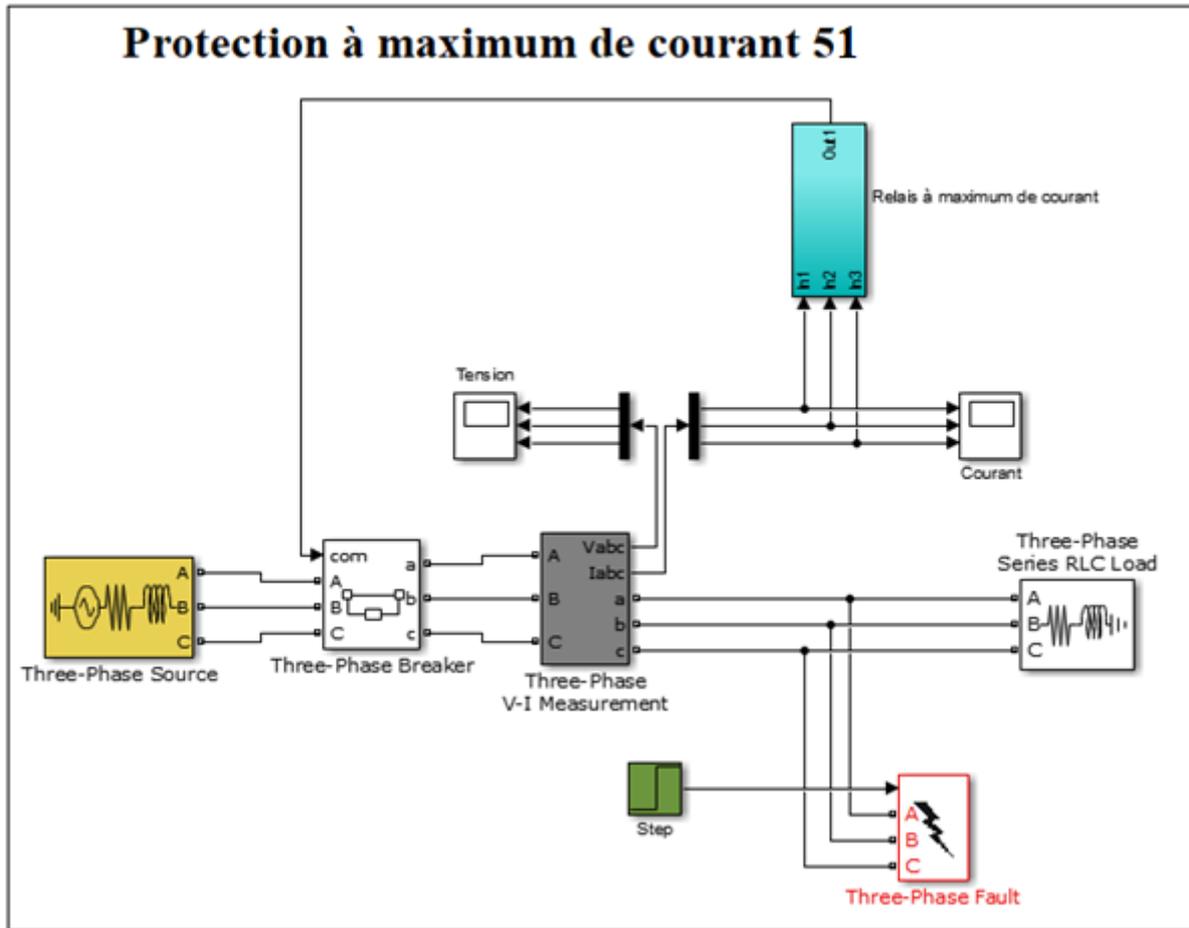


Figure 4.1 : Modèle simulé de la protection à maximum de courant 51.

La protection à maximum de courant n'est pas disponible sur MATLAB, on a réalisé ce bloc en faisant une approche de fonctionnement du relais, en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK.

Les courants mesurés de chaque phase entrant dans le bloc du relais sont comparés à une valeur limite (courant de court-circuit maximal). Pour faire la comparaison entre les deux courants on introduit des comparateurs, si un courant d'une seule phase atteint le seuil, un signal de déclenchement est donné à la sortie, et le disjoncteur s'ouvrira.

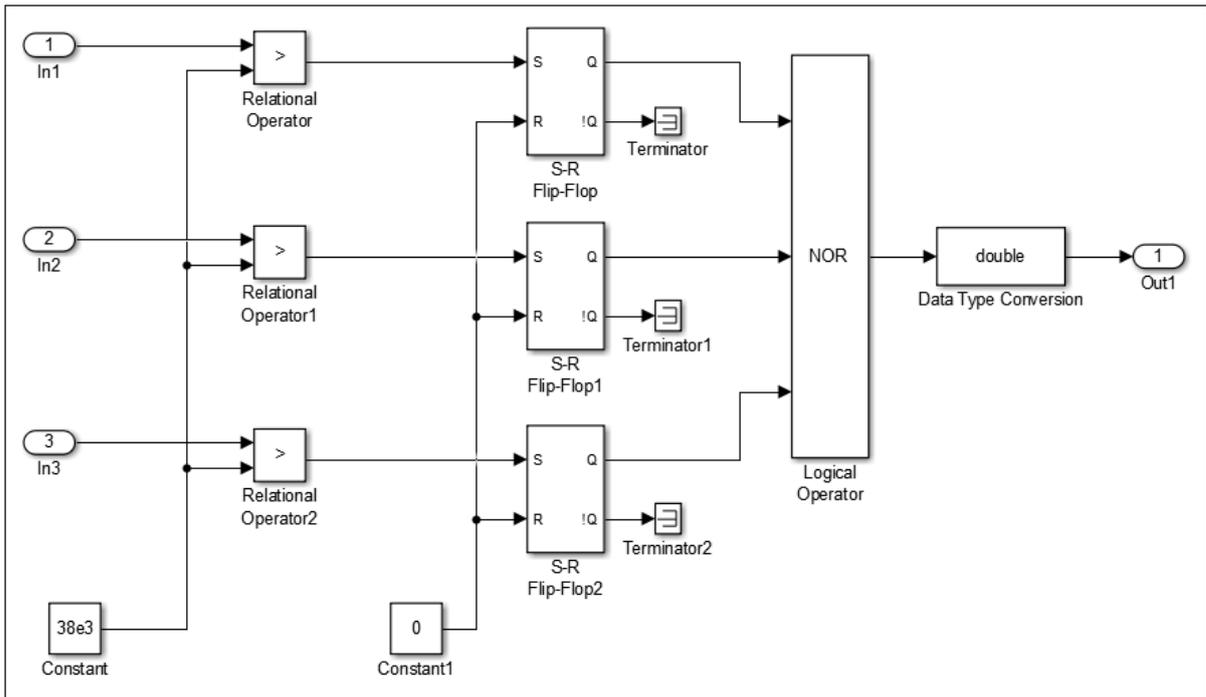


Figure 4.2 : Sous-système de la protection à maximum de courant.

