

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

UNIVERSITE MOULOUD MAMMARI DE TIZI-OUZOU



FACULTE DU GENIE ELECTRIQUE ET D'INFORMATIQUE
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

**Mémoire de Fin d'Etudes
De MASTER ACADEMIQUE**
Domaine : **Sciences et Technologies**
Filière : **Génie Electrique**
Spécialité : **Réseaux électriques**

Présenté par
Sadek BELKEBIR
Mokrane AIT OUARAB

Thème
**Etude des protections électriques d'un
alternateur de la centrale de Bab
Ezzouar, défauts et amélioration**

Mémoire soutenu publiquement le 04/07/ 2017. Devant le jury composé de :

Mr M. AOUES

Maitre-assistant catégorie A, UMMTO, Président

Mr H. BESSAI

Maitre-assistant catégorie A, UMMTO, Rapporteur

Mr K. HADJ SAID

Maitre-assistant catégorie A, UMMTO, Examineur

Mr A. MIOUAT

Maitre-assistant catégorie A, UMMTO, Examineur




Remerciement

Au terme de ce modeste travail, nous tenons à exprimer nos vifs remerciements et notre gratitude, tout d'abord à notre bon dieu qui nous a accompagnés et nous accompagne toujours pour accomplir notre mission et engagements, ensuite à notre promoteur M. BESSAI Hamza pour son encadrement, sa rigueur et ses précieux conseils durant la réalisation de ce projet.

Nos remerciements s'adressent aussi à tout le personnel de la centrale de Bab Ezzouar pour leur aide et leurs précieux conseils et tous ceux qui ont contribué de loin ou de près à l'élaboration de ce mémoire.

On remercie également les membres de jury qui ont bien voulu juger ce travail.





Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

- Mes parents, et à mes frères et sœurs et leurs enfants
- Mon binôme et ami Belkebir sadek ainsi qu'à toute sa famille
- Tous les amis de ma promotion qui m'ont aidé tout le long du cursus d'étude en l'occurrence : Arezki ASA, Mouloud Hadjeras.
- Aux responsables de la centrale de production électrique de Bab Ezzouar

Mokrane Ait Ouarab

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail à

- Ma tendre épouse qui m'a soutenu tout le long de mes études
- Mes enfants Mohamed Rezki, Samy et le petit Younes
- Ma mère et à la mémoire de mon père, et à mes frères et sœurs et leurs enfants
- Mes beaux-parents et beaux-frères et ma belle-sœur et leurs enfants
- La mémoire du défunt beau-frère et ami Khodja Noureddine
- Mon binôme et ami Ait Ouarab Mokrane ainsi qu'à toute sa famille
- Tous les amis de ma promotion qui m'ont aidé tout le long du cursus d'étude en l'occurrence : Rezki ASA, Mokrane Safar, et Zahra
- Aux responsables de ma structure employeur qui ont fait confiance en moi et permis de continuer mes études et je cite : Mr k. Tiliouine et Mr A. Meddour.
- Aux collègues de travail de la centrale Bâb Ezzouar

Sadek belkebir

Sommaire

Introduction

Chapitre I : Présentation la centrale de Bab Ezzouar

1.1. Présentation de l'entreprise	1
1.2. Présentation de la centrale de Bab Ezzouar	1
1.3. Fonctionnement d'un groupe de la centrale	1
1.3.1. Démarrage d'un groupe	4
1.3.2. Présentation des différents blocs constituant un groupe	5
1.4. Les transformateurs	11
1.5. Le groupe diesel de secours	12

Chapitre II : Défauts, calcul de court circuit et dispositif de protection

2.1. Différentes perturbations touchant les réseaux électriques	13
2.2. Calcul des courants de court-circuit	17
2.2.1. Schéma simplifié d'un réseau en court circuit	18
2.2.2. Calcul selon la norme CEI60909	18
2.3. Le dispositif de protection	25
2.3.1. Les réducteurs de mesure	25
2.3.2. Les relais	28
2.3.3. Les disjoncteurs	29
2.3.4. Les sectionneurs	30
2.3.5. La sélectivité	30
2.3.6. Fonction de protection	33

Chapitre III : Les protections des alternateurs

3.1. Introduction	36
3.2. Les différentes protections de l'alternateur	36
3.2.1. Protection contre les défauts internes au générateur	36
3.2.1.1. Court circuit entre phases	36
3.2.1.2. Protection contre le déséquilibre	39
3.2.1.3. Défaut masse stator	39
3.2.1.4. Défaut masse rotor	43
3.2.1.5. Perte d'excitation	43
3.2.1.6. Protection contre la perte de synchronisme	43
3.2.1.7. Variation de tension	44
3.2.1.8. Variation de fréquence	44
3.2.2. Défaut de l'alimentation	45
3.2.2.1. Court circuit externe	45
3.2.2.2. Protection minimum d'impédance	46
3.2.3. Défaut lié à la machine d'entraînement	46
3.2.3.1. Fonctionnement en moteur	46
3.2.4. Sonde de température	47

Chapitre IV : Protection des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar	
4.1. Introduction	48
4.2. Présentation d'une tranche de production	48
4.3. Caractéristiques des alternateurs et transformateurs	49
4.4. Calcul des courants de court circuit	51
4.5. Dimensionnement des appareils de protection	54
A. Dimensionnement des disjoncteurs	54
B. Dimensionnement des sectionneurs	55
4.6. Présentation des protections des alternateurs de Bab Ezzouar	55
4.6.1. Spécification des réducteurs de mesure	57
A. Transformateur de courant	57
B. Transformateur de tension	59
4.7. Evaluation et contrôle des relais de protections alternateur du groupe de production N°01	62
4.7.1. Simulation de défaut (court-circuit triphasé)	62
4.7.2. Le simulateur (NET-SIM)	63
4.7.3. Etude pratique	64
4.7.3.1. Analyse de l'essai relais de protection MAX I	67
4.7.3.2. Résultat des tests de réglage des relais de protection alternateur	68
4.8. Propositions et suggestions d'amélioration système de protection	71
4.8.1 Amélioration technologique du système protection d'un l'alternateur	71
4.8.2 Approche économique	72
4.8.3 Schéma simplifié des protections alternateur nécessaires	73
Conclusion générale	74

Introduction

Introduction

Les alternateurs de production électrique peuvent, comme tous les appareils industriels, être sensibles aux différentes perturbations affectant leurs fonctionnements. Les incidents qui peuvent survenir sur un groupe turboalternateur engendrent son immobilisation sur un intervalle de temps allant de plusieurs heures à plusieurs semaines, occasionnant ainsi des pertes en énergies dans un réseau électrique et un coût de réhabilitation et de remise à point très important.

Ces défauts, ainsi que les conditions anormales de fonctionnement, doivent donc être détectés rapidement et spontanément pour permettre la séparation électrique entre la machine et le réseau auquel elle est raccordée afin d'arrêter la propagation du défaut vers d'autres équipements et ouvrages électriques.

Le rôle des relais de protections électriques est de détecter les différents défauts possibles, et d'élaborer les actions nécessaires de signalisation et d'ouverture des dispositifs de coupure notamment le disjoncteur de groupe reliant la machine au réseau ou/et le disjoncteur d'excitation. Toutefois ces actions doivent être sélectives et dans la plupart des cas temporisées, pour permettre une protection intelligente et plus sûre.

Notre travail se divise en quatre chapitres, dans le premier on fera une présentation de la centrale de Bab Ezzouar et une description du fonctionnement de l'un des quatre groupes de production. Ensuite, dans les deux chapitres suivants, nous décrivons les différents types de défauts électriques survenant sur un réseau, et le calcul des courts-circuits ainsi que la définition des dispositifs de protection associés à chaque type de défaut.

Le dernier chapitre est consacré au calcul des courants de court-circuit et le dimensionnement des organes de coupure et des réducteurs de mesure reliés aux différentes protections de l'alternateur du groupe de production N°01 de la centrale Bab Ezzouar, aussi une partie du travail est dédié aux tests et essais réels de réglage des seuils de signalisations et déclenchements des différents relais sur site , et ce en assistance avec les responsables de la division régulation et protection électrique de la direction du pôle centre SPE/Alger Hamma

Et pour finir, nous allons tenter de répondre aux questions suivantes :

- Les protections de l'alternateur de la centrale, sont-elles suffisantes ?
- Ne faut-il pas changer ou ajouter des protections ?
- La technologie des relais de protection existants au sein de la centrale, est-elle d'actualité ou faut-il changer de technologie pour une meilleure protection ?

Chapitre I

Présentation de la centrale de Bab Ezzouar

1.1. Présentation de l'entreprise

La société nationale de l'électricité et du gaz par abréviation SONELGAZ à été crée le 28 juillet 1969 suite à la dissolution de l'entreprise de l'électricité et du gaz algérien EGA.

L'entreprise gardait son statut juridique d'entreprise publique économique jusqu'au 14 décembre 1991 devenant à partir de cette date-là, une entreprise publique à caractère industriel (EPIC SONELGAZ).

Sonelgaz est l'opérateur historique dans le domaine de la fourniture des énergies électriques et gazière en Algérie. Ses missions principales sont la production, le transport et la distribution de l'électricité ainsi que le transport et la distribution du gaz par canalisations.

Elle est aujourd'hui, érigée en groupe industriel composé de 31 filiales et 9 sociétés en participation. Elle emploie plus de 56 500 travailleurs.

La capacité de production d'électricité de Sonelgaz était de 17088 MW en 2015, mais celle-ci est prévue à augmenter pour la période 2015-2019 avec la mise en service de 16 turbines à gaz mobiles dont la puissance est de 320 MW, 06 centrale turbine à gaz avec une capacité de production de 3058 MW et 09 centrale à cycle combiné de puissance 10772 MW. [1]

1.2. Présentation de la centrale de BAB EZZOUAR

La centrale de Bab Ezzouar est une centrale thermique turbine à gaz, elle est située à 15 Km à l'est d'Alger. Elle occupe une superficie totale d'environ 21000 m² dont 5000 m² sont réservés aux machines et annexes.

Elle a été mise en service le mois d'avril 1978 par le constructeur **C.E.M** Compagnie Electromécanique de France, par visas du constructeur de l'équipement **A.B.B** Asia Brown Boveri, elle comprend quatre groupes turbines à gaz identiques, elle est de type 9D2 Brown Boveri dont la puissance unitaire est de 27 MW soit un total de 108 MW.

1.3. Fonctionnement d'un groupe de la centrale

La centrale thermique fonctionne en transformant l'énergie calorifique en énergie mécanique et l'énergie mécanique en énergie électrique. Cette transformation s'effectue grâce au groupe turbocompresseur alternateur.

Un groupe de production est constitué d'un ensemble d'organes ou systèmes qui peuvent être divisés comme suit :

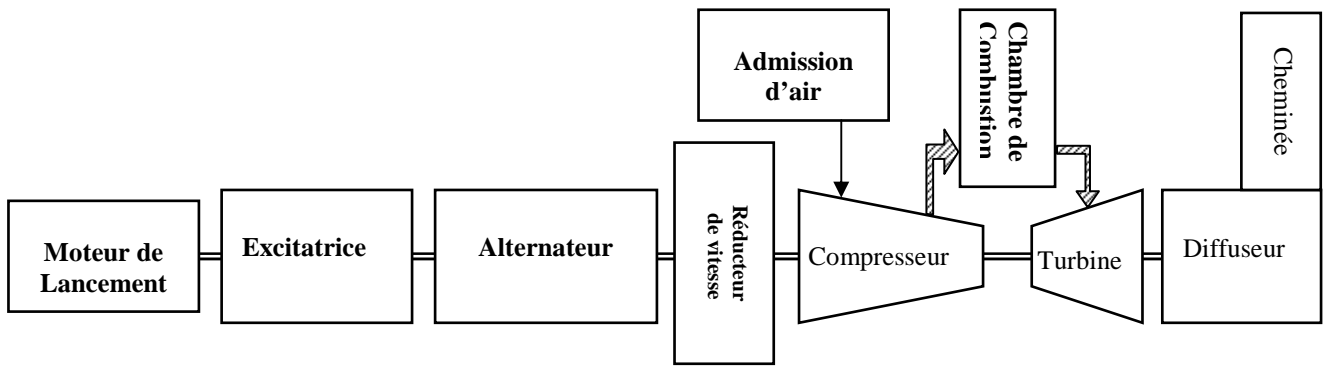


Figure I.1: schéma simplifié des principaux organes constituant un groupe de production

Groupe Turbo-Alternateur 9D2

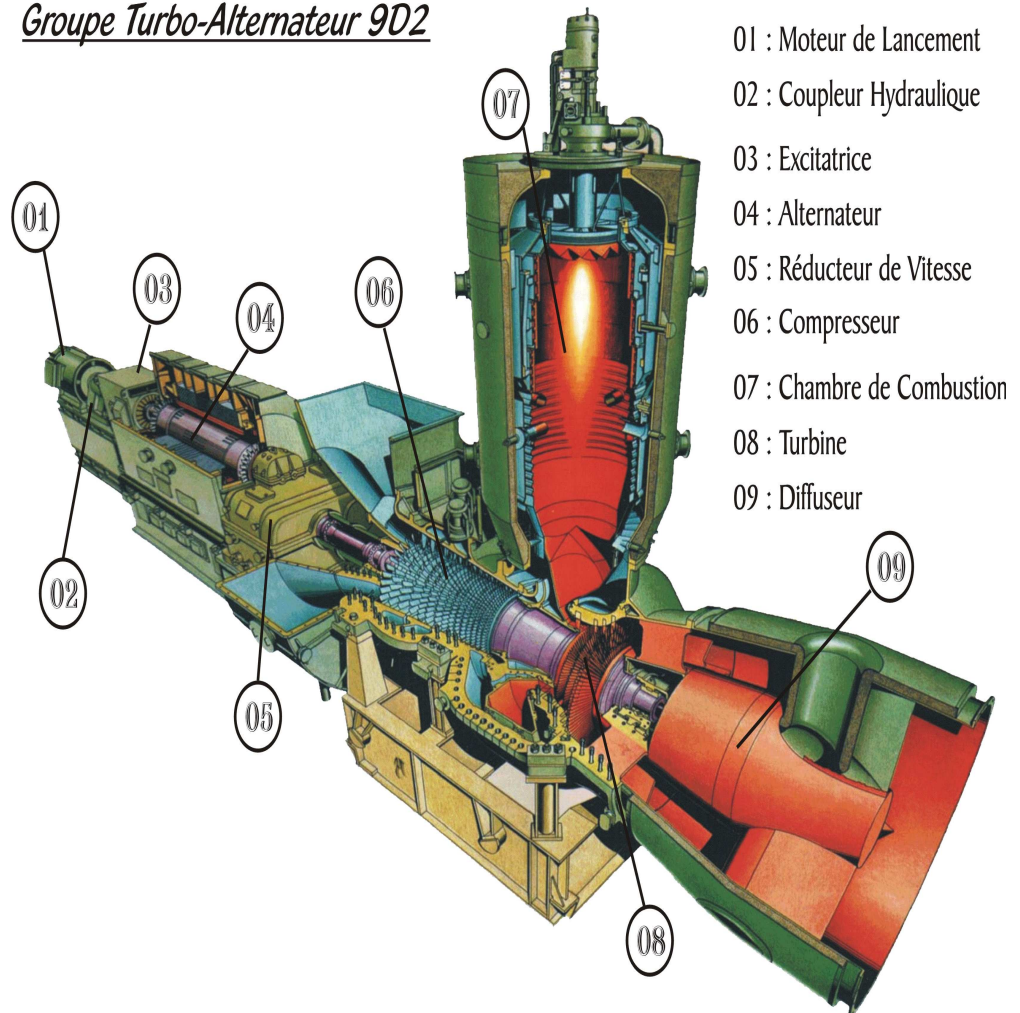


Figure I.2. Groupe turboalternateur de type 9D2

1.3.1. Démarrage d'un groupe

On alimente le moteur de lancement à partir du réseau à travers un transformateur auxiliaire 11.5KV/ 0.4KV.

Le couple moteur est transmis à la ligne d'arbre par l'intermédiaire du coupleur hydraulique.

Le compresseur axial comportant des ailettes, aspire l'air ambiant à travers le caisson de filtration et le comprime jusqu'à 8 bars. L'air comprimé est admis dans la chambre de combustion par une conduite. En plus de servir au mélange gazeux de combustion, une partie de cet air va servir au refroidissement de l'arbre de la turbine et les briques métalliques de la chambre, ainsi que pour centrer la flamme.