Le modèle de cette protection est exécuté pour les deux cas suivant :

- Fonctionnement normal.
- En cas de défaut.

4.3.1 Simulation de la protection à maximum de courant :

a. Fonctionnement normal :

La forme d'onde des tensions et courants de chaque phase.

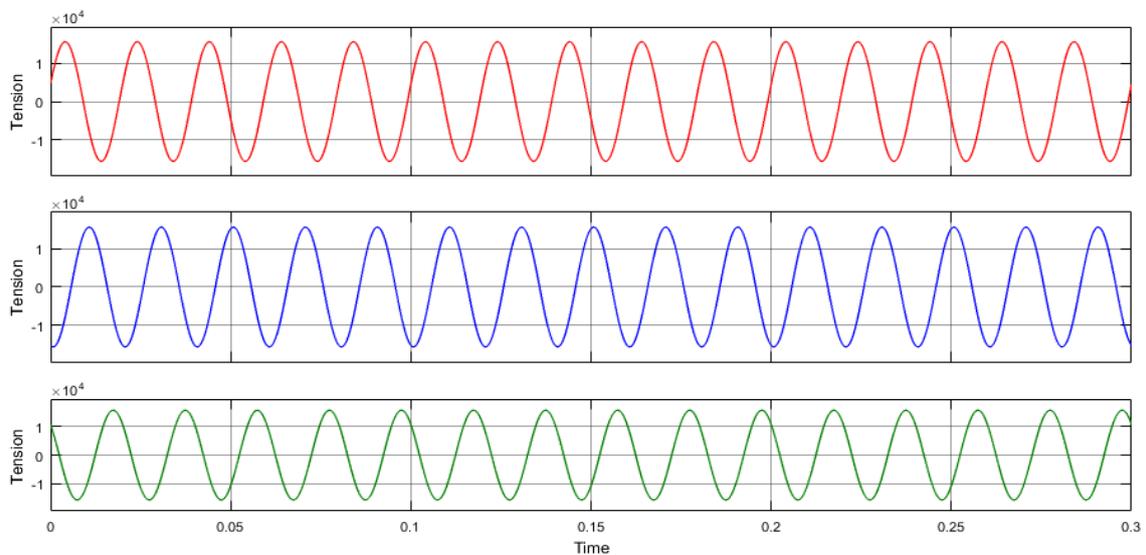


Figure 4.3 : Tension de chaque phase.

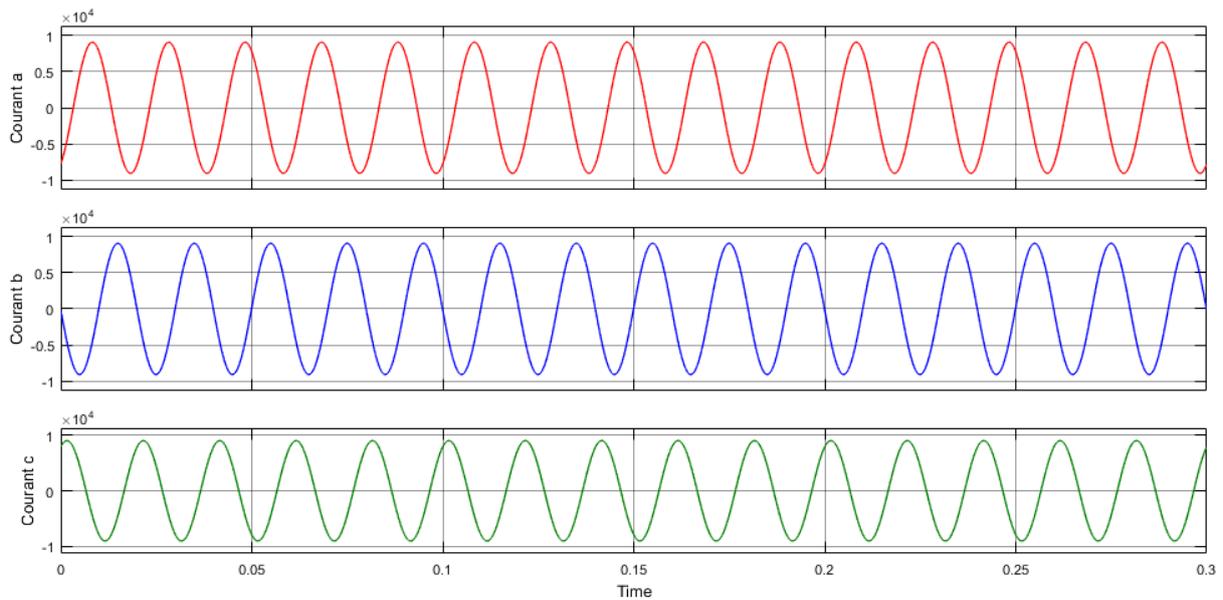


Figure 4.4 : Courant de chaque phase.

Commentaire

En fonctionnement normal, les tensions et courants sont en valeurs nominales (figure 4.3 et figure 4.4), aucun défaut n'a affecté l'alternateur et le disjoncteur est fermé.

b. En cas de défaut :

❖ Application d'un défaut sans l'intervention de la protection :

On applique maintenant un défaut à 0.15s.

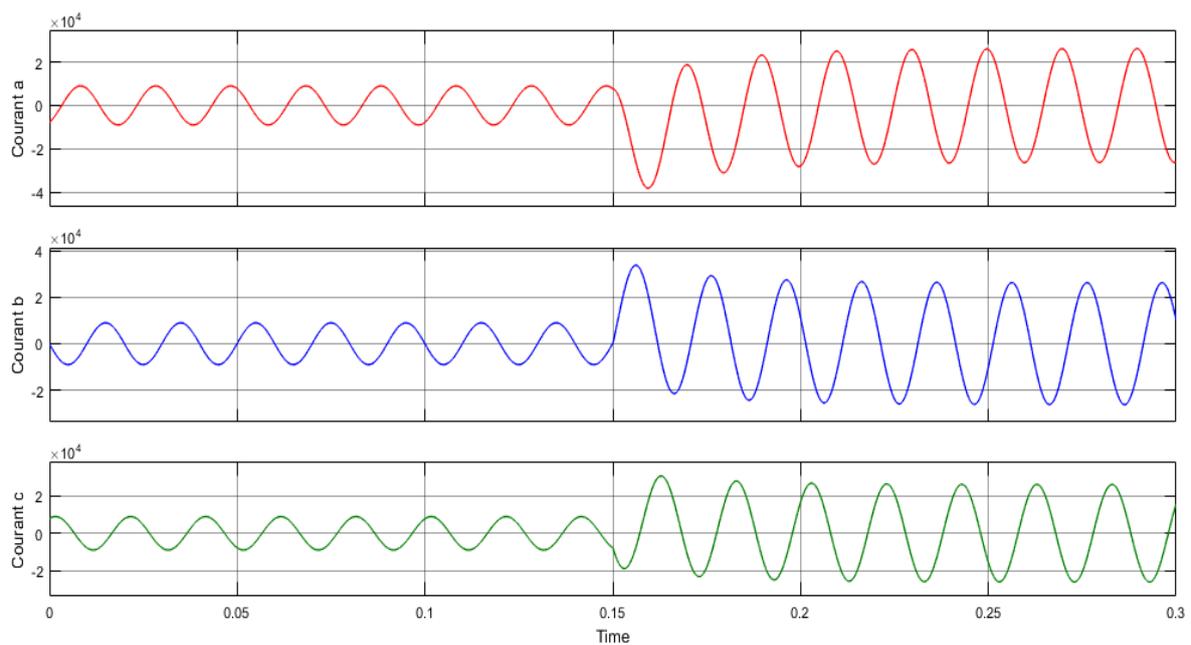


Figure 4.5 : Courant de chaque phase après apparition du défaut.

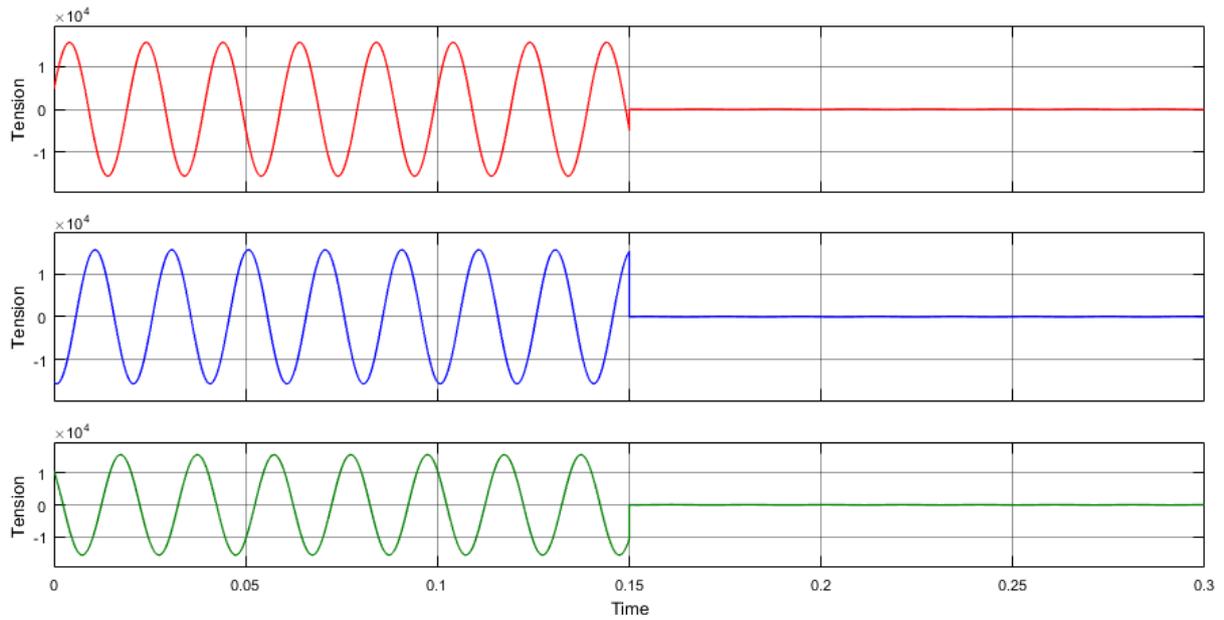


Figure 4.6 : Tension de chaque phase après apparition du défaut.

Commentaire

Dès l'apparition du défaut, le courant atteint des valeurs supérieures jusqu'à 30kA (figure 4.5) la tension chute pendant la période du défaut (figure 4.6), car le système ne peut pas fournir cette quantité de courant.

❖ Application d'un défaut avec intervention de la protection :

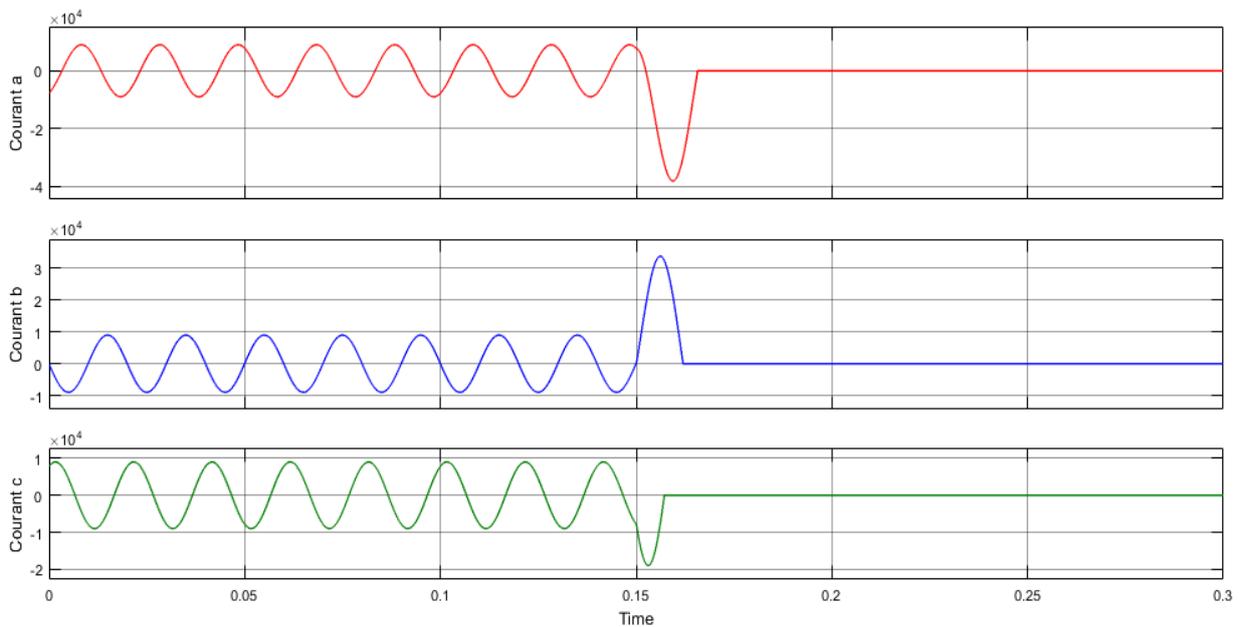


Figure 4.7: Courant de chaque phase après élimination du défaut.