A la sortie de la chambre, les gaz chauds ayant atteint la température d'environ 850°C, se détendent dans la turbine produisant l'énergie mécanique nécessaire pour la mise en rotation de l'arbre. Ces gaz s'échappent vers la cheminée par un diffuseur axial pour être rejetés à l'extérieur.

La mise au régime de la turbine est assurée d'une part, par sa propre accélération et d'autre part par le moteur de lancement. Ce n'est qu'après que la vitesse ait atteint l'ordre de 2000tr/mn, que la turbine assure la rotation seule, la vitesse augmente progressivement et proportionnellement au débit du combustible.

La vitesse synchrone de la ligne turbocompresseur est de 4473tr/mn environ. L'alternateur reçoit le mouvement de rotation de la turbine et tourne à une vitesse réduite de 3000tr/mn et cela grâce à un réducteur de vitesse monté sur la plaque de base commune entre l'arbre alternateur et l'arbre turbocompresseur.

Le rotor de l'alternateur étant excité, c'est à partir de là qu'il débite l'énergie reçue par rotation en énergie électrique sous une tension de 11,5kV sur le réseau national et cela via le transformateur principal de puissance 11,5kV / 63kV

Remarques

En marche normale, à vitesse constante, le débit du compresseur est pratiquement constant, la puissance produite est déterminée par le débit du combustible : plus celui-ci augmente, plus la température de gaz à l'entrée de la turbine s'élève. Après l'arrêt du groupe, il y a lieu de mettre le vireur en marche. Cette opération permet un refroidissement de l'arbre d'une façon régulière en évitant son fléchissement.

Pour la phase de démarrage et après l'arrêt du groupe, l'arbre de la turbine est soulevé sur des paliers par l'huile à une pression élevée grâce à une pompe de soulèvement prévue à cet usage, ce qui élimine tout contact métallique et réduit la puissance absorbée pour le démarrage ou le virage.

En absence du réseau, la centrale est équipée d'un groupe électrogène diesel prévu pour fournir la puissance électrique nécessaire durant la phase de démarrage (moteur de lancement + auxiliaires).

1.3.2. Présentation des différents blocs constituant le groupe [2]

1.3.2.1. Bloc de lancement

Ce bloc se compose d'un moteur de lancement et d'un coupleur hydraulique

1.3.2.1.1. Moteur de lancement

Le moteur de lancement est le premier responsable du lancement du groupe. Son rôle est de permettre le lancement de l'arbre turbine compresseur progressivement et ceci jusqu'à ce que la turbine ait un couple d'entraînement suffisant pour son propre fonctionnement soit environ 2000tr/min.

Caractéristiques du moteur de lancement

Moteur de lancement	
Type	CURACEM MAF 500 SM/2
Puissance nominale	600 KW
Tension nominale	380V
Intensité nominal	1072A
Vitesse nominale	2950t/mn
Fréquence	50 Hz
Protection	IP 55
Isolement	Classe F
Poids	2500 Kg
Année	1976

1.3.2.1.2. Coupleur hydraulique

Dès que le moteur de lancement atteint la vitesse de 2948 tr/mn le coupleur est rempli d'huile par une pompe, le couple mécanique est ainsi transmis à l'arbre turbocompresseur.

Dès que la turbine aura atteint la vitesse lui permettant d'avoir son propre couple et la possibilité de tourner seule, le coupleur est vidé de son huile engendrant le désaccouplement du moteur de lancement de l'arbre.

1.3.2.2. Bloc alternateur et système d'excitation

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

Dans la centrale de BAB EZZOUAR on trouve quatre (04) alternateurs.

1.3.2.2.1. L'alternateur

L'alternateur est accouplé au bloc thermique par l'intermédiaire d'un réducteur de vitesse, il reçoit l'énergie mécanique de la ligne d'arbre du turbocompresseur et la transforme en majorité en énergie électrique.

L'alternateur de la centrale BZC est un alternateur à pôles lisses dont les caractéristiques sont :

Alternateur	
Type	WY141061 LT
Puissance apparente nominale	37MVA
Tension nominale	11.5 KV
Intensité nominal	1858 A
Vitesse nominale	3000 tr/min
Fréquence	50 Hz
Couplage	Y
Nombre de pôles	2
Nombre de phases	3
Nombre d'encoche	54
Type de refroidissement	Air - Eaux - Air
Tension nominale d'excitation	210 V
Intensité nominale d'excitation	760 A
Facteur de puissance	0.8

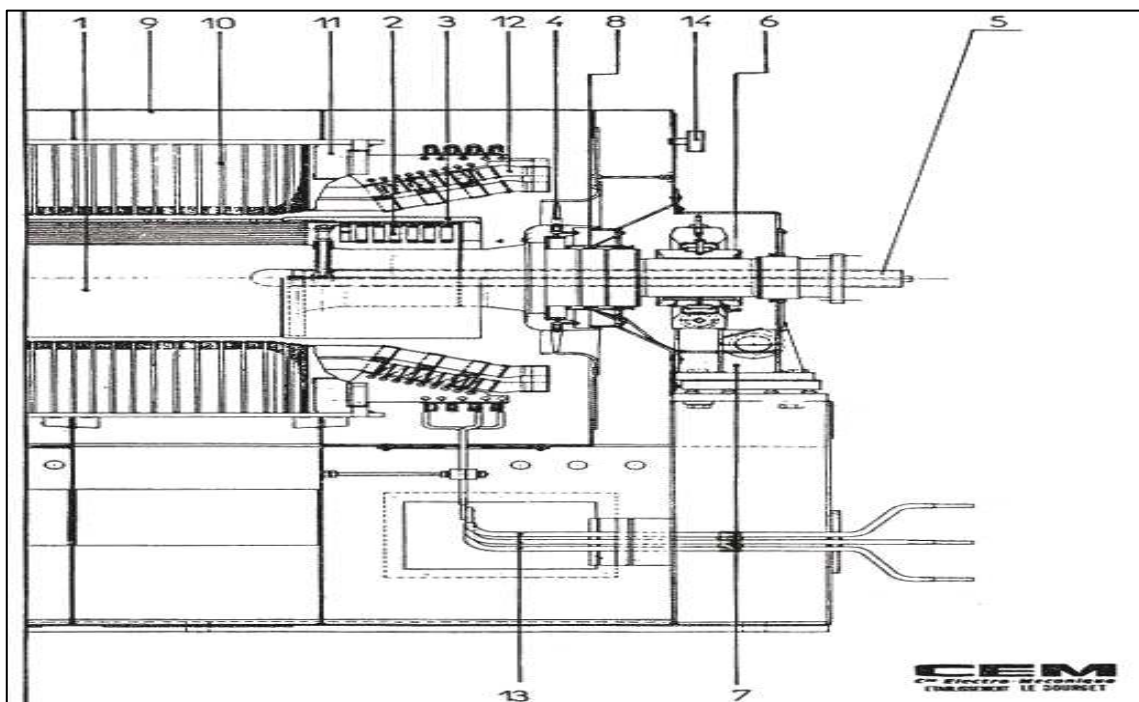


Figure I.3 : Schéma en coupe d'un alternateur de la centrale

Nomenclature du schéma de l'alternateur

Numéro	Désignation
01	Rotor
02	Bobinage rotor
03	Capot rotor
04	Ventilateur axial
05	Alimentation du bobinage rotor
06	Palier
07	Chaise palier
08	Défecteur d'huile
09	Carcasse
10	Empilage de tôles
11	Plaque de pressage
12	Tête de bobine stator
13	Bornes
14	Filtre de compensation des fuites d'air

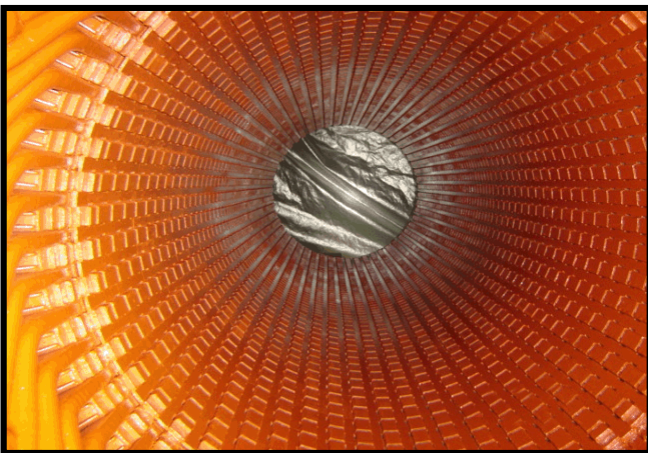


Figure I.4 : Stator alternateur

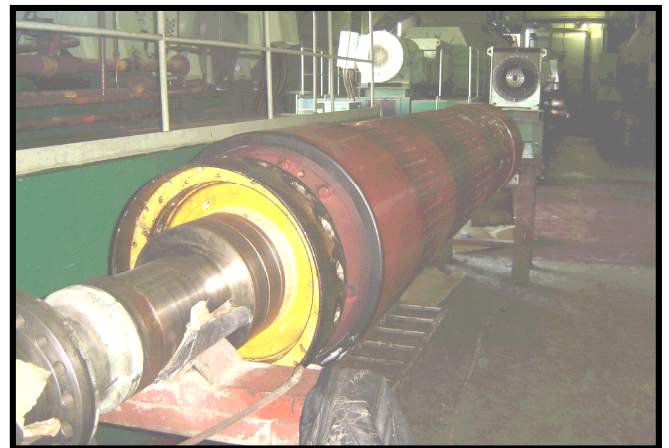


Figure I.5 : Rotor alternateur

1.3.2.2.2. Système d'excitation [3]

L'excitation de l'alternateur est réalisée par un système à diodes tournantes au bout de l'excitatrice principale et une excitatrice auxiliaire solidaire à l'arbre de l'alternateur principal.

Le système d'excitation est donc composé de deux excitatrices qui sont :

- **Excitatrice pilote**

Elle est prévue pour rendre la fonction d'excitation entièrement indépendante des autres circuits électriques. Celle-ci est entraînée par l'arbre principal, elle a un rotor à pôles saillants en aimant permanent et produit à son stator l'énergie nécessaire à l'alimentation de l'excitatrice principale.

Sa tension est redressée par un pont de thyristors, ce qui permet le réglage de l'excitation de l'alternateur.

- **Excitatrice principale**

L'excitatrice principale est du type sans balais, elle est excitée à son tour sur son stator par l'excitatrice pilote qui génère un courant alternatif à son rotor qui est redressé par des diodes tournantes. Ce courant sera réglé à travers un régulateur de tension pour exciter à son tour l'alternateur.

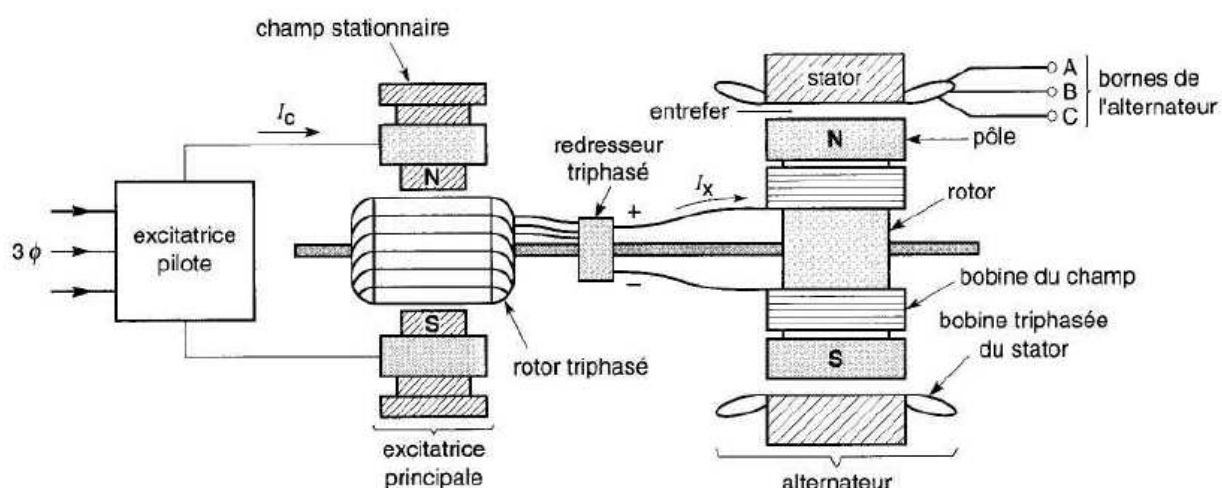


Figure I.6 : Système d'excitation de l'alternateur

Caractéristiques

Excitatrice principale	
Type	WBT 74/208-30A2S
Puissance	160 KW
Tension	210 V
Intensité	760 A
Vitesse	3000 tr/min

1.3.2.3. Bloc réducteur de vitesse et vireur

1.3.2.3.1. Réducteur de vitesse

Le réducteur de vitesse est constitué pour accoupler rigidement l'arbre de la turbine à l'arbre de l'alternateur par deux roues à engrenages hélicoïdales appelés « pignons », son rapport est de 4773/3000 tr/mn.

3.2.3.2. Vireur

Lors de l'arrêt du groupe et durant toute la période de refroidissement, l'arbre est entraîné par un système (moto vireur) afin d'éviter son fléchissement.

Caractéristique du moteur vireur

Moteur vireur	
Type	CONTRAUES GN 3013E
Puissance	160 KW
Tension	125 VCC
Vitesse	865 tr/min

1.3.2.4. Bloc thermique

1.3.2.4.1. Système d'admission d'air

La gaine d'aspiration d'air est conçue de telle manière à permettre l'aspiration d'un débit d'air constant cependant lors du démarrage de la turbine à gaz ou le besoin d'air est moins important qu'en marche régulière, des soupapes anti-pompage ont été installées afin de permettre l'échappement de l'excès d'air.



Figure I.7 : Système d'admission d'air centrale Bab Ezzouar

1.3.2.4.2. Le compresseur

Le rôle du compresseur est d'augmenter la pression de l'air aspiré en diminuant le volume qu'il occupe.

Caractéristique du compresseur

Compresseur	
Sens de roulement	Axial
Nombre d'étage fixes	17
Nombre d'étage mobiles	15
Rendement	89,108%
Vitesse de rotation	4473 tr/min
Pression de refoulement de gaz	8 bars

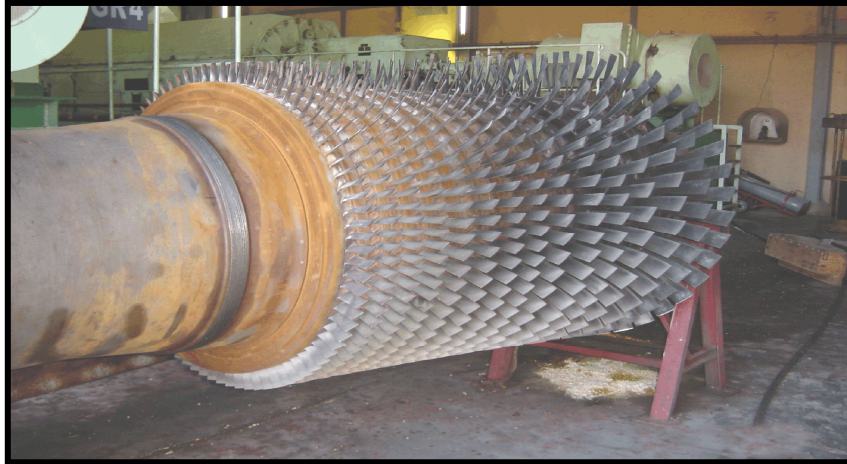


Figure I.8 : Compresseur de la centrale de Bab Ezzouar

1.3.2.4.3. Chambre de combustion

La chambre de combustion est prévue pour brûler du gaz ou du combustible liquide (fuel), elle est montée verticalement sur la bride d'admission turbine.

Elle est construite en tôle d'acier, et a pour rôle d'ajouter de la chaleur au flux d'air.

Caractéristiques de la chambre de combustion :

Chambre de combustion	
Nombre de chambre	(01) Une par groupe
Nombre de brûleur de combustion	Un brûleur mixte
Température de la flamme	1800 °C
Température d'échappement	500 °C
Température entrée turbine	950 °C

1.3.2.4.4. La turbine

Les gaz chauds entrent dans la turbine par bâti spéciale et sont repartis sur toute la périphérie de la première grille d'aubes fixes. Ils se détendent dans la turbine en produisant l'énergie mécanique nécessaire à la mise en rotation de la ligne d'arbre. Les étages d'ailettes exposés aux hautes températures sont refroidis par une partie de l'air provenant du compresseur.