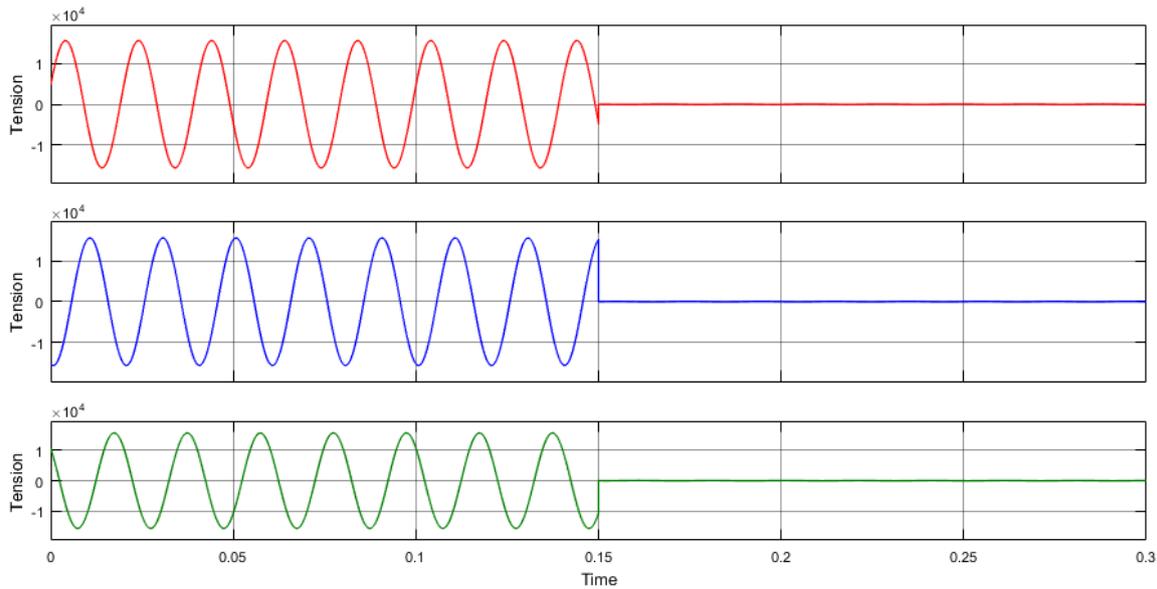


Figure 4.8: Tension de chaque phase.

Commentaire

Dès que le courant mesuré atteint le seuil de déclenchement pendant la présence du défaut à 0.15s, la protection à maximum de courant intervient pour protéger l’alternateur, la figure 4.7 illustre l’élimination du défaut.

4.4 Simulation de la protection différentielle :

Le bloc de la source de tension sur MATLAB (figure 7.9) qui est l’équivalent de l’alternateur ne nous permet pas de simuler un défaut interne.

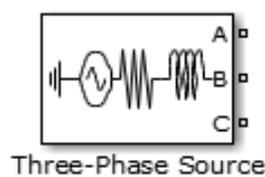


Figure 4.9 : Source de courant triphasé SIMULINK.

Pour cela on a modélisé ce bloc en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK à l’aide du modèle équivalent du stator d’une machine synchrone comme le montre la figure ci-contre

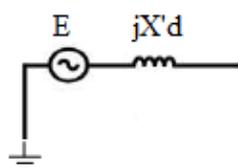


Figure 4.10 : Modèle équivalent du stator d’une machine synchrone.

Pour simuler un défaut interne au milieu du stator, on a divisé l'impédance en deux, comme le montre la figure suivante.

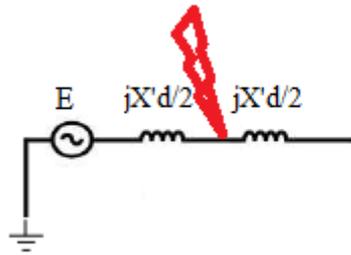


Figure 4.11 : Défaut interne au stator

La figure ci-dessous montre la simulation du schéma précédent sur SIMULINK en triphasé.

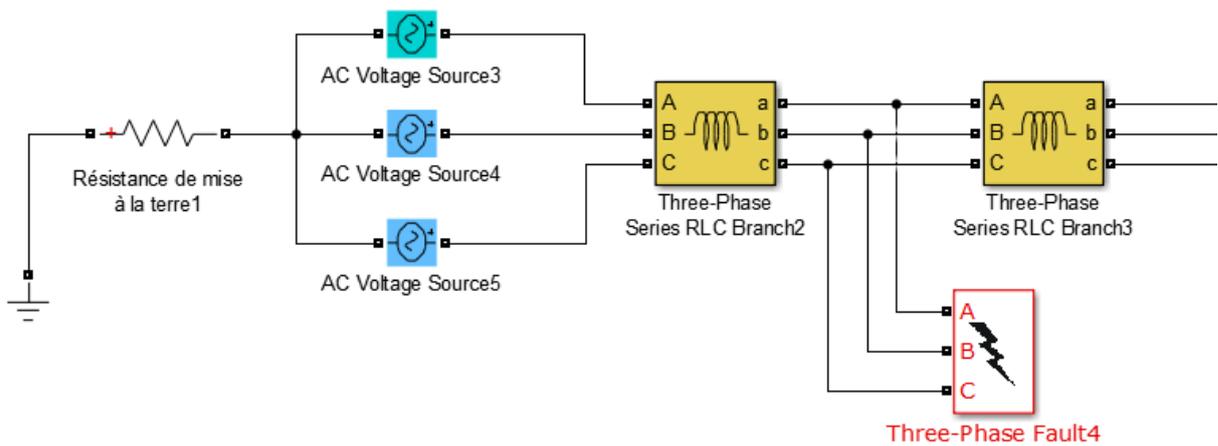


Figure 4.12 : Simulation triphasé d'un défaut interne au stator

La protection différentielle pour les alternateurs n'est pas disponible aussi sur MATLAB, on réalise le bloc de cette protection en faisant une approche de fonctionnement du relais, comme la protection précédente en utilisant plusieurs blocs de SIMULINK.

Les courants recueillis par les appareils de mesures (transformateurs de courant) entrant dans le bloc différentiel sont comparés entre les deux en utilisant des comparateurs, puis on établit la valeur absolue, cette différence est comparée avec le seuil de déclenchement afin de donner le signal de déclenchement en sortie, si la condition est réalisée.

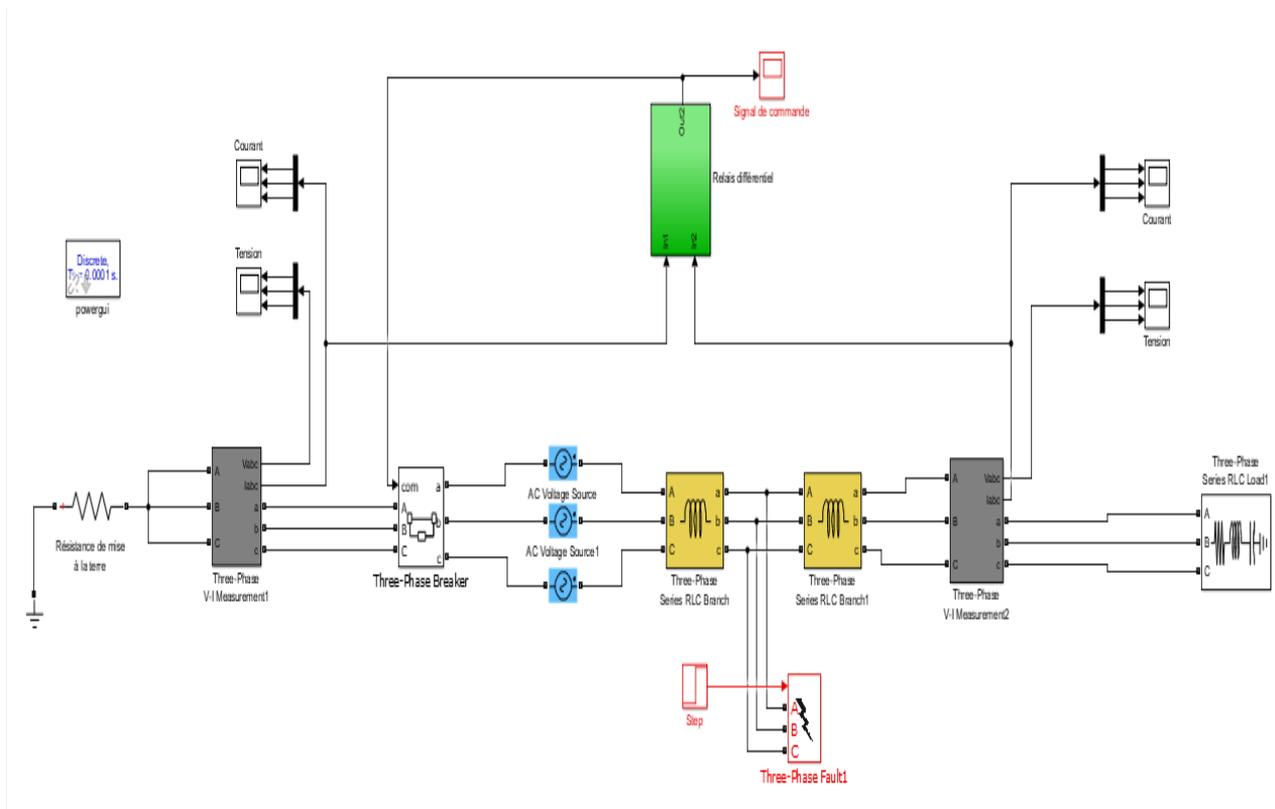


Figure 4.13 : Modèle simulé de la protection différentielle.

Le sous-système de la protection différentielle est présenté dans la figure suivant.

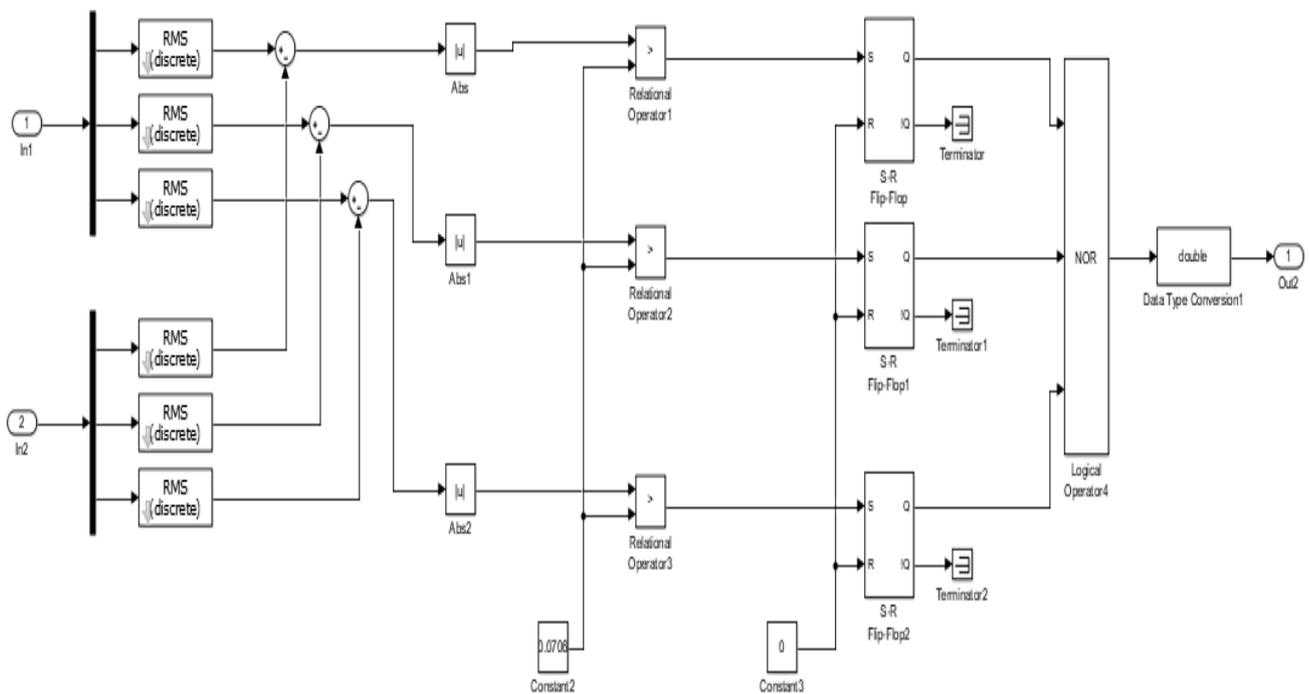


Figure 4.14 : Sous-système de la protection différentielle

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

- Fonctionnement normal.
- Défaut interne.