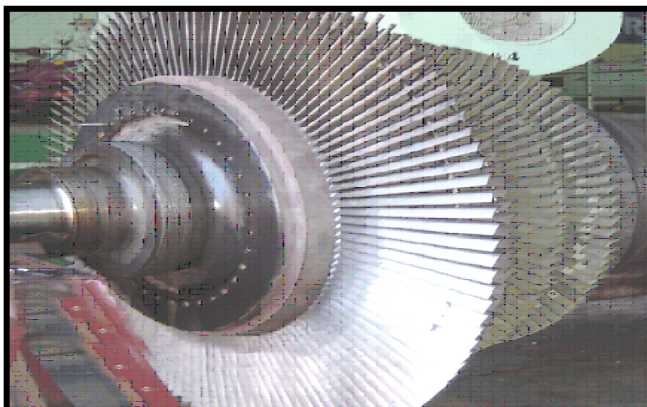


Figure I.9 : Turbine de la centrale de Bab Ezzouar

Caractéristiques de la turbine :

Turbine	
Type	9D2
Ailettes	A réaction
Sens d'écoulement des gaz	Axial
Nombres d'étages fixes et mobiles	4
Vitesse de rotation	4473 tr/min
Débit des gaz d'échappement	152 Kg /s
Température des gaz d'échappement	550°C
Température à l'admission turbine	850°C

1.3.2.5. Bloc d'échappement

Les gaz d'échappement sont conduits après la turbine axialement dans le diffuseur qui est formé d'un cône double comprenant des trous permettant l'accès au dernier palier du bloc thermique. Des déflecteurs placés dans la partie inférieure de la cheminée dirigent ces gaz vers le haut à travers des silencieux résistant aux hautes températures.

1.4. Les transformateurs [4]**1.4.1 Transformateur principal**

On trouve au sein de la centrale, quatre transformateurs élévateurs (11.5kV/63kV) et quatre autres abaisseurs appelés transformateurs auxiliaires, assurant l'alimentation du circuit électrique interne de la centrale.

Caractéristique transformateur principal

Transformateur principal	
Type	N.TRV
Fréquence	50 Hz
Puissance nominale	37MVA
Courant nominal enroulement HT	339 A
Courant nominal enroulement MT	1858 A
Rapport de Tension à vide	11.5 / 63 kV
Enroulement HT	Couplage étoile
Enroulement MT	Couplage triangle

1.4.2 Transformateur auxiliaire ou de soutirage

C'est un transformateur abaisseur à bain d'huile, permet l'alimentation des auxiliaires du groupe et le jeu de barre prioritaire ; il est raccordé côté primaire aux cellules moyennes tension, et le secondaire aux cellules basse tension par l'intermédiaire des disjoncteurs des auxiliaires BT du groupe et le jeu de barre prioritaire.

Caractéristique transformateur auxiliaire

Transformateur auxiliaire	
Isolement	Huile
Fréquence	50 Hz
Puissance nominale	1250 kVA
Tension nominale enroulement MT	11.5 KV
Tension nominale enroulement BT	400 V
Rapport de Tension à vide	11.5 KV / 400 V

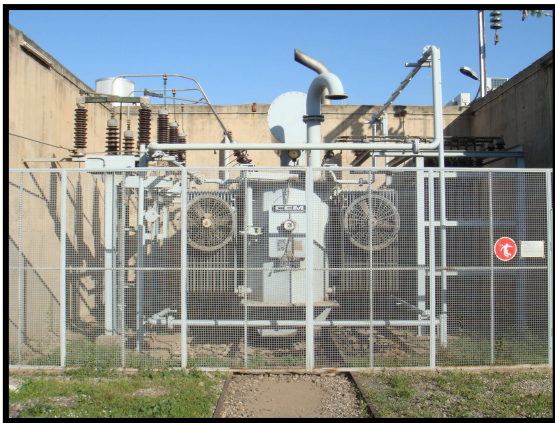


Figure I.10: Transformateur Principal 11.5/63kV

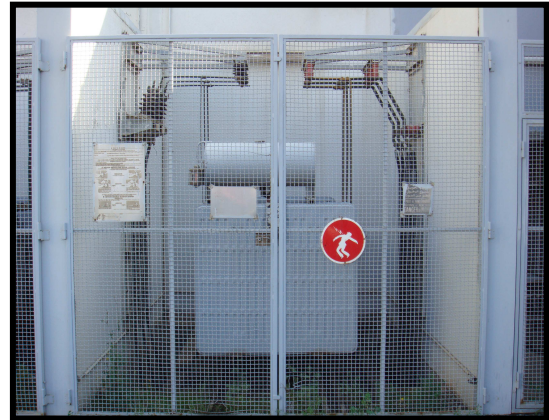


Figure I.11: Transformateur auxiliaire 11.5/0.4kV

1.5. Groupe diesel de secours

La centrale de Bab ezzouar dispose d'un groupe électrogène, destiné à alimenter le tableau des auxiliaires lorsque le jeu de barre alimentant ceux-ci n'est plus sous tension (Black out...), et permet ainsi le démarrage d'une tranche de production.

Le groupe démarre automatiquement après la perte du réseau.

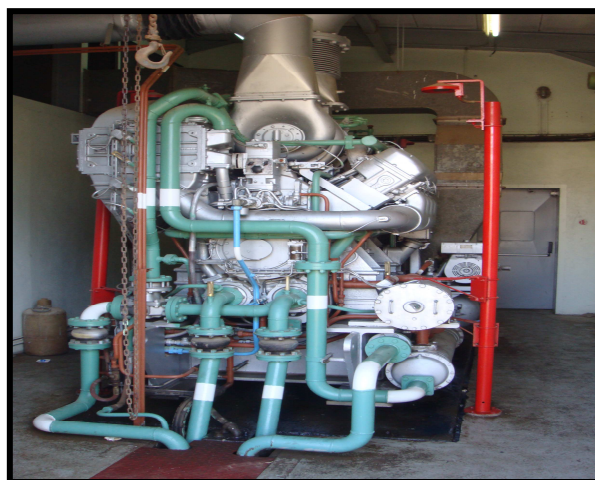


Figure I.12 : Groupe diesel de secours.

Chapitre II

Défauts, calcul des courants de courts circuits et dispositifs de protection

Introduction :

Les réseaux électriques peuvent être le siège de nombreux incidents dus à l'apparition de différentes perturbations liées soit au réseau lui-même, soit à des phénomènes extérieurs.

Nous allons dans ce chapitre voir les différents défauts sur les réseaux, car ceux-ci peuvent dans certains cas constituer un danger pour l'alternateur, et donc les comprendre permettra de bien saisir le principe de fonctionnement de certaines protections de l'alternateur.

2.1. Différentes perturbations touchant les réseaux électriques

2.1.1. Les courts circuits

Le court-circuit se traduit par une réduction de l'impédance entre les phases ou entre, la phase et la terre à zéro, ou à une petite valeur, ce qui engendre, ainsi, une augmentation importante de l'intensité du courant.

Ces courts-circuits sont causés par des agents de nature externes tels que les coups de foudres, les orages, les animaux, la croissance des plantes, ou de nature internes : fausses manœuvres, défauts dans les machines.

2.1.1.1. Nature des courts circuits

A. Courts-circuits monophasés

Les défauts monophasés sont les défauts les plus fréquents, ils résultent de la mise en contact d'un conducteur à la terre.

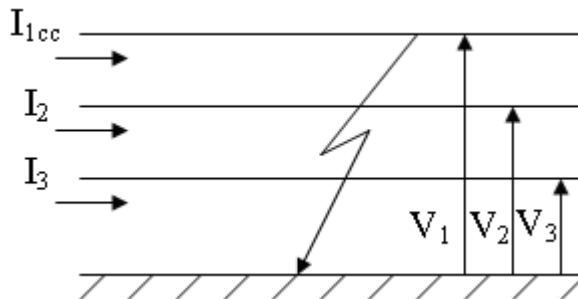


Figure II.1 : Schéma d'un défaut monophasé

B. Courts-circuits biphasés

C'est la mise en contact de deux conducteurs.

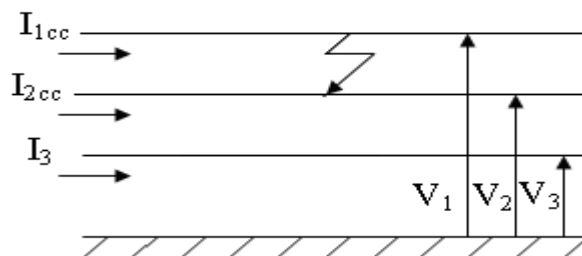


Figure II.2 : Schéma d'un défaut biphasé

C. Courts-circuits biphasés- terre

C'est la mise en contact de deux conducteurs se trouvant à la terre (figure ci-dessous).

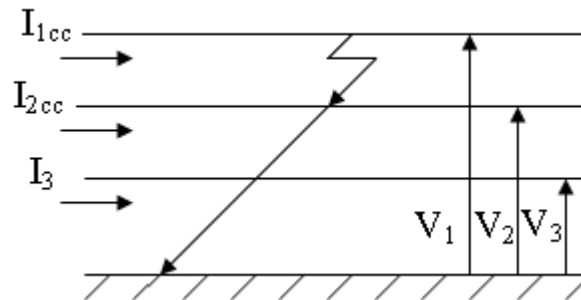


Figure II.3 : Schéma d'un défaut biphasé- terre

D. Courts-circuits triphasés

C'est la mise en contact de trois phases.

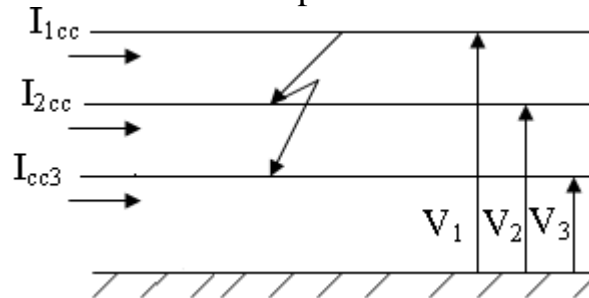


Figure II.4 : Schéma d'un défaut triphasé

2.1.1.2. Conséquences des courts-circuits [5]

Parmi les effets des courts-circuits, on peut citer :

- A l'endroit du court-circuit un arc électrique apparaît et entraîne l'échauffement des conducteurs créant, ainsi, la détérioration des isolants ; ce qui provoque à la longue, leurs claquages.
- Apparition d'une surintensité.
- Apparition d'efforts électrodynamiques avec déformation des jeux de barres et arrachement des câbles.
- Chute de tension qui provoque le décrochage des machines
- Déséquilibre du réseau.
- Pertes de synchronisme.
- Influence sur les lignes de télécommunication.

2.1.2. Les surtensions

On appelle surtension toute tension en fonction du temps, qui dépasse la tension de crête du régime permanent.

2.1.2.1 : Causes des surtensions

Les surtensions sont dues à différentes causes :

- **Causes internes**
- Déclenchement ou extinction des courants inductifs ou capacitifs
- Arrachage d'un arc électrique
- Commutation de l'électronique de puissance
- Apparition ou disparition d'un défaut
- Perte de charge

- **Causes externes**

Une foudre touchant directement ou indirectement une ligne électrique.

2.1.3. Les surcharges [5]

La surcharge est caractérisée par l'augmentation de la valeur de la puissance demandée, ainsi que celle du courant appelé sur la ligne d'alimentation au delà de la valeur nominale.

2.1.3.1. Conséquences

L'augmentation de la puissance appelée est traduite par un appel de courant plus important, qui engendre l'augmentation de la température de l'installation au delà de ses limites normales de fonctionnement. Cette augmentation de température provoque l'usure des isolants qui entraîne à la longue, leurs claquages ainsi que l'apparition d'autres défauts.

2.1.4. Déséquilibre [6]

On parle de déséquilibre dans un système triphasé lorsque les trois tensions de ce dernier ne sont pas égales en amplitudes et/ou ne sont pas déphasés les uns par rapport aux autres de 120° .

2.1.4.1. Causes de déséquilibre

Le déséquilibre est causé par :

- Le court-circuit.
- La rupture de phase.
- Le mauvais fonctionnement du disjoncteur.

2.1.4.2. Conséquences

Les conséquences du déséquilibre sont :

- Echauffement des conducteurs.
- Vibration des machines tournantes.

2.1.5. Harmoniques [7]

Les courants et tensions harmoniques sont des courants ou tensions parasites du réseau électrique. Ils déforment l'onde de courant ou de tension. Ils sont caractérisés par leurs fréquences qui sont des multiples de la fréquence du réseau (50Hz).

Les courants harmoniques sont dus aux transformateurs d'intensité, aux arcs électriques (four à arc) et surtout aux redresseurs et convertisseurs statiques (électronique de puissance).

Les tensions harmoniques sont dues à la circulation des courants harmoniques dans les impédances du réseau.

2.1.5.1. Conséquences

Les conséquences engendrées par les harmoniques sont :

- L'augmentation de la valeur efficace du courant.
- La circulation d'un courant dans le neutre pouvant être supérieur au courant de phase.
- La saturation des transformateurs.
- Le déclenchement intempestif des appareils de protection.
- Des mesures fausses.

Défauts électriques sur les alternateurs et leurs impacts sur le processus de production :

Défaut	Conséquences sur l'alternateur			Conséquences sur le processus	
	Effet	Temps	Act	Fonctionnement	Temps
Origine interne					
Masse du stator	Dégradation de l'isolation	0,1 s	D	Perte de fonction production	-
Court-circuit entre phases du stator	-Fusion des conducteurs -Fusion du circuit magnétique	0,1 s	D	Perte de la fonction production	-
Perte d'excitation	-Contraintes de torsion -Echauffement des conducteurs	Quelques secondes	D	- Variation importante de la tension - Perte de la fonction production	Quelques secondes
Masse du rotor	Défaut 1 : -Pas de conséquence Défaut 2 : - Fusion des	0,1 s	A D	Perte de la fonction production	-

	conducteurs - Fusion du fer				
Origine externe					
Court-circuit liaison alternateur-TP a la masse	(Voir masse du stator)	0,1 s	D	Perte de la fonction production	-
Court-circuit triphasé liaison alternateur-TP	-Efforts importants sur conducteurs -Echauffements	0,1 s	D	Perte de la fonction production	-
Court-circuit liaison TP-système HT	-Efforts sur conducteurs -Echauffements	Quelques Secondes	I	Elimination du défaut sur l'ouvrage concerné	0,1 s à quelques secondes
Surcharge	Echauffement des conducteurs	Quelques minutes	A	Rétablissement de l'équilibre des charges (puissance réactive)	Quelques minutes
Perte de synchronisme	-Contraintes de torsion - Echauffement des conducteurs	Quelques minutes	I	Rétablissement de la stabilité du système production-transport	Quelques minutes
Déséquilibre de courants	Echauffement amortisseur du rotor	Quelques minutes a Quelques Secondes	A I	Rétablissement de la structure du réseau	Quelques minutes
Baisse de tension	Echauffement de conducteurs Si le défaut persistant	Quelques secondes Quelques secondes	I D	-Rétablissement de l'équilibre des charges (puissance réactive) -Elimination du défaut sur l'ouvrage concerné	Quelques minutes 0,1 s
Elévation de tension	Risque de claquage des isolants	Quelques secondes	D	Perte de la fonction production	-
Retour de puissance	Echauffement des ailettes de la turbine	Quelques minutes	D	Arrêt normal de l'unité ou rétablissement du	-

				fonctionnement normal de la régulation de vitesse de la turbine	
A : Alarme D : Déclenchement de l'unité ou auxiliaire I : Ilotage E : Elimination du défaut					

2.2. Calcul des courants de court circuit :

Dans le calcul des courants de court circuit, il y a lieu de déterminer deux courants ; le courant maximum présumé à l'origine ou à proximité immédiate des bornes aval de l'organe de protection, et le courant minimum présumé à l'extrémité de la liaison protégée.

Le calcul de ces courants nous permet de déterminer :

A- Pour le courant de court-circuit maximum :

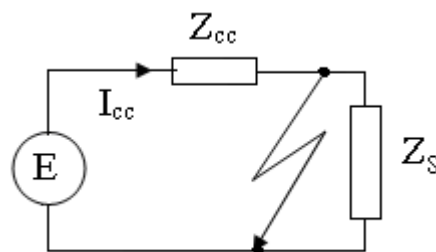
- Le pouvoir de coupure des dispositifs de protection.
- La tenue thermique et électrodynamique des canalisations et de l'appareillage.

B- Pour le courant de court-circuit minimum :

- Le choix de la courbe de déclenchement ou les conditions de coupure des disjoncteurs et fusibles en cas de défauts.

2.2.1. Schéma simplifié d'un réseau en court circuit

Un réseau électrique touché par un défaut se réduit à une source de tension et une impédance Z_{cc} qui caractérise toutes les impédances situées en amont du point de défaut.



Afin de déterminer les courants de courts-circuits, on dispose de plusieurs méthodes et le choix de la méthode dépend :

- Du courant recherché (monophasé, biphasé, triphasé...)
- Du degré de précision recherchée.

- Des caractéristiques connues de l'alimentation et des différents paramètres.
- De l'importance de l'installation.
- Des moyens de calcul dont l'installateur dispose.

Nous allons dans ce chapitre développer une seule méthode qui est celle des composantes symétriques selon la norme CEI 60909.

2.2.2. Calcul selon la norme CEI 60909 [8]

Elle s'applique aux réseaux électriques de tension inférieure à 550kV. Elle explique le calcul des courants de courts-circuits maximaux et minimaux. Les premiers permettent de déterminer les caractéristiques assignées des matériels électriques. Les seconds sont nécessaires au calibrage des protections de surintensité.

2.2.2.1. La procédure pour le calcul

1. Calcul de la tension équivalente au point de défaut égale à $U = \frac{c * U_n}{\sqrt{3}}$.

Avec c un facteur de tension dont l'introduction dans les calculs est nécessaire pour tenir compte :

- Des variations de tension dans l'espace et dans le temps.
- Des changements éventuels de prise de transformateurs
- Du comportement subtransitoire des alternateurs et moteurs

Le facteur c prend les valeurs suivantes pour une tension nominale de 1 à 550kV :

- Pour le calcul du courant de court-circuit maximal : $c=1.1$
- Pour le calcul du courant de court-circuit minimal : $c=1$

2. Détermination et sommation des impédances équivalentes directes inverses et homopolaire amont au point du défaut.
3. Calcul du courant de court-circuit initial (I_k'') à l'aide des composantes symétriques.
4. A partir de la valeur efficace du courant de court-circuit initial (I_k'') sont déterminées les autres grandeurs caractéristiques :
 - La valeur de crête I_p .
 - La valeur du courant de court-circuit symétrique coupé I_b , (courant de pouvoir de coupure)
 - La composante apériodique I_{cc}
 - La valeur du courant de court-circuit permanent I_k

2.2.2.2. Incidence de la distance séparant le défaut de l’alternateur

Avec cette méthode de calcul il y a lieu toujours de distinguer deux cas :

- Celui des courts-circuits éloignés des alternateurs, ou les courants de courts circuits ne présentent pas des composantes alternatives amorties. Pour ces courts-circuits, il y a égalité entre le courant de court-circuit initial, permanent et coupé ($I_k = I_b = I_k''$) et égalité entre l’impédance direct et inverse ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$).
- Celui des courts-circuits proches des alternateurs, ou les courants de courts-circuits présentent des composantes alternatives amorties. Pour ces court-circuit, l’inégalité suivante est vérifiée : $I_k \leq I_b \leq I_k''$, avec en plus $\bar{Z}_d \neq \bar{Z}_i$.

2.2.2.2.1 Calcul d’impédances

A. Impédances du générateur

Les impédances directes de l’alternateur sont données par :

$$X_d(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d(\%)}{100} \dots\dots (1) \quad \text{Réactance synchrone directe.}$$

$$X_d'(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d'(\%)}{100} \dots\dots (2) \quad \text{Réactance longitudinale transitoire.}$$

$$X_d''(\Omega) = \frac{U_n^2}{S_n} \frac{X_d''(\%)}{100} \dots\dots (3) \quad \text{Réactance longitudinale subtransitoire.}$$

Si l’alternateur est relié au jeu de barres via un transformateur, généralement raccordé en Δ / Y , les régimes du neutre de part et d’autre sont indépendants. L’alternateur est alors mis à la terre par une résistance insérée entre neutre et terre et de valeur élevée. Ce qui rend l’impédance homopolaire négligeable relativement à la valeur de cette résistance.

B. Impédances du transformateur

L’impédance directe d’un transformateur est :

$$Z_d = \frac{U_{cc} \% U_n^2}{100 S_n} \dots\dots\dots (4)$$

Dans les réseaux de moyennes tensions, les impédances des transformateurs sont plus prépondérantes que celles des alternateurs. Alors, on peut dire que les impédances directes des lignes et des transformateurs sont égales aux impédances inverses de ces dernières ($\bar{Z}_d = \bar{Z}_i$).

Pour la mesure de l’impédance homopolaire des transformateurs à deux enroulements, on relie les trois bornes de l’un des enroulements et on applique

entre ces bornes et la terre une tension simple V (figure II.5), puis on mesure l'intensité du courant circulant dans le circuit du transformateur ($I=3I_0$).

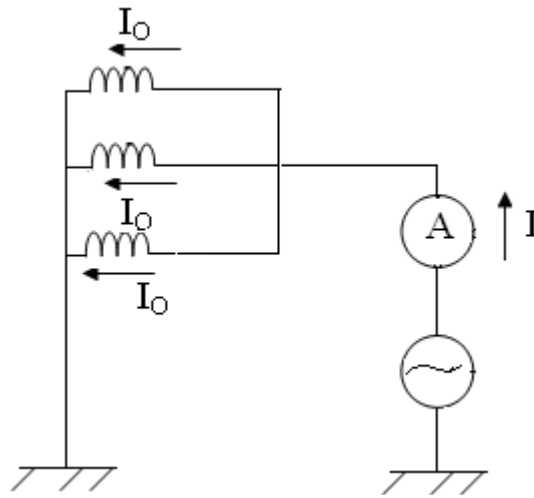


Figure.II.5

L'impédance homopolaire est définie comme étant le rapport entre la tension appliquée et le courant passant dans le circuit du transformateur :

$$Z_o = \frac{3V}{3I_o} = \frac{3V}{I} \dots\dots (5)$$

Avec :

V : tension simple.

I_o : courant dans chaque phase.

I : courant qui circule dans le transformateur.

L'impédance homopolaire des transformateurs dépend du mode de liaison du point neutre à la terre et du conducteur de retour, ainsi que du couplage de ses enroulements et de la nature du circuit magnétique. Par exemple, pour les transformateurs étoile- triangle, triangle-étoile dont les deux points neutres sont reliés à la terre, l'impédance homopolaire est égale à l'impédance directe ($Z_0=Z_d$). Par contre, dans un transformateur étoile-étoile où un seul neutre est relié à la terre, l'impédance homopolaire est égale à 10 fois l'impédance directe ($Z_0=10Z_d$).

2.2.2.2.1. Facteur de correction d'impédance [8]

Des facteurs de correction d'impédance, ont été introduits dans l'utilisation de la norme CEI 60909 pour répondre aux exigences de précision technique et de simplicité de calcul des courants de courts- circuits.

- **Facteur K_G et K_S ou K_{so} :** Ces facteurs sont utilisés quand on calcule les impédances de court-circuit, des alternateurs et des groupes de production (avec ou sans changeurs de prise en charge).

L'impédance subtransitoire directe doit être calculée au moyen de l'expression suivante :

$$Z_{GK} = K_G Z_G = K_G (R_G + jX_d'') \dots\dots\dots (6) \quad [8]$$

Avec : R_G résistance du stator d'une machine synchrone

$$K_G = \frac{U_n}{U_G} \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} \dots\dots\dots (7)$$

L'impédance d'un groupe de production avec changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_S = K_S (t_r^2 Z_G + Z_{HT}) \dots\dots\dots (8)$$

Avec : $K_S = \frac{U_n^2 U_{MT}^2}{U_G^2 U_{HT}^2} \frac{c_{\max}}{1 + |X_d'' - X_T| \sin \varphi_G} \dots\dots\dots (9)$

Et $t_r = \frac{U_{HT}}{U_{MT}}$

On utilise Z_S pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut extérieur d'un groupe de production avec changeur de prise en charge.

L'impédance d'un groupe de production sans changeur de prise en charge est donnée par :

$$Z_{SO} = K_{SO} (t_r^2 Z_G + Z_{HT}) \dots\dots\dots (10)$$

Avec $K_G = \frac{U_n}{U_G} \frac{U_{MT}}{(1 + P_G) U_{HT}} (1 \pm P_T) \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} \dots\dots\dots (11)$

On utilise Z_{SO} pour calculer le courant de court-circuit lors d'un défaut extérieur d'un groupe de production sans changeur de prise en charge.

- **Facteur K_{GS} et K_{TS} ou K_{GSO}, K_{TSO} :** Ces facteurs sont introduits quand on calcul les courants de court-circuit partiels en cas de court-circuit situé entre l'alternateur et le transformateur (avec ou sans changeur de prise en charge) d'un groupe de production.

Groupe de production avec changeur de prise en charge :

$$I_k'' = \frac{c U_G}{\sqrt{3} K_{GS} Z_G} \dots\dots\dots (12)$$

Avec : $K_{GS} = \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} \dots\dots (13)$ Et $K_{TS} = \frac{c_{\max}}{1 - X_T \sin \varphi_G} \dots\dots (14)$

Groupe de production sans changeur de prise en charge :

$$I_k'' = \frac{c U_G}{\sqrt{3} K_{GSO} Z_G} \dots\dots (15)$$

Avec :

$$K_{GSO} = \frac{1}{1 + P_G} \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi_G} \dots\dots (16)$$

$$K_{TSO} = \frac{1}{1 + P_G} \frac{c_{\max}}{1 - X_T \sin \varphi_G} \dots\dots (17)$$

Pour le calcul de la valeur de crête de courant de court-circuit, il est recommandé d'utiliser les valeurs fictives suivantes, pour la résistance du stator.

Alternateur		Résistance fictive du stator
Un [kV]	Sn [MVA]	Ohm
>1	>100	$0.05 X_d''$
>1	<100	$0.07 X_d''$
<1		$0.15 X_d''$

2.2.2.3 Equations des différents courants

La forme du courant d'un court-circuit proche de l'alternateur est donnée par la représentation de la figure II.6.

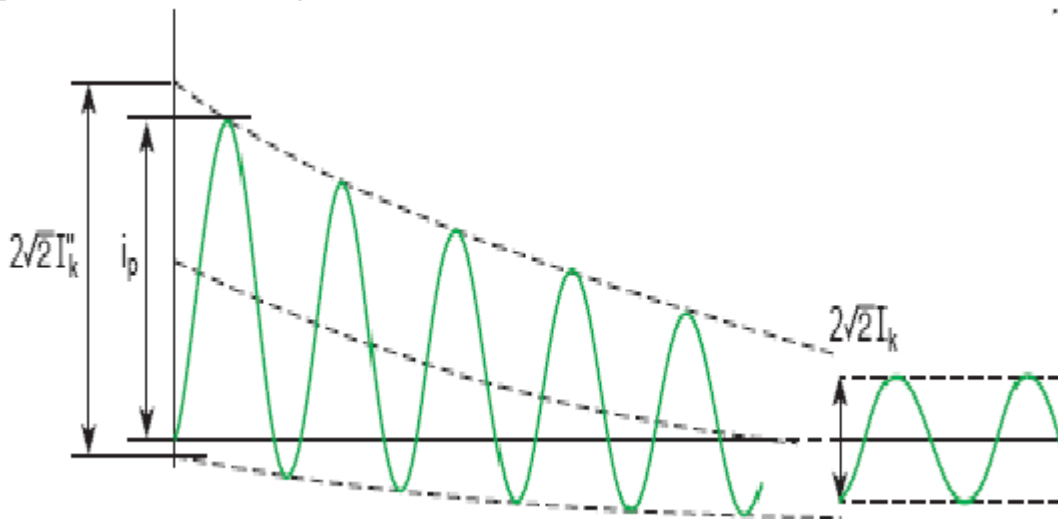


Figure II.6 : Courant d'un court-circuit proche d'un alternateur

Avec

I_k'' : Valeur efficace du courant périodique initial.

I_p : Valeur maximale du courant périodique à la première crête.

2.2.3.1. Courant de court-circuit initial

- **Court-circuit triphasé**

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}|Z_d|} \dots \quad (18)$$

- **Court-circuit biphasé isolé**

$$I_{k2}'' = \frac{cU_n}{|Z_d + Z_i|} \dots \quad (19)$$

- **Court-circuit monophasé**

$$I_{k1}'' = \frac{cUn\sqrt{3}}{|Z_d + Z_i + Z_o + 3Z_n|} = \frac{cU_n}{\sqrt{3}Z_n} \dots \quad (20)$$

2.2.2.3.2. Courant de court-circuit de crête I_p

La valeur de crête I_p du courant de court-circuit dans les réseaux non maillés peut être calculée, quelque soit la nature du défaut, à partir de la formule suivante :

$$I_p = \kappa \cdot \sqrt{2} I_k'' \dots \quad (21)$$

κ = facteur fonction du rapport R/X, calculé par la formule approchée suivante :

$$\kappa = 1.02 + 0.98.e^{-\frac{3R}{X}} \dots \quad (22)$$

2.2.2.3.3. Courant de court-circuit coupé I_b

Le calcul du courant de court-circuit coupé I_b n'est nécessaire que dans le cas des défauts proches des alternateurs et lorsque la protection est assurée par des disjoncteurs retardés.

Ce courant sert à déterminer le pouvoir de coupure de ces disjoncteurs et peut être calculé avec une bonne approximation, à l'aide de la formule suivante :

$$I_b = \mu \cdot I_k'' \dots \quad (23)$$

μ = facteur fonction du temps mort minimal t_{\min} et du rapport $\frac{I_k''}{I_r}$ qui traduit l'influence des réactances subtransitoires et transitoire avec I_r le courant assigné de l'alternateur.

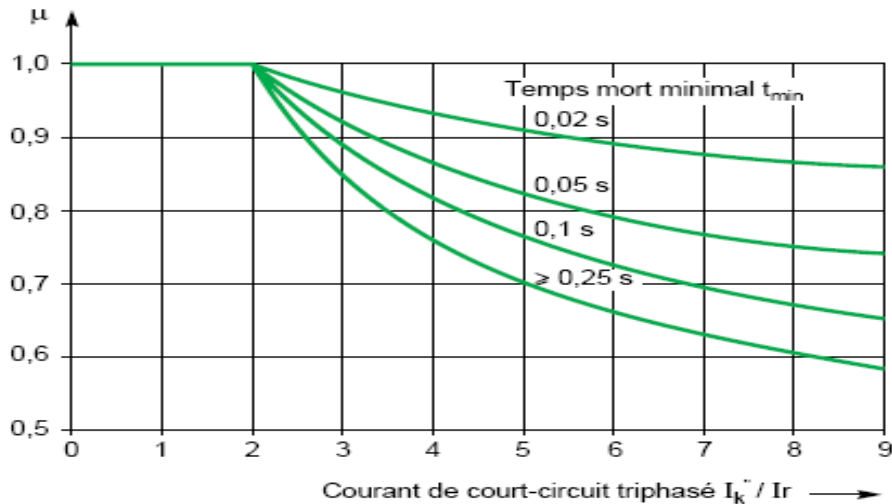


Figure II.7: Facteur μ pour le calcul du courant de court-circuit coupé [8]

2.2.2.3.4. Courant de court-circuit permanent I_k :

L'amplitude du courant de court-circuit permanent I_k étant dépendant de l'état de saturation du fer des alternateurs, son calcul est moins précis que celui du courant symétrique initial I_k'' .

Les méthodes proposées, peuvent être considérées suffisamment précises pour l'estimation des valeurs supérieures et inférieures pour le cas où le court-circuit est alimenté par un alternateur.

- Le courant de court-circuit permanent maximal sous la plus forte excitation du générateur synchrone, est donné par : $I_k = \lambda_{\max} I_r$
- Le courant de court-circuit permanent minimal est obtenu pour une excitation constante (minimale) à vide de la machine synchrone. Il est donné par : $I_{k\min} = \lambda_{\min} I_r$

Avec λ : facteur dépendant de la réactance synchrone saturée.