4.4.1 Simulation de la protection différentielle :

a. Fonctionnement normal :

La forme d'onde des trois courant de phases de l'alternateur.

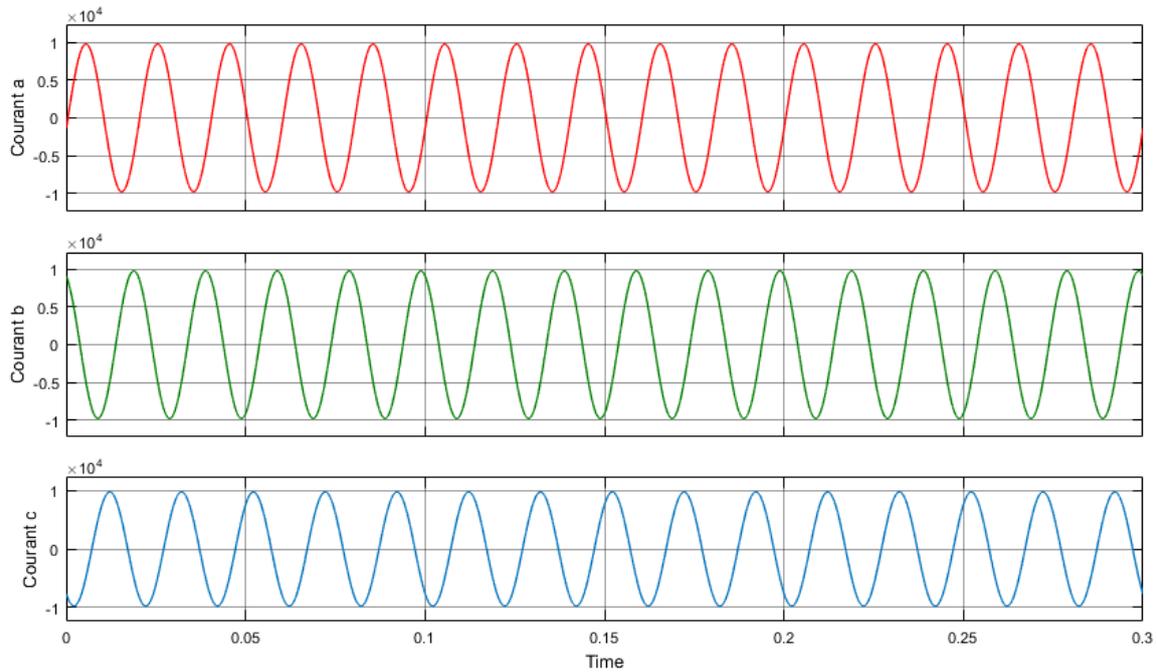


Figure 4.15 : Courant de chaque phase pour un fonctionnement normal.

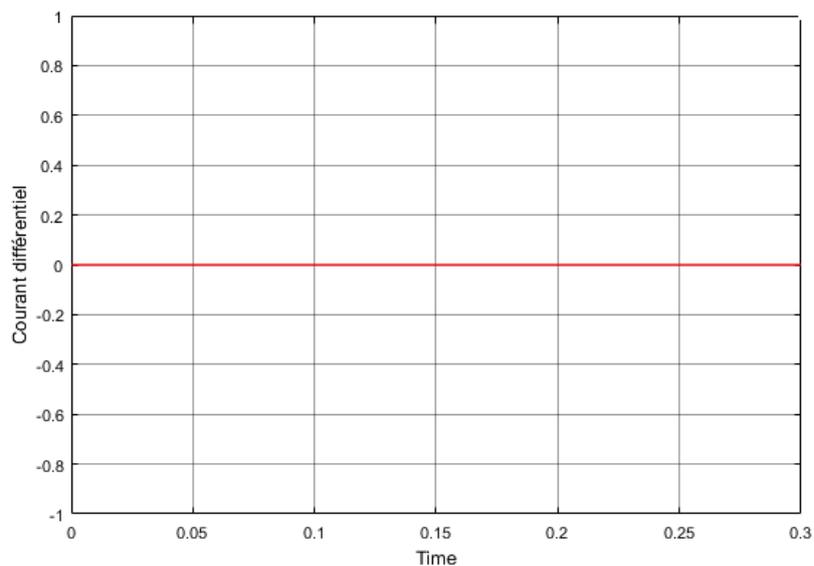


Figure 4.16 : Courant différentiel pour un fonctionnement normal.

Commentaire

En fonctionnement normal le courant est dans la valeur nominale (**figure 4.15**), le courant différentiel est nul (**figure 4.16**) car aucun défaut n'a affecté l'alternateur et le disjoncteur est fermé.

b. Défaut interne :

❖ Application d'un défaut interne sans l'intervention de la protection :

On applique un défaut interne dans l'alternateur, soit dans la zone limitée par les appareils de mesures (transformateurs de courants) à 0.15s.