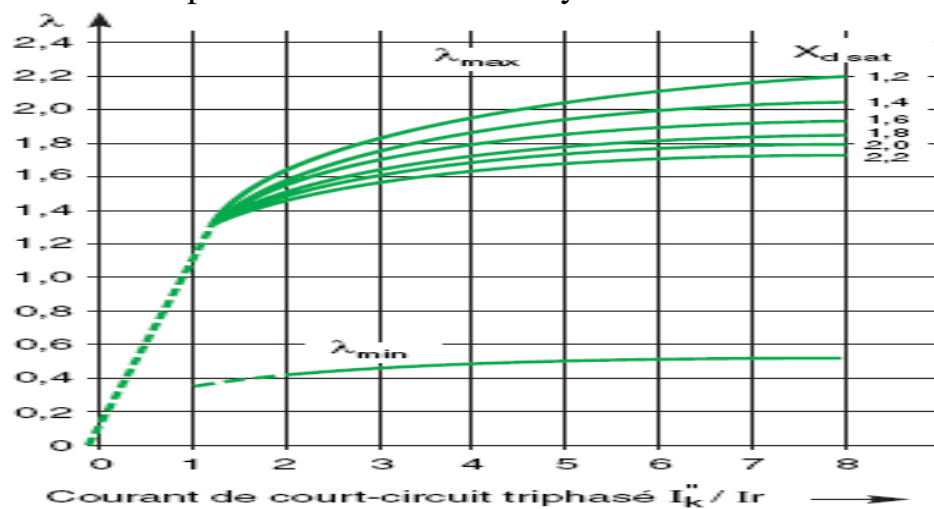


Figure II.8: Facteur λ pour turboalternateur [8].

2.3. Dispositif de protection

L'apparition et la propagation d'un défaut dans un réseau électrique, engendre des effets néfastes sur ce dernier. C'est pour cette raison qu'il faut l'éliminer le plus rapidement possible et cela en utilisant des dispositifs de protection. Ces derniers surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leurs mises hors tension, lorsqu'ils sont le siège d'une perturbation indésirable ; court-circuit, défaut d'isolement...

Le dispositif de protection est constitué d'un ensemble d'appareils reliés entre eux de façon à garantir une protection rapide, fiable et sélective ainsi, il faut que leur dimensionnement soit rigoureusement bien fait.

Nous allons dans ce qui va suivre définir les différents appareils constituant un dispositif de protection

2.3.1. Réducteurs de mesure

La protection de l'alternateur ou du réseau électrique exige une connaissance permanente des deux grandeurs électriques fondamentales que sont le courant et la tension, et pour des raisons techniques, économiques et de sécurité, ces grandeurs ne peuvent être obtenues directement en haute tension ; il est nécessaire d'utiliser des dispositifs intermédiaires dénommés réducteurs de mesure ou capteurs.

2.3.1.1. Les capteurs de courants

2.3.1.1.1. Les transformateurs de courant ferromagnétiques [9]

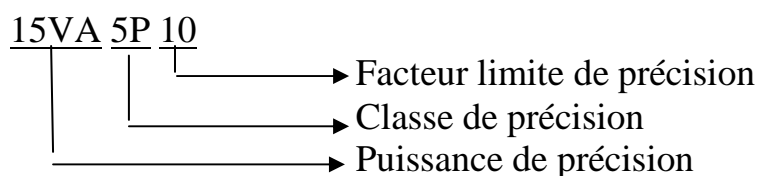
Ce capteur comporte deux circuits électriques, un primaire et un secondaire, et un circuit magnétique. Il délivre un signal secondaire de même nature que la grandeur primaire à mesurer ; c'est une source de courant.

Bien qu'il ne soit pas linéaire et que sa plage d'utilisation soit limitée par les phénomènes de saturation magnétique, c'est aujourd'hui le type de capteur le plus employé en HTA et HTB.

La caractéristique la plus importante d'un transformateur de courant est donc son rapport de transformation, exprimé par exemple sous la forme 400 A/1 A.

Spécification :

En plus de leur rapport de transformation, les TC son caractérisés par leur puissance et leur classe de précision selon le modèle d'écriture décrit par l'exemple suivant :



Le tableau de la page suivante, présente les informations requises pour la définition d'un TC ferromagnétique :

Informations requises	Abréviatio n	Unité	Définition
Niveau d'isolement	Un	KV	Défini par trois tensions, la plus élevée du réseau, la tension assignée de tenue de courte durée à fréquence industrielle, et la tension de tenue au choc de foudre.
Courant de court-circuit nominal Durée (de 1s à 3s)	I_{cc} ou I_{th} t	KA S	C'est le courant de court-circuit thermique assigné. Il représente la tenue thermique aux surintensités
Tenue électrodynamique	I_{dyn}	KA	La tenue électrodynamique, c'est la valeur crête de courant de court circuit.
Courant nominal primaire	I_p	A	Pratiquement, on choisi I_p de façon à ce que le courant nominal du réseau soit compris entre 40 et 100% le courant primaire assigné du TC
Nombre d'enroulement secondaire de 1 à 3			Certains TC peuvent avoir plusieurs secondaires dédiés à la protection ou à la mesure.
Pour chaque enroulement secondaire :			
Quel type			Mesure ou protection
Puissance de précision utile	$P_{utile} = P_n$	VA	Elle correspond à la puissance apparente fournie au circuit secondaire pour le courant secondaire nominal (assigné) et la charge de précision. Les valeurs normalisées sont : 1 - 2,5 - 5 - 10 - 15 - 30 VA.
Facteur de précision * Protection * Mesure	FLP FS		Facteur limite de précision (FLP ou Kn) C'est le rapport entre la surintensité nominale (par exemple $10 I_n$) et le courant assigné (I_n). Le facteur de sécurité est le rapport entre le courant primaire pour lequel l'erreur de rapport de transformation est supérieure ou égale à 10 %, et le courant primaire assigné.
Courant nominal secondaire (1 ou 5A)	I_s	A	Normalisé aux deux valeurs, soit 1A ou 5A

La spécification d'un capteur de courant doit tenir compte de la protection associée et de la charge reliée à ce TC (filière et relais) donc le calcul d'un facteur limite de précision réel proportionnel au facteur limite de précision nominal.

Considérons le schéma équivalent d'un TC ferromagnétique :

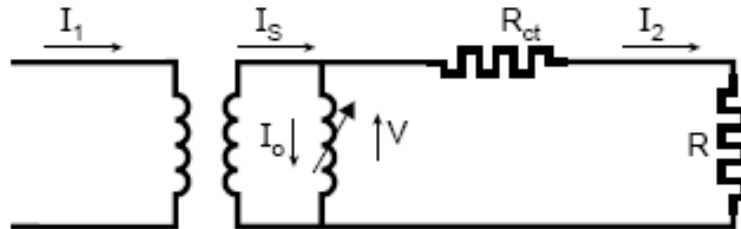


Figure II.9: Schéma équivalent d'un TC

R_{ct} : Résistance de l'enroulement secondaire du TC.

R : Résistance de la charge filière comprise

$$V = I_2 (R_{ct} + R)$$

Si $I_2 = K_n I_n$; et $R = R_n = P_n / I_n^2$

$$V_n = K_n I_n (R_{ct} + R_n) \dots \dots \dots (24)$$

(K_n = FLP nominal)

Si $I_2 = K_n I_n$; et $R = R_p = P_r / I_n^2$

$$V_n = K_n I_n (R_{ct} + R_p)$$

Le facteur limite de précision réelle correspondant à la charge réelle (protection + filière) peut être calculé. Il s'agit du FLPr = Kr pour lequel le coude de saturation Vn est atteint

$$V_n = K_r I_n (R_{ct} + R_p) \dots \dots \dots (25)$$

En combinant (1) et (2) on arrive à la formule suivante :

$$K_r = K_n \frac{(R_{ct} + R_n)}{(R_{ct} + R_p)} = K_n \frac{P_i + P_n}{P_i + P_r} \dots \dots \dots (26)$$

$P_i = R_{ct} I_n^2$ = pertes internes du capteur de courant à In.

$P_n = R_n I_n^2$ = puissance de précision du capteur de courant.

$P_r = R_p I_n^2$ = consommation de la charge réelle du capteur de courant à In.

2.3.1.2. Les transformateurs de tension [10]

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire.

Les transformateurs de tension sont caractérisés par :

- La fréquence du réseau.
- La tension la plus élevée du réseau.
- La tension secondaire assignée $100\sqrt{3}$ ou 100V (selon le mode de raccordement).
- Le facteur de tension assigné servant à définir les prescriptions d'échauffement.
- La puissance de précision.
- La classe de précision

2.3.2. Les relais

Les relais de protections sont des dispositifs plus ou moins complexes, décidant d'une action, généralement une ouverture des disjoncteurs.

On appelle ces dispositifs relais, parce qu'ils sont un intermédiaire entre une grandeur physique contrôlée et un déclencheur.

2.3.1.1. Construction d'un relais

2.3.2.1.1. Relais électromécaniques

Ce type de relais est composé principalement d'un électroaimant, qui lorsqu'il est alimenté, transmet une force à un système de commutation électrique : les contacts.

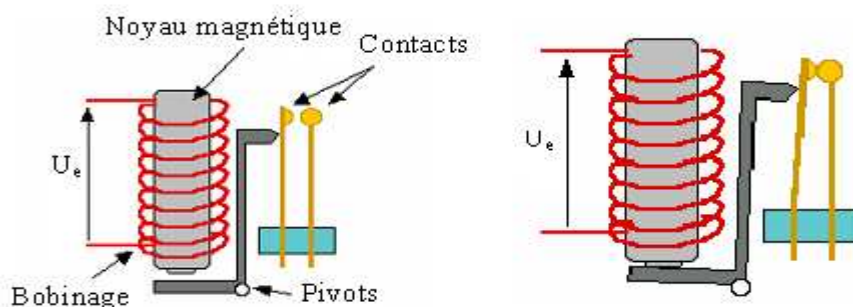


Figure II.10 : Relais électromagnétique

2.3.2.1.2. Relais statiques

Le contacteur statique est composé d'un assemblage de semi-conducteurs. Il dispose d'une entrée de commande isolée galvaniquement et de deux ou plusieurs pôles de sortie. Le circuit d'entrée comporte un photocoupleur

permettant de garantir une excellente isolation galvanique entre le circuit de commande et le circuit de puissance

Il remplace de plus en plus les relais électromagnétiques pour les avantages suivants :

- Plus précis,
- Plus sensible,
- Rapide,
- Sélectifs,
- Rapidité de démarrage,
- Durée de vie plus longue,
- Faible consommation,
- Moins encombrant.

2.3.3. Les disjoncteurs

Le disjoncteur est un appareil qui assure la commande et la protection d'un réseau. Il est capable d'établir et de supporter et d'interrompre les courants de service ainsi que les courants de court circuit.

2.3.3.1. Classification des disjoncteurs

Les disjoncteurs sont classés suivant le mode d'extinction de l'arc électrique qui s'établit lors de leurs fonctionnements.

- **Disjoncteur à l'huile**

Dans ces disjoncteurs, le contact mobile et le contact fixe sont séparés par un milieu diélectrique qui est l'huile. Au cours d'un défaut, le disjoncteur se déclenche et un arc électrique s'établit entre les deux contacts, l'huile sous l'effet de la température se décompose créant des gaz qui montent en pression et augmentent la résistance.

- **Disjoncteur pneumatique**

Dans ce type de disjoncteur, l'extinction de l'arc s'effectue par un très puissant jet d'air comprimé. L'écoulement de ce dernier provoque le refroidissement de l'arc ainsi que son extinction.

- **Disjoncteur à l'héxafluorure de soufre SF6**

Ces disjoncteurs ont le même principe que les disjoncteurs à air comprimé à la seule différence que pour ces disjoncteurs, on utilise l'héxafluorure de soufre pour l'extinction de l'arc.

2.3.3.2. Caractéristiques des disjoncteurs

Les disjoncteurs sont caractérisés par différents paramètres résumés comme suit :

- Courant assigné (I_n) : c'est le courant maximal permanent que peut supporter le disjoncteur en service normal. Il est déterminé en fonction de l'intensité du courant admissible passant dans la section du conducteur à protéger.
- Tension assignée (U_n) : C'est la tension nominale d'utilisation et c'est également la tension à laquelle se rapporte le pouvoir de coupure et de fermeture du disjoncteur. Un disjoncteur peut avoir plusieurs tensions nominales et chacune d'elles correspond à un pouvoir de coupure différent.
- Courant de réglage (I_r) : c'est le courant maximal que peut supporter le disjoncteur sans déclenchement.
- Pouvoir de coupure : c'est la plus grande intensité de courant de court-circuit qu'un disjoncteur peut interrompre sans se détériorer et sans mettre en danger l'entourage.
- Pouvoir de limitation : C'est la capacité d'un disjoncteur à ne laisser passer qu'un courant inférieur au courant de court-circuit présumé.

2.3.4. Sectionneurs

Parmi les constituants classiques d'appareillage de coupure, seuls les sectionneurs échappent à la contrainte d'avoir à dominer un arc de coupure ou de fermeture. Ils sont en effet prévus pour ouvrir ou fermer les circuits lorsque ces derniers ne sont parcourus par aucun courant.

Ce sont, avant tout, des organes de sécurité chargés d'isoler, par rapport au reste du réseau, un ensemble de circuits, un appareil, une section de ligne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger.

2.3.4.1. Caractéristiques assignées des sectionneurs

- Tension assignée (tension nominale U_n),
- Fréquence assignée,
- Courant assigné en service continu (courant nominal I_n),

- Courant de tenue thermique,
- Courant de tenue dynamique.

2.3.5. Sélectivité [11]

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité qui consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les autres parties saines du réseau.

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

2.3.5.1. Sélectivité chronométrique par le temps

Son principe consiste à donner des temporisations différentes aux protections à maximum de courant échelonnées le long du réseau.

Ces temporisations sont d'autant plus longues que le relais est plus proche de la source.

Avantages

- Elle assure son propre secours (si une protection D est défailante une protection C est activée un temps plutard).
- Elle est simple.

Inconvénients

Lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en amont à la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit.

2.3.5.2. Sélectivité ampérométrique

Son principe est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

Mode de fonctionnement

On désigne :

I_r : la valeur de réglage du courant de déclenchement instantanée.

I_{cc_A} : La valeur maximale du courant de court-circuit pouvant s'établir au point A.

On sait que $I_{D2} > I_{D1}$

Et sachant que le déclenchement ne se fait que pour un courant de défaut $> I_r$ on peut définir une :

Sélectivité totale : si $I_{r_{D2}} > I_{cc_A} > I_{r_{D1}}$

Sélectivité partielle : si $I_{cc_A} > I_{r_{D2}}$

On peut dire que le fonctionnement n'est sélectif que pour un courant de défaut $< I_{r_{D2}}$.

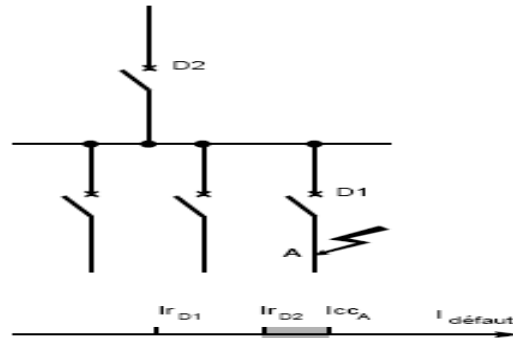


Figure II.11 : Sélectivité ampèremétrique.

Sélectivité assurée si :

$I_{r_{D1}} < \text{Courant de défaut} < I_{r_{D2}}$

Sélectivité non assurée si :

$I_{r_{D2}} < \text{Courant de défaut} < I_{cc_A}$

Avantage

Ce type de sélectivité à l'avantage de ne pas présenter une temporisation aussi importante pour les protections les plus en amont.

Inconvénients

L'inconvénient de ce mode de sélectivité est que pour tout défaut se produisant entre D1 et D2, et dont la valeur du courant de court-circuit est inférieure au réglage de D2, aucune protection ne sera sollicitée.

2.3.5.3. Sélectivité logique :

Lorsqu'un défaut se produit dans un réseau en antenne, le courant de défaut parcourt le circuit situé entre la source et le point de défaut, les protections situées en amont du défaut sont sollicitées contrairement à celle situées en aval.

Chaque protection sollicitée par un défaut envoie un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont) et un ordre de déclenchement à son disjoncteur associé sauf si elle a reçu un ordre d'attente.

Mode de fonctionnement

Considérons la figure ci-dessous :

A l'apparition d'un défaut à l'aval de B, la protection en B bloque la protection en A, seule la protection B provoque le déclenchement après un temps T_B , si toute fois elle n'a pas reçu un ordre d'attente.

La protection A reçoit un ordre d'attente d'une durée limitée $T_B + T_3$, avec T_3 le temps de coupure du disjoncteur ainsi dans le cas de non déclenchement du disjoncteur en B la protection A provoque le déclenchement après un temps $T_B + T_3$.

Si le défaut apparaît entre A et B, la protection A provoque le déclenchement après un temps T_A

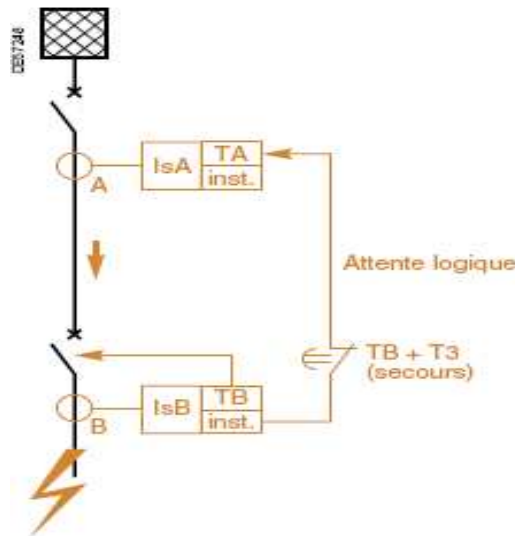


Figure II.12 : Sélectivité logique.

Avantages

On voit bien que, contrairement à la sélectivité chronométrique, le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protection en cascade.

On peut aussi voir que ce système intègre un secours, c'est-à-dire dans le cas de défaillance d'un disjoncteur ou de protection, la protection située en amont assure le déclenchement.

Inconvénient

La transmission des différents signaux logiques nécessite l'installation de filerie supplémentaire ce devient une forte contrainte lorsque les protections sont éloignées.

2.3.6. Fonction de protection

Les relais de protection qui surveillent en permanence les grandeurs électriques du réseau, comportent des associations de fonctions élémentaires, dont la combinaison est adaptée aux éléments de réseau surveillés.

Pour comprendre le fonctionnement d'un relais, suivons l'exemple de la figure ci-dessous

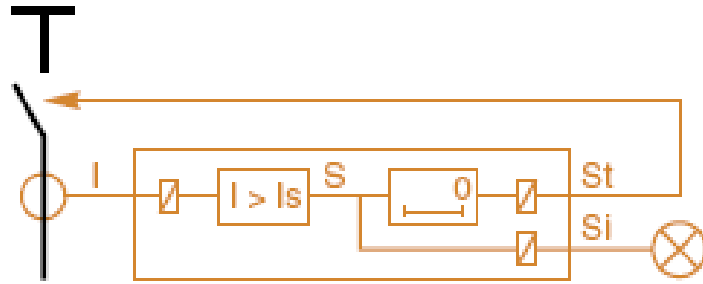


Figure II.13 : Exemple de relais à maximum de courant.

Le relais comprend une entrée analogique de mesure issue du capteur, cette mesure une fois traité (S) trouve deux sorties logiques, une sortie logique instantanée à usage de signalisation, et une sortie logique temporisée de la fonction de protection à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (St)

2.3.6.1. Réglages des relais [10]

2.3.6.1.1. Seuil de déclenchement

Il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.

2.3.6.1.2. Temps de déclenchement

A. Temporisation à temps indépendant ou à temps constant (DT : Definite Time)

La temporisation peut être constante pour tous dépassements du seuil.

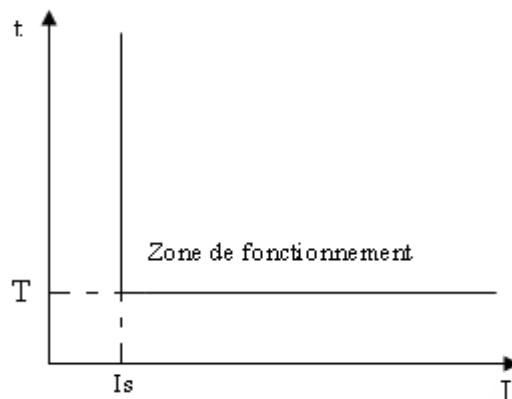


Figure II.14: Courbe de fonctionnement d'un relais à temps indépendant

B. Temporisation à temps dépendant

La temporisation peut dépendre de l'écart entre le courant mesuré et le seuil du relais.

Si le courant mesuré est grand la temporisation sera faible.

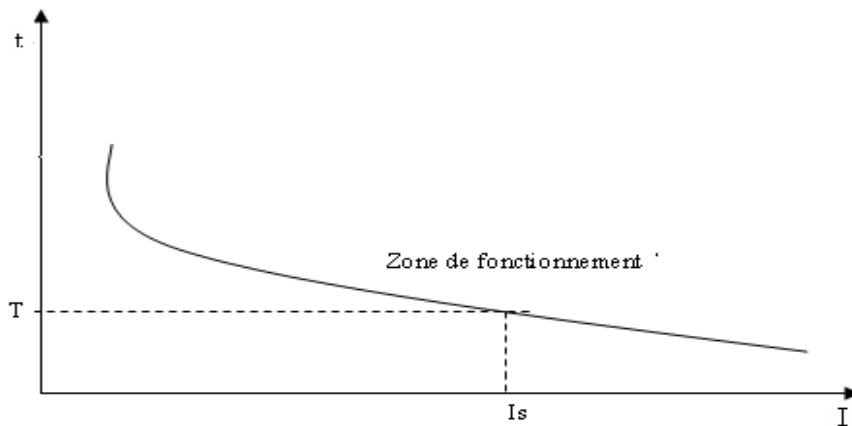


Figure II.15 : Courbe de fonctionnement d'un relais à temps dépendant.

2.3.6.1.3. Temps de maintien

Une temporisation de maintien réglé à zéro signifie que la temporisation de la protection sera réinitialisée instantanément si le courant chute au dessous de 95% du réglage en courant.

Une temporisation de maintien réglé à une valeur constante différente de zéro retarde la réinitialisation de la temporisation de la protection.

2.3.6.1.4. Retenue : blocage du déclenchement en fonction du taux de l'harmonique 2.

2.3.6.1.5. Angle caractéristique : Elle caractérise les protections directionnelles ; c'est l'angle entre l'axe de symétrie du plan de déclenchement et la grandeur de polarisation, il définit l'angle duquel le courant appliqué à la protection doit être décalé de la tension appliquée à la protection afin d'obtenir une sensibilité maximale.

2.3.6.1.6. Fonctions associées

Les dernières technologies à microprocesseurs permettent d'associer à la protection des fonctions complémentaire pour une bonne maîtrise du système électrique.

- Commandes complémentaires,
- Surveillance de bon fonctionnement,
- Exploitation,
- Signalisation,
- Mesure,
- Diagnostic,
- Communication.

Toutes ces fonctions peuvent être assurées par une seule et même unité numérique de protection.

- **Commande des appareils de coupures**
Cette fonction assure la commande des différents types de bobines d'enclenchement et de déclenchement des appareils de coupure.
- **Surveillance du circuit de déclenchement**
Cette fonction signale la défaillance du circuit de déclenchement de l'appareil de coupure.
- **Commandes logiques**
Cette fonction permet la mise en oeuvre du principe de sélectivité logique, par émission et/ou réception d'ordres "d'attente logique" entre différentes protections.
- **Fonctions logiques**
Ces fonctions font des traitements d'équations logiques pour générer des informations ou des commandes complémentaires utiles à l'application.
- **Fonctions d'exploitations**
Ces fonctions améliorent le confort d'exploitation de l'utilisateur.
- **Fonctions de mesure**
Ces fonctions donnent les informations utiles à une bonne connaissance du fonctionnement du réseau électrique et de son exploitation.
- **Fonctions de communication**
Ces fonctions permettent les échanges utiles de données disponibles entre les différents éléments du réseau (mesures, états, commandes...).

Chapitre III

Les protections des alternateurs

3.1. Introduction

Le fonctionnement d'un générateur peut être altéré aussi bien par des défauts propres à la machine que par des perturbations du réseau sur lequel il est connecté.

Un système de protection de générateur a donc un double objectif : protéger la machine et protéger le réseau.

Dans ce chapitre nous allons décrire le principe de fonctionnement des protections associées à chaque type de défaut pouvant perturber le fonctionnement d'un générateur, mais ces protections ne sont pas toutes mises en œuvre au sein d'une même installation car elles dépendent de l'installation et d'un choix par rapport à d'autres protections.

3.2. Les différentes protections de l'alternateur [12]

3.2.1. Protection contre les défauts internes au générateur

3.2.1.1 Court-circuit entre phases

3.2.1.1.1 Protection différentielle

Son principe repose sur la comparaison de deux grandeurs (figure III.1.) ; l'une d'entrée et l'autre de sortie.

En régime normale la comparaison des ces grandeurs (courants) donne une différence nulle ; en cas de défauts entre phases, un courant différentiel apparaît et vient actionner la protection.

$$I_{diff} = |I_{r1} - I_{r2}|$$

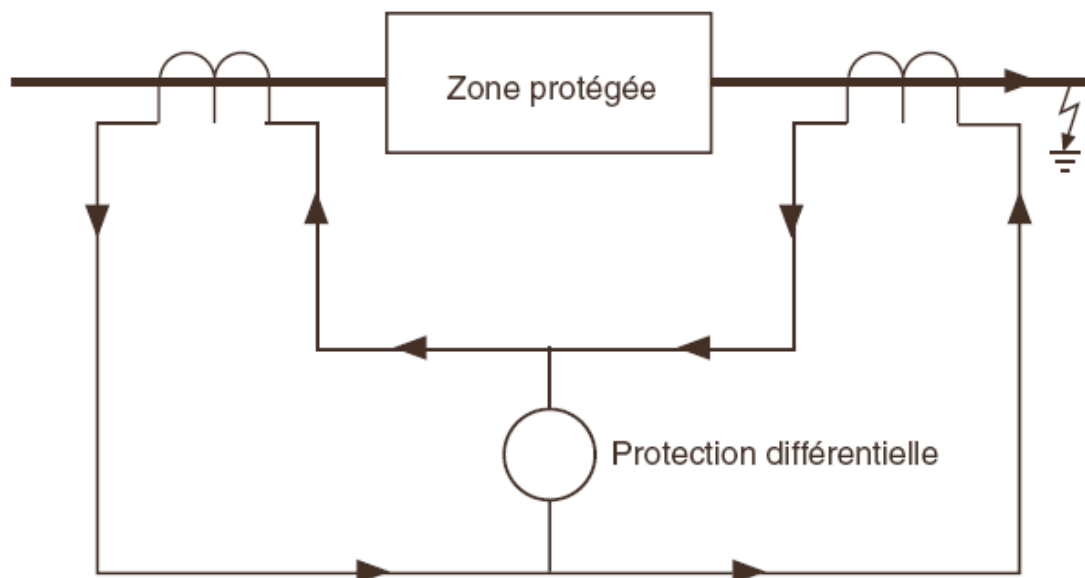


Figure III.1 : Principe de la protection différentielle.

3.2.1.1.1. A. Protection différentielle à haute impédance

Un fort courant peut causer la saturation des TC, ce qui peut provoquer un déclenchement intempestif de la protection.

Pour garantir une stabilité de la protection, on utilise alors, la protection différentielle à haute impédance qui consiste à mettre le relais en série avec une résistance R_{st} (figure III.2).

Cette résistance est calculée pour que le courant dérivé dans le circuit différentiel ne puisse pas atteindre le seuil de réglage du relais lorsque le courant traversant sature un TC.

Elle est calculée suivant la formule suivante :

$$(R_{st} + R_p) \geq (R_{ct} + 2R_L) \frac{I_{tr\max}}{I_r} .$$

Avec :

R_{ct} : Résistance interne du TC.

R_L : Résistance du câblage électrique.

$I_{tr\max}$: Courant maximal pouvant traverser la zone vue au secondaire du TC.

I_r : Courant de réglage du relais.

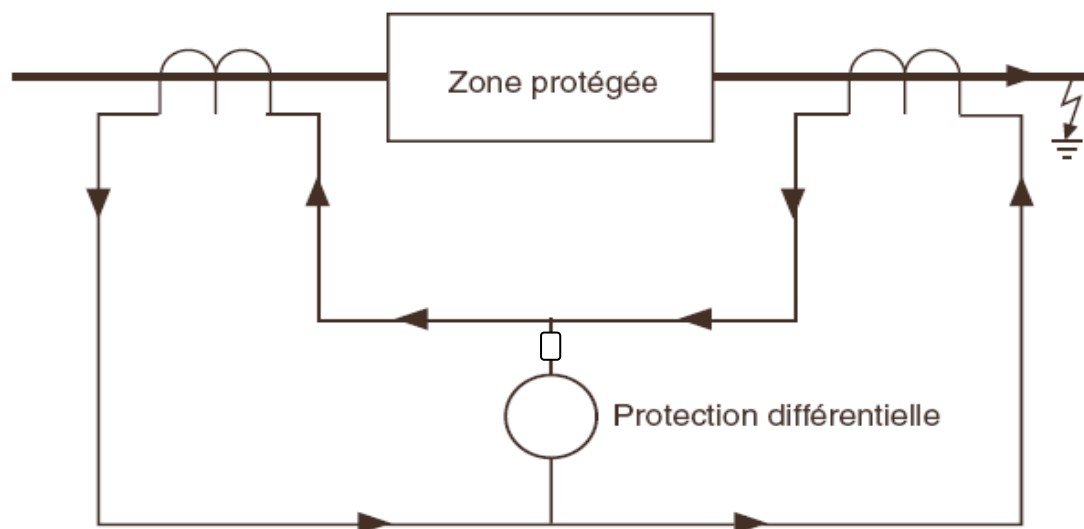


Figure III.2 : protection différentielle à haute impédance.

3.2.1.1.1. B. Protection différentielle à pourcentage

Pour cette protection, le seuil de déclenchement augmente avec le courant traversant.

On peut définir deux pentes de retenue, la pente de retenue initiale (1) est dite de grande sensibilité, et est appliquée dans le cas où le courant traversant est inférieur au courant I_{s1} (défauts interne).

La deuxième pente de retenue (2), est appliquée en présence de courant traversant supérieur à I_{S1} (saturation d'un TC).

Comme montré sur la figure suivante où :

$$I_{tr} = \frac{I_{entrée} + I_{sortie}}{2} : \text{Courant traversant.}$$

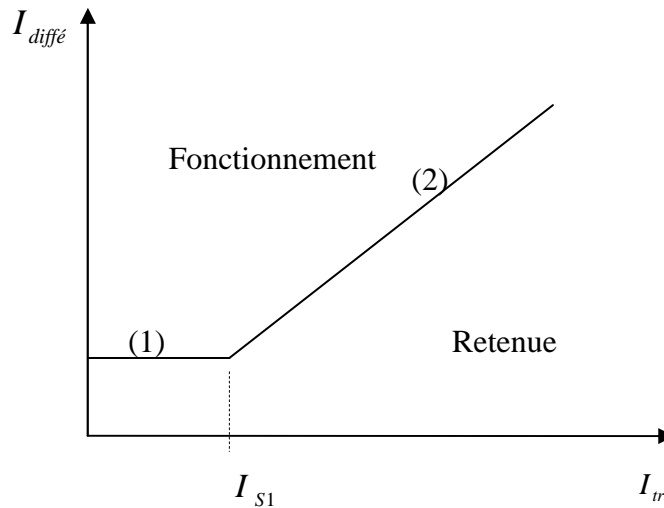


Figure III.3 : caractéristique de fonctionnement de la protection différentielle à pourcentage (à retenue de courant).

3.2.1.1.2. Protection à maximum de courant de phase directionnelle

Elle est constituée par l'association d'une protection à maximum de courant avec un élément de mesure du déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation.

Pour qu'il y ait déclenchement, il faut que le courant soit supérieur au seuil et le déphasage entre le courant et la grandeur de polarisation ajoutée à l'angle caractéristique soit compris entre $+90^\circ$ et -90° .

Directionnel aval :

$$-90^\circ < \text{angle caract.} + \text{angle}(I^U) < 90^\circ$$

Directionnel amont :

$$90^\circ < \text{angle caract.} + \text{angle}(I^U) < -90^\circ$$

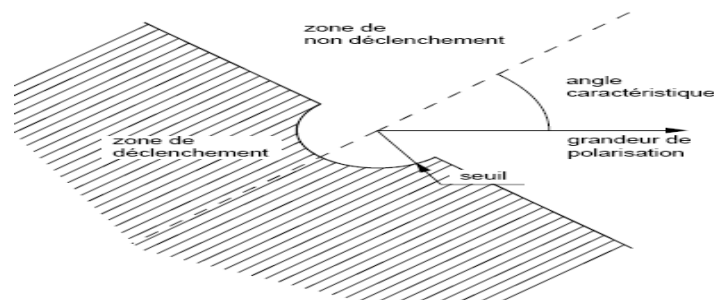


Figure III.4 : Caractéristique de fonctionnement d'une protection à maximum de courant directionnel.