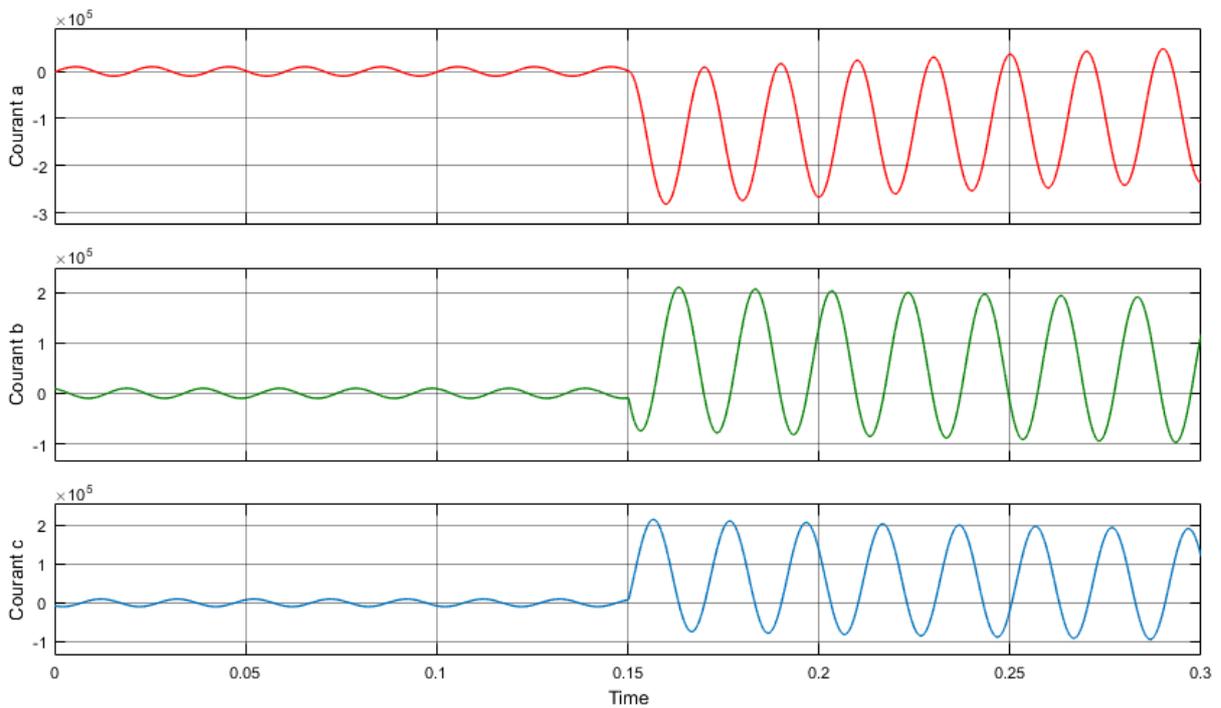


Figure 4.17 : Courants de phases en cas d'un défaut interne.

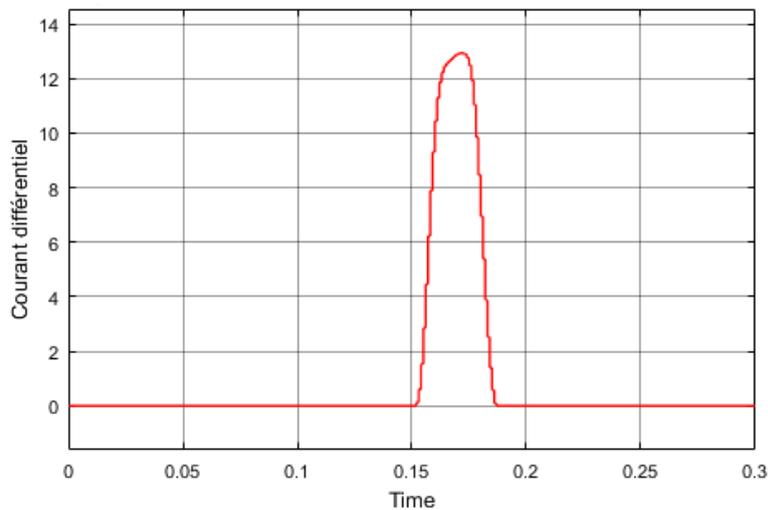


Figure 4.18 : Courant différentiel en cas d'un défaut interne.

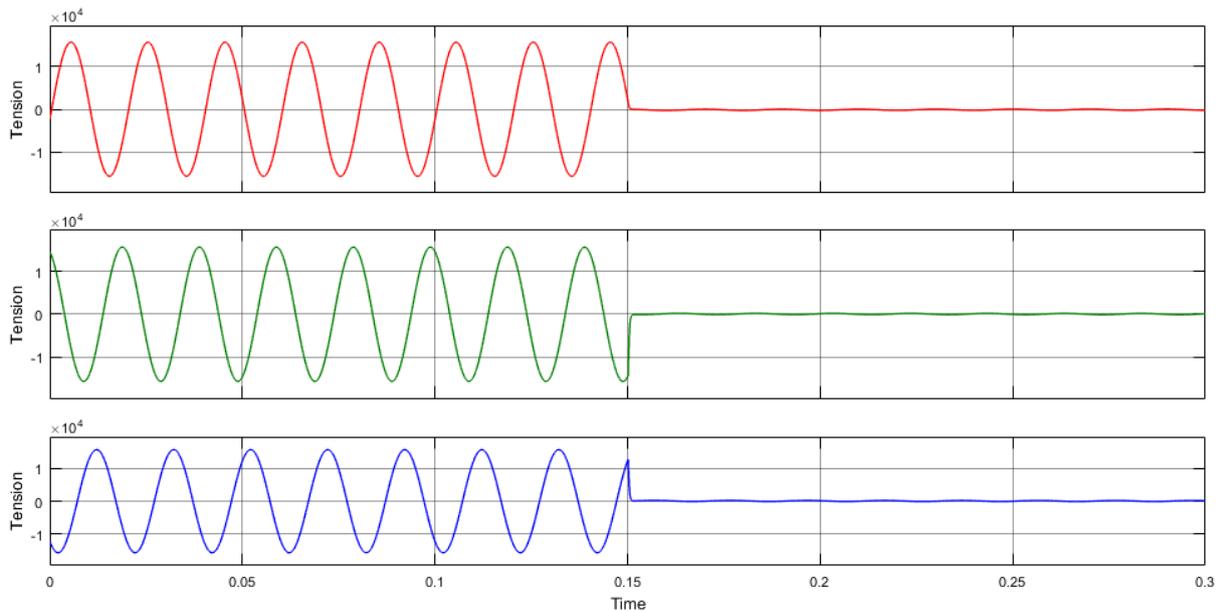


Figure 4.19 : Tension pour chaque phase en cas d'un défaut interne.

Commentaire

Dès apparition du défaut dans l'alternateur le courant différentiel atteint une valeur très élevée (figure 4.18) et dépasse le seuil de fonctionnement. Le disjoncteur doit recevoir le signal de déclenchement pour que l'alternateur soit isolé et pour que la protection intervient aussi, nous allons voir dans ce qui suit comment le défaut est éliminer

❖ Application d'un défaut interne avec intervention de la protection :