*Grandeur de polarisation

Pour localiser un défaut en amont ou en aval de l'endroit où est mesuré le courant, il faut déterminer le déphasage de ce courant avec une grandeur de référence, qui est, dans notre cas, la tension entre phases.

3.2.1.2. Déséquilibre

3.2.1.2.1 Protection à maximum de composante inverse

A partir de deux intensités de phases, la protection élabore la composante inverse à l'aide d'un déphaseur.

Le calcul de la composante inverse se fait comme suit :

$$\begin{aligned}\bar{I}_1 &= \bar{I}_d + \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_2 &= a^2 \bar{I}_d + a \bar{I}_i + \bar{I}_o \\ \bar{I}_3 &= a \bar{I}_d + a^2 \bar{I}_i + \bar{I}_o\end{aligned}$$

On obtient le système :

$$\begin{aligned}3\bar{I}_o &= \bar{I}_1 + \bar{I}_2 + \bar{I}_3 \\ 3\bar{I}_d &= \bar{I}_1 + a\bar{I}_2 + a^2\bar{I}_3 \\ 3\bar{I}_i &= \bar{I}_1 + a^2\bar{I}_2 + a\bar{I}_3\end{aligned}$$

Et du fait qu'en absence de défaut à la terre : $\bar{I}_3 = -(\bar{I}_1 + \bar{I}_2)$

On obtient alors le courant inverse :

$$\frac{3\bar{I}_i}{1-a} = \bar{I}_1 - a\bar{I}_2$$

D'où l'expression de la valeur absolue I_i

$$\sqrt{3}I_i = |I_1 - aI_2|$$

3.2.1.3. Défaut masse stator

3.2.1.3.1. Le neutre à la terre au niveau du stator générateur

3.2.1.3.1. A. Protection maximum de courant terre

Le courant résiduel qui caractérise les courants de défaut à la terre est égal à la somme vectorielle des trois courants de phases.

Le courant résiduel est égal à trois fois le courant homopolaire :

$$\vec{I}_{\text{résid}} = 3\vec{I}_o = \vec{I}_1 + \vec{I}_2 + \vec{I}_3 .$$

La détection de ce courant de défaut est assurée :

Soit directement dans la liaison du neutre (1).

Soit dans le réseau en mesurant la somme vectorielle des courants de phase en utilisant soit 3 capteurs de phase alimentant la protection (2), soit un tore (3) qui donne une mesure plus précise.

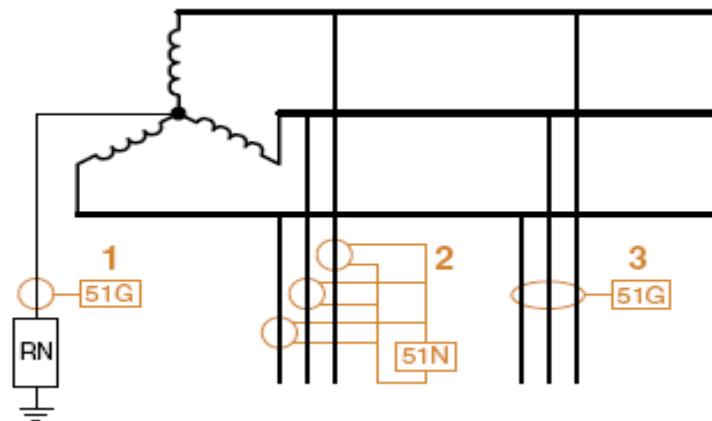


Figure III.5 : montage pour détection de courant de défaut à la terre.

3.2.1.3.1. B. Protection différentiel de terre restreinte

Son principe de fonctionnement est basé sur la comparaison de l'intensité de mise à la terre et de l'intensité homopolaire calculée à partir des intensités de phases, ce qui permet d'obtenir une grande sensibilité.

3.2.1.3.1. B.1. Protection différentielle de terre restreinte à pourcentage de retenue

Son principe de fonctionnement est le même que celui défini pour la protection différentielle à pourcentage.

La figure III.6 montre que tous les TC alimentent en courant un équipement de protection à partir duquel sera extrait la valeur du courant de retenue et du courant différentiel qui seront utilisés par la protection différentielle de terre restreinte à basse impédance suivant les équations suivantes :

$$I_{ret} = \frac{\max(I_A, I_B, I_C) + I_N}{2}$$

$$I_{Diff} = I_A + I_B + I_C + I_N.$$

L'avantage de cette méthode de raccordement est que les TC de ligne et le TC de neutre ne sont pas raccordés de façon différentielle et par suite le TC du neutre est également utilisable pour alimenter la protection 100% masse stator.

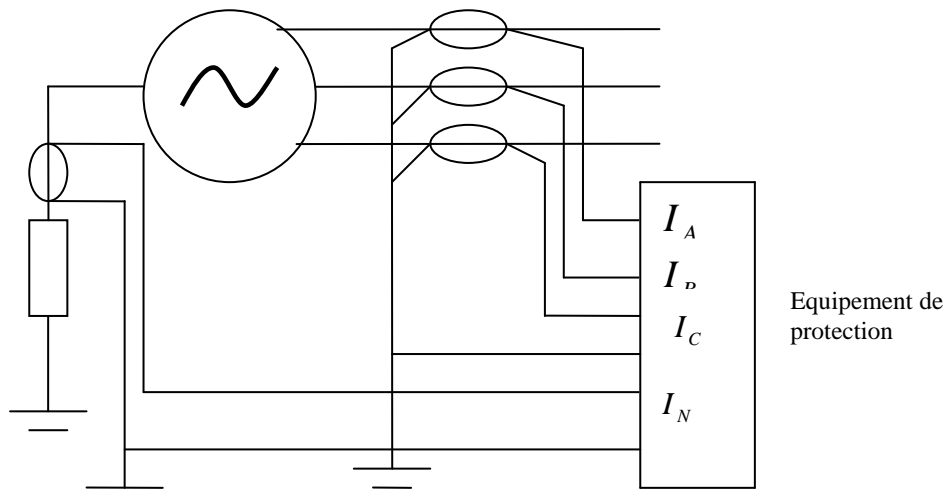


Figure III.6 : Protection différentielle de terre restreinte à pourcentage.

3.2.1.3.1. B.2. Protection différentielle à terre restreinte à haute impédance

Le principe de haute impédance est le même que celui défini pour la protection différentielle à haute impédance.

La figure III.7 illustre un mode de raccordement des TC à l'équipement de protection.

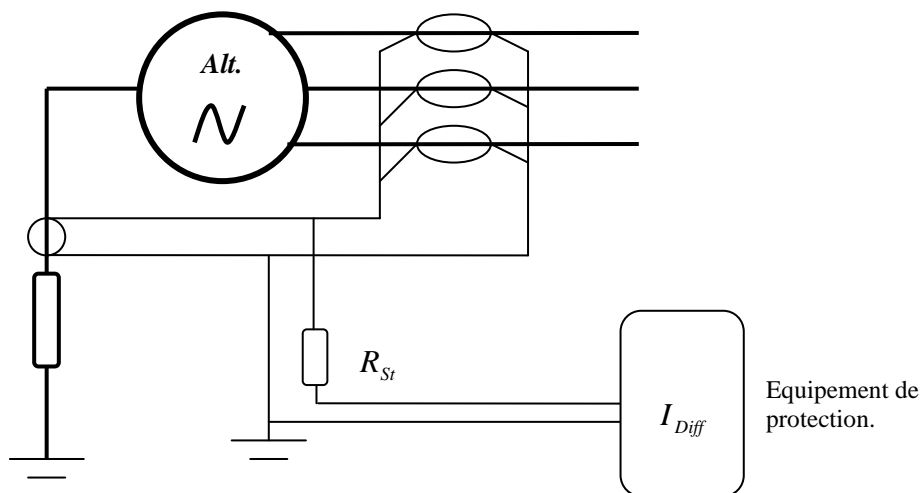


Figure III.7 : Protection différentielle à terre restreinte à haute impédance.

3.2.1.3.2. Neutre impédant au niveau du stator générateur

3.2.1.3.2. A. Protection 100% masse stator [12]

Méthode d'injection basse fréquence

Son principe repose sur la mesure d'une résistance minimale. Cette méthode consiste à injecter dans l'enroulement statorique, une tension de

fréquence inférieure à celle du réseau et de mesurer le courant circulant dans le neutre.

En fonctionnement normal, seul un courant de faible amplitude circule à travers la capacité stator-terre du fait de l'impédance élevée de ce circuit aux basses fréquences ($X_c = 1/2\pi fC$).

Dans l'éventualité d'un défaut à la terre, le courant mesuré augmente en raison de la plus petite impédance du circuit de défaut à la terre.

La protection peut mesurer l'impédance de défaut à partir de la tension injectée et du courant de défaut mesuré. Le schéma de la figure III.8 illustre le raccordement des réducteurs de mesure.

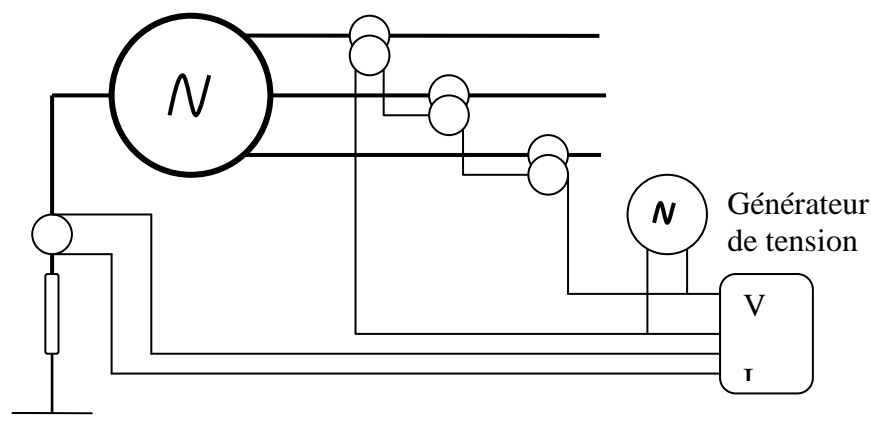


Figure III.8: Principe de la protection 100% masse stator.

3.2.1.3.3. Neutre à la terre dans le réseau

3.2.1.3.3. A. Protection maximum de courant terre du côté disjoncteur

La protection possède un seuil en courant et une temporisation de l'ordre de 0.1 seconde.

3.2.1.3.4. Neutre isolé

3.2.1.3.4. A. Protection maximum de tension résiduelle

Pour mesurer la tension résiduelle, on effectue en un point du réseau la somme des tensions simples « phase neutre » ou « phases terre ». La tension résiduelle est donnée par la relation :

$$\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = 3\vec{V}_o = \vec{V}_r$$

La mesure de V_r est obtenue en utilisant trois transformateurs de tension (TT) dont les secondaires sont couplés en série de manière à alimenter le relais par une tension $\vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3 = 3\vec{V}_o = \vec{V}_r$

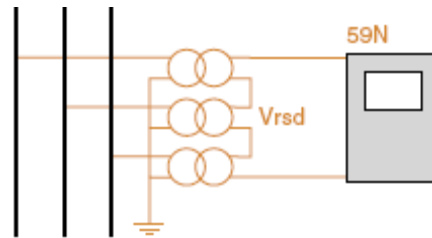


Figure III.9: Protection maximum de tension résiduelle.

3.2.1.4. Défaut masse rotor [12]

3.2.1.4.1. Contrôleur permanent d'isolement

Le principe de détection de défaut à la terre est le même que celui pour la masse stator.

L'injection d'une tension alternative de basse fréquence entre le circuit rotorique et la masse, permet au dispositif de protection de calculer la résistance de défaut comme cela a été décrit pour la protection 100% masse stator.

3.2.1.5. Perte d'excitation

Quand l'excitation d'un alternateur est défaillante, sa *f.e.m* interne se dégrade. Ceci provoque une chute de la puissance active de la machine et un accroissement de la puissance réactive absorbée du réseau électrique.

La protection est soit assurée par une protection maximum de puissance réactive ou une protection minimum d'impédance.

3.2.1.5.1. Protection maximum de puissance réactive

Cette protection est utilisée dans les cas où le circuit d'excitation n'est pas accessible (à diode tournante).

Son principe repose sur la mesure de la puissance réactive en utilisant le même principe que celui pour la mesure de la puissance active (voir Protection directionnelle de puissance active (Figure III.11).

$$Q = U_{CA} I_a \sin \varphi + U_{CB} I_b \sin \varphi$$

3.2.1.5.2. Protection minimum d'impédance

La protection est alimentée par un courant et une tension d'une même phase pour permettre la mesure d'impédance.

L'impédance mesurée correspond à l'impédance interne de l'alternateur, car celle-ci dépend de la *f.e.m* interne de l'alternateur et par conséquent de l'excitation.

Le fonctionnement de la protection est délimité par un cercle défini sur le diagramme d'impédance mesurée.

3.2.1.6. Perte de synchronisme

Une perte de synchronisme a pour conséquences des oscillations de puissance active (fourniture, absorption) d'amplitude importante, dont la période est comprise entre quelques secondes et quelques dizaines de secondes. Si l'état du système de production transport est critique, ou, en cas d'excitation insuffisante de l'alternateur, celui-ci peut décrocher du réseau. Cela entraîne une ou plusieurs rotations d'angle interne, correspondant à une augmentation continue de l'angle, au-delà de la limite naturelle de stabilité proche de 90° (l'alternateur effectue ce que l'on appelle couramment des *tours électriques*).

Pour les alternateurs de faible ou moyenne puissance (quelques dizaines de MVA) une protection contre la perte d'excitation peut être suffisante.

3.2.1.7. Variation de tension

3.2.1.7.1. Protection maximum de tension

Les capteurs sont montés entre phases.

Le seuil de détection est généralement réglé à 110% U_n (avec U_n : Tension composée nominale)

3.2.1.7.2. Protection minimum de tension [13]

Une baisse de tension a pour conséquence une augmentation du courant statorique, à puissance fournie constante. Cette surcharge étant couverte par la protection contre les surintensités au stator, la détection d'une baisse de tension a surtout pour but de protéger les auxiliaires de l'unité contre les rampages de moteurs.

La protection utilise le principe de la mesure de la composante directe de la tension, au secondaire du transformateur de soutirage de l'unité. Cela a pour but de prendre en compte des déséquilibres éventuels de la tension, et de ne pas entraîner de déclenchements inutiles, si la composante directe reste suffisante pour assurer le bon fonctionnement des auxiliaires.

Les transformateurs de tension sont chacun relié à une phase, pour la mesure de la composante directe :

$$V_d = \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3)$$

Les capteurs sont montés entre phases. Le seuil de détection est généralement réglé à 80% U_n . Avec U_n la tension assignée au secondaire du transformateur de soutirage.

3.2.1.8. Variation de fréquence

3.2.1.8.1. Protection minimum de fréquence

Le fonctionnement à minimum de fréquence d'un alternateur se produit lorsque la charge du réseau dépasse la capacité de la puissance motrice d'entraînement de cet alternateur.

La protection du réseau est assurée par un moyen de délestage automatique, mais dans le cas de l'échec du délestage, l'alternateur doit être pourvu d'une protection de secours minimum de fréquence.

Le seuil minimum recommandé pour la protection est -2Hz de la fréquence nominale.

3.2.1.8.2. Protection maximum de fréquence

Le fonctionnement en surfréquence d'un alternateur survient quand la puissance mécanique appliquée à l'alternateur est supérieure à la charge électrique et aux pertes mécaniques (plus fréquemment lors d'une perte de charge conséquente).

La protection maximum de fréquence vient en secours au régulateur de vitesse lorsque celui-ci présente une défaillance.

Son seuil de réglage est recommandé à $+2\text{Hz}$ de la fréquence maximale.

3.2.2. Défaut de l'alimentation

3.2.2.1. Court-circuit externe

Les protections suivantes viennent en secours à celles du réseau en cas de défaillance.

3.2.2.1.1. Avec maintien du courant à $3I_n$

La protection est munie d'un dispositif permettant de maintenir la valeur détectée du courant de court-circuit à $3I_n$.

3.2.2.1.1. A Protection maximum de courant

Les variations de courant pouvant être faibles, le relais peut être réglé à un seuil de courant et une temporisation à temps constant.

3.2.2.1.2. Sans maintien du courant à $3I_n$

3.2.2.1.2. A. Protection maximum de courant à contrôle de tension :

Dans ce mode de fonctionnement, le détecteur à minimum de tension permet de provoquer un changement de pas dans le réglage de seuil du courant de l'équipement.