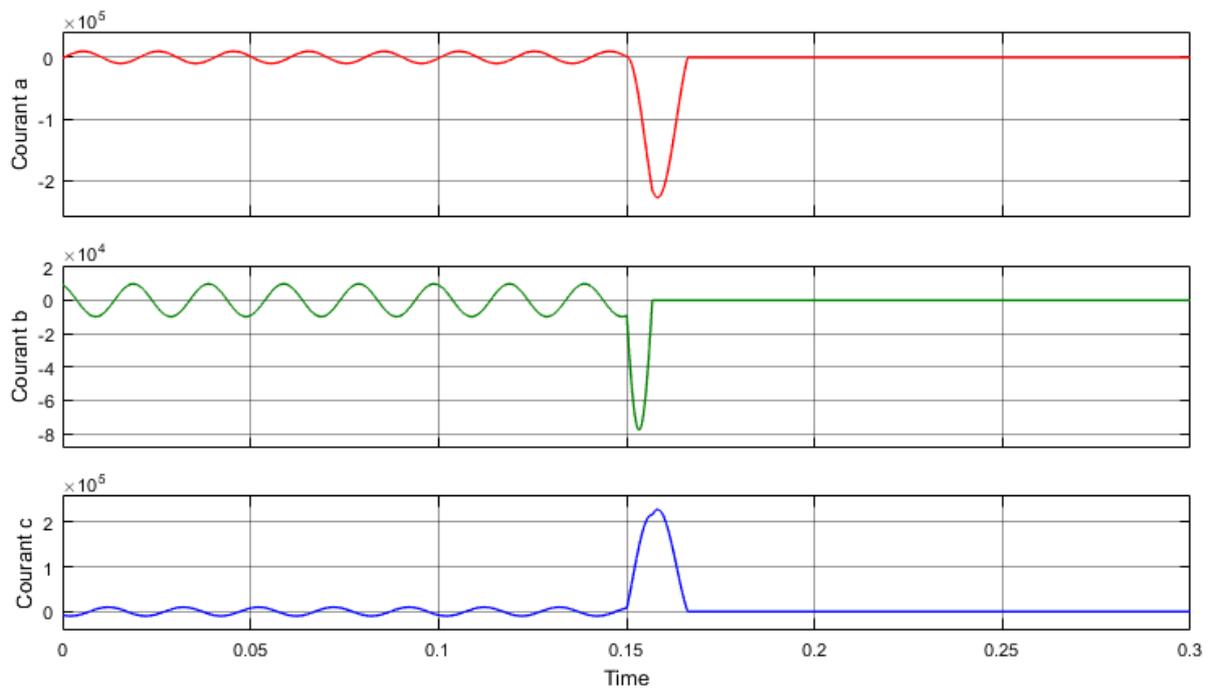


Figure 4.20 : Courant pour chaque phase après élimination du défaut.

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 :

Cette simulation permet de mieux comprendre le fonctionnement du relais de protection pour les différents défauts internes et externe. En effet, l'apport du relais de protection est crucial dès que le courant atteint le seuil de déclenchement lors de la présence d'un défaut la protection à maximum de courant s'entremêle après un petit moment alors que la protection différentielle est instantanée. On conclut que la protection différentielle est plus sélective.

Conscient de l'enjeu de l'électricité et de l'importance de l'accès à cette dernière pour les citoyens, le secteur s'est fixé comme priorité de développer tous les axes permettant de garantir la couverture à long terme, des besoins en électricité et en gaz du pays, notamment par la diversification des sources d'énergie, le développement du parc de production électrique et des infrastructures de transport et de distribution de l'électricité. [1]

L'électricité est produite dans les centrales électriques au moyen d'un turbo-alternateur à eau-vapeur ou à gaz qui actionne le générateur. En Algérie, l'entreprise SONELGAZ s'occupe de la production électrique des diverses centrales à gaz, celles à vapeur qui sont interconnectées entre elles à travers le réseau d'énergie électrique, ce dernier est réalisé pour usage industriel. Plus de 80% de l'énergie électrique nationale est produite pour usage industriel et 20 % à usage domestique.

Chaque centrale électrique possède au minimum un alternateur, qui assure la production de l'énergie électrique. Cette dernière sera transportée vers multiples usages sous forme de tension et de courant alternatif triphasé.

Les alternateurs font l'objet d'incidents de causes diverses qui risquent s'ils ne sont pas éliminés rapidement d'être préjudiciables aux personnes et au matériels. Le rôle des protections sera de limiter les conséquences du défaut, il faut donc connaître l'ordre de grandeur des courants de défaut pour pouvoir définir l'environnement des protections.

Plusieurs éléments de protection sont programmés pour protéger l'alternateur contre les défauts internes et externes, chaque élément dispose de ces propres réglages et fonctionne selon un principe unique.

La protection à maximum de courant est une protection externe qui consiste à comparer le courant mesuré à une valeur limite, tandis que la protection différentielle est une protection interne qui consiste à comparer le courant entrant et sortant d'un appareil électrique, si un défaut d'isolement entre enroulement apparaît, le courant diffère du courant sortant et nous obtiendrons une différence de courant non nulle et la protection intervient. Pour cela nous visons à modéliser ces deux protections et les simuler contre les défauts les plus fréquents en utilisant MATLAB SIMULINK.

- [1] www.energy.gov.dz (Consulté le 19 Mars 2018).
- [2] Documentation interne de la centrale.
- [3] Manuel de formation ANSALDO ENERGIA s.p.a PROJET HAMMA II TURBINE A GAZ (2x209MW), "Section II : Turbine à gaz SIEMENS V94.3A", Février 2001.
- [4] www.ansaldoenergia.com/business-lines/new-units (Consulté le 20 Mars 2018).
- [5] Manuel de formation ANSALDO ENERGIA s.p.a PROJET HAMMA II TURBINE A GAZ (2x209MW), "Section III : Générateur électrique", Février 2001.
- [6] Photo de l'ingénieur chargé de la maintenance électrique à la centrale de HAMMA, 2012.
- [7] Alessia Pierdomenico via getty image - "Tiges de cuivre avant l'utilisation ", Mars 2013.
- [8] www.omega.com/prodinfo/rtd [Consulté en Avril 2018].
- [9] Cahier Technique Schneider Electric n° 194 / p.3 - Paola FONTI, Transformateurs de Courant comment les spécifier, Grenoble: Pont de Claix - 1000, Edition Janvier 2001.
- [10] Théodore WILDI, « Electrotechnique 3^{ème} édition ». 1999
- [11] Manuel d'utilisation de la protection de la génératrice système SIEMENS – « Protection numérique pour machine, manuel d'utilisation 7UM511, 7UM512, 7UM515, 7UM516 ». Février 2001.
- [12] SONELGAZ- ETB (Ecole Technique de Blida - Support du cours REKKAB-A) "Protections Électrique des Alternateurs", Blida, 2016.
- [13] SERRADJ Mohamed & DJAOUTI Saad Allah, « Étude de la protection d'un transformateur principale », mémoire de master à l'université USDB, département génie électrique, option : machine électrique, Juin 2017.
- [14] Cahier Technique Schneider Electric n° 158 / p.3 - Benoît de METZ-NOBLAT, « calcul du courant de court-circuit », Grenoble: Pont de Claix - 1000, Edition Janvier 2001.
- [15] Cahier Technique MicroEner - André Marcel LEGRAND & Lièce AZNI, « Protection des centrales électrique MicroEner », Revu 5.
- [16] LAMALI Arezki & BETTACHE Hamza, « Etude et simulation de la protection d'un transformateur contre les défauts du réseau électrique » - mémoire de master à l'université USDB, département génie électrique, option : machine électrique, Juin 2016.
- [17] www.mathworks.com/products/simulink [Consulté le 10 Mai 2018].