Cette protection est employée dans le cas où l'alternateur est directement relié au réseau.

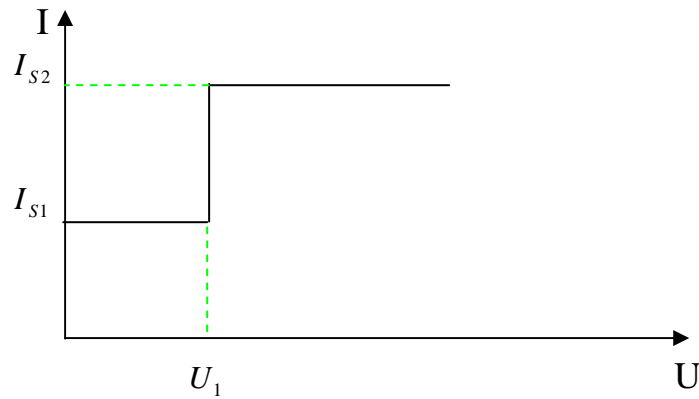


Figure III.10 : Modification du seuil de détection de courant de la protection à maximum de courant à contrôle de tension.

3.2.2.1.2. B. Protection maximum de courant à retenue de tension :

Dans le mode à retenue de tension, le courant de fonctionnement effectif de l'élément de protection varie en permanence au fur et à mesure que la tension appliquée varie entre les deux seuils de tension. Cette protection est employée dans le cas où l'alternateur est indirectement relié au réseau (via un transformateur). Et dans ce cas de liaison, un défaut entre phases sur le jeu de barres ne se traduira que par une chute de tension partielle entre phases aux bornes de l'alternateur.

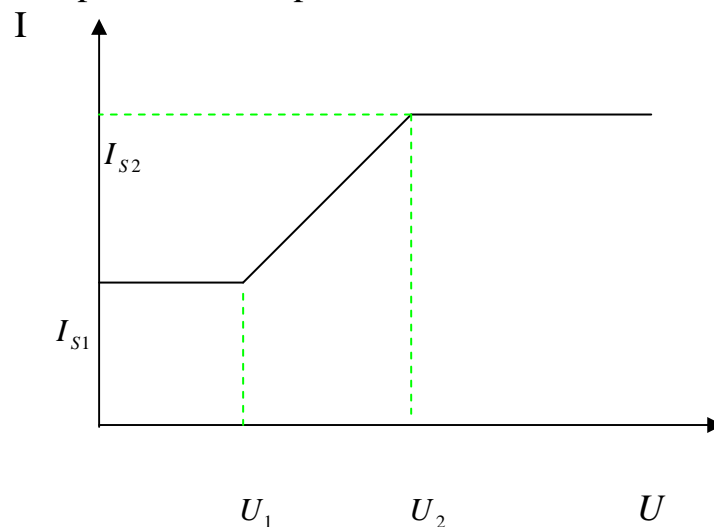


Figure III.11 : Modification du seuil de détection de courant de la protection à maximum de courant à retenue de tension.

3.2.2.2. Protection minimum d'impédance

L'impédance de chaque phase est calculée comme suit :

$$Z_a = \frac{V_{ab}}{I_a} \quad Z_b = \frac{V_{bc}}{I_b} \quad Z_c = \frac{V_{ca}}{I_c}$$

La tension nominale étant appliquée, la protection fonctionne comme une protection de surintensité à temps constant. Au fur et à mesure que la tension diminue, la protection fonctionne à un courant plus faible, et ce fonctionnement est comparable à celui d'une protection à maximum de courant à retenue de tension.

La protection à minimum d'impédance est constituée de 3 éléments de phase distincts et que la vérification se fait phase par phase, autrement dit l'inhibition d'une phase n'entraîne pas celle des autres.

3.2.3. Défaut lié à la machine d'entraînement

3.2.3.1. Fonctionnement en moteur

3.2.3.1.1. Protection directionnelle de puissance active

Dans le cas d'un fonctionnement en moteur, il y a inversion de puissance active.

La protection doit être sensible à cette inversion de puissance active et insensible à l'inversion de puissance réactive.

On utilise très souvent la méthode des deux wattmètres pour mesurer la puissance active, cette méthode nécessite donc une mesure des courants de phases et de tensions composées.

Le schéma de la figure III.11 illustre le raccordement des réducteurs de mesure.

La puissance active est donnée par :

$$P = U_{CA} I_a \cos \varphi + U_{CB} I_b \cos \varphi$$

La puissance ainsi mesurée est une grandeur algébrique dont le signe indique le sens d'écoulement (la protection de puissance active est naturellement directionnelle).

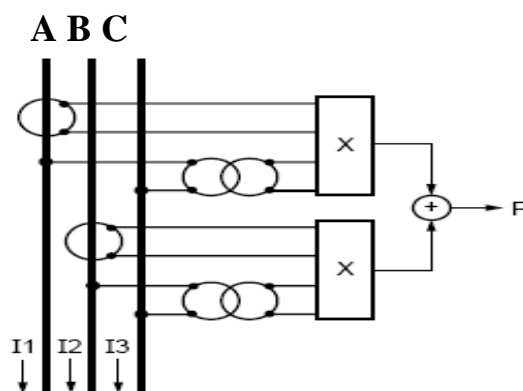


Figure III.12 : Mesure de la puissance active par la méthode des deux wattmètres.

3.2.4. Sonde de température

Ce sont des capteurs qui permettent de transformer l'effet du réchauffement ou du refroidissement sur leurs composants en signal électrique.

La mesure de la température dans un alternateur, est très souvent réalisée à l'aide de thermocouple ; constitués de deux fils métalliques de nature différentes relié par des jonctions et permet ainsi la mesure de la température par effet Seebeck.

Effet Seebeck : c'est un effet thermoélectrique, découvert par le physicien allemand John Thomas Seebeck en 1821, dont le principe est ; si deux conducteurs métalliques de nature différente sont reliés par deux jonctions et si une différence de température est appliquée entre les deux jonctions, il y aura apparition d'une différence de potentiel à chacune des deux jonctions.

Chapitre IV

Protection des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar

4.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser au système de protection de l'alternateur de la centrale Bâb Ezzouar et sa fiabilité de fonctionnement, et pour ce faire nous allons procéder en deux parties :

La première consiste à faire un calcul de courant de court-circuit afin de permettre le dimensionnement des disjoncteurs, sectionneurs et réducteurs de mesure, aussi présenter les réglages de ces relais de protection et leurs actions sur les organes de coupure,

La deuxième partie sera consacré aux travaux et test pratiques effectués sur site suite aux propositions et directives de la société algérienne de gestion du réseau de transport de l'énergie électrique GRTE à sécuriser les installations de production d'électricité vis-à-vis du réseau de transport, ensuite proposer une alternative du système de protection de l'alternateur de la centrale en se basant sur une approche technico économique, et enfin conclure sur la fiabilité de la protection de l'alternateur.

4.2. Présentation d'une tranche de production

La centrale de Bâb Ezzouar est constituée de 04 tranches de productions identiques. Le schéma de la figure IV.1 présente une tranche de production constituée d'un alternateur, alimentant le jeu de barres du poste via un transformateur de puissance, et d'un transformateur de soutirage alimentant le circuit électrique interne de la centrale.

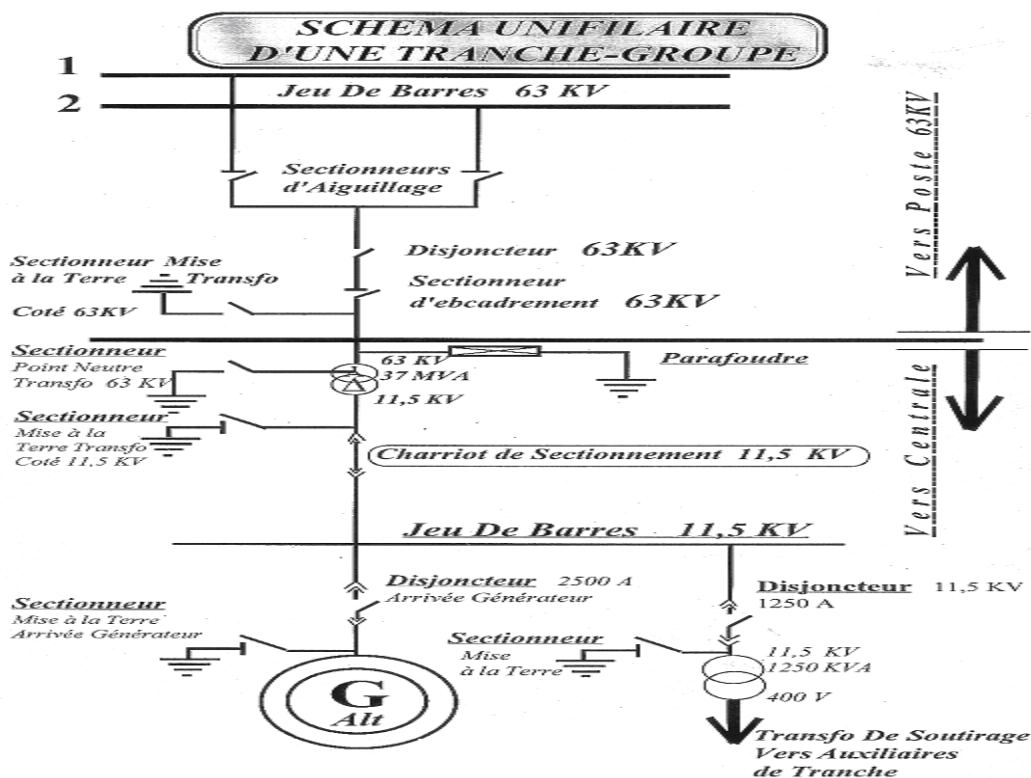


Figure IV.1 : schéma unifilaire d'une tranche de production

4.3. Caractéristiques des alternateurs et transformateurs

Les caractéristiques des alternateurs et des transformateurs de puissance sont identiques pour toutes les tranches de production.

Alternateur : [2]

$$U_n = 11.5KV ; S_n = 37MVA ; P_n = 26.9MW ; X_d'' = 13.7\% ; X_d' = 18.5\% ; X_d = 22\% ; X_o = 6.7\% ; X_{inv} = 15.8\%$$

Le rapport de court circuit $r_{cc} = 0.53$

Transformateur : [4]

$$U = 11.5KV / 63KV ; U_{cc\%} = 11.2\% ; S_n = 37MVA .$$

4.4. Calcul de courant de court-circuit

Le dimensionnement des appareils de protection de l'alternateur nécessite un calcul de courant de court-circuit dans différents points précis de la tranche de production.

Nous allons pour notre cas définir deux points de calcul sur la tranche de production puis nous allons calculer les courants de court-circuit triphasé aux points définis à l'aide des composantes symétrique selon la norme CEI60909 sachant que le transformateur de puissance est doté d'un changeur de prise en charge.

4.4.1. Calcul des impédances

Alternateur

$$X_d''(\Omega) = \frac{X_d''(\%) U_n^2}{100 S_n} = \frac{13.7 \cdot 11.5^2}{100 \cdot 37} = 0.4896\Omega$$

$$X_{inv} = \frac{15.8 U_n^2}{100 S_n} = 0.5647\Omega$$

$$X_o = \frac{6.7 \cdot 11.5^2}{100 \cdot 37} = 0.2394\Omega$$

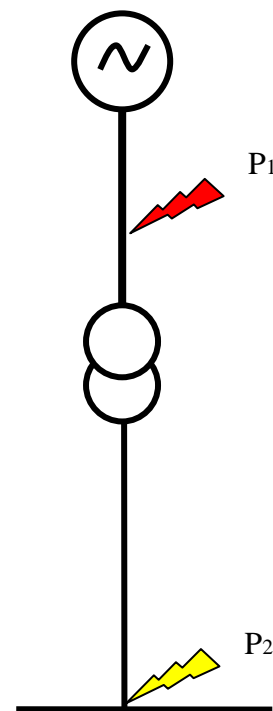
Transformateur

$$Z_{HT} = \frac{U_{cc} U_{HT}^2}{100 S_n} = \frac{11.2 \cdot 63^2}{100 \cdot 37} = 12.014\Omega$$

$$X_{HT} = Z_{HT}$$

$$X_{HT}(\%) = X_{HT} \frac{S_n}{U_n^2} = 12.01 \frac{37}{63^2} = 0.1119$$

$$X_{HT}(\%) = 11.19\%$$



4.4.2. Court-circuit entre l'alternateur et le transformateur (P1)

Courant de court-circuit triphasé

Le courant de court-circuit initial :

$$I_k'' = \frac{cU_n}{\sqrt{3}K_{GS}X_d''}$$

$$K_{GS} = \frac{c_{\max}}{1 + X_d'' \sin \varphi} = \frac{1.1}{1 + 0.137 * 0.6} = 1.0164$$

$$I_k'' = \frac{1.1 * 11.5}{\sqrt{3} * 1.0164 * 0.4896} = 14.67 \text{ KA}$$

Le courant de court-circuit crête :

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

On a: $S < 100 \text{ MVA}$; $U > 1 \text{ KV}$

$$\Rightarrow R_{Gf} = 0.07 X_d'' = 0.07 * 0.4896 = 0.03427 \Omega$$

$$\frac{R_{Gf}}{X_d''} = 0.07 \Rightarrow \kappa = 1.02 + 0.98 e^{-3 * 0.07} = 2.55$$

$$I_p = 2.55 \sqrt{2} * 14.67 = 52.90 \text{ KA}$$

Le courant de court-circuit coupé :

$$I_b = \mu I_k''$$

$$\frac{I_k''}{I_n} = \frac{14.67}{1.857} = 7.8942$$

De la courbe définie dans la figure II.7 on tire la valeur de $\mu = 0.76$

$$I_b = 0.76 * 14.67 = 11.15 \text{ KA}.$$

Calcul de la tenue thermique

Le passage du courant de défaut dans les connexions (lignes, jeux de barres, contacts des disjoncteurs, etc....) provoque un effet thermique (élévation de la température) ayant pour conséquences :

- Un allongement des conducteurs ;
- Une perte des caractéristiques de tenue mécanique des conducteurs ;
- Un vieillissement accéléré des contacts électriques.

Il convient donc de dimensionner les conducteurs et les contacts de façon à limiter l'échauffement, et cela en vérifiant la stabilité thermique de ces connexions, que l'on calcule en régime adiabatique (sans échange de chaleur avec le milieu extérieur) par la formule suivante :

$$I_{th} = I_k''^2 \cdot t_{\text{déf}} \quad [\text{KA}^2 \cdot \text{s}]$$

Avec :

$t_{\text{déf}}$: Temps de défaut, qui représente le temps mort minimal.

$t_{\text{déf}} = 0.05 \text{ s}$ D'après la courbe de la figure II.7

On prend la valeur du courant de court-circuit triphasé initial

$$I_{th} = I_k''^2 * t_{def} = 14.67^2 * 0.05 = 10.76 KA^2 \cdot s$$

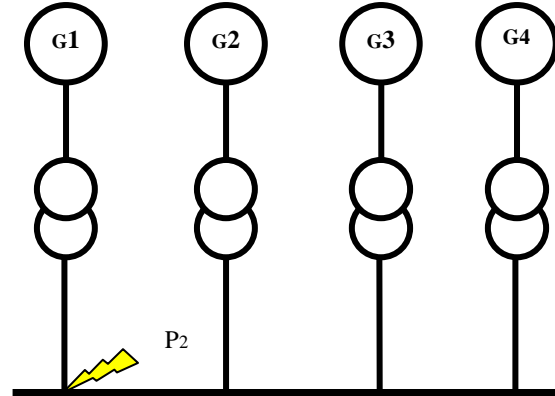
4.4.3 Court-circuit entre le transformateur et le jeu de barre 63 kV(P2)

Courant de court-circuit triphasé

$$I_k'' = \frac{cU_{JDB}}{\sqrt{3}Z_s}$$

$$\text{Avec } Z_s = K_s \left[\left(\frac{U_{HT}}{U_n} \right)^2 (X_d'') + X_{HT} \right]$$

$$K_s = \frac{U_{JDB}^2}{U_n^2} \frac{U_n^2}{U_{HT}^2} \frac{c_{max}}{1 + |X_d'' - X_T| \sin \varphi_G}$$



$$K_s = \frac{63^2}{11.5^2} \frac{11.5^2}{63^2} \frac{1.1}{1 + (0.137 - 0.1119)0.6} = 1.0836$$

$$Z_s = 1.0836 \left[\left(\frac{63}{11.5} \right)^2 (0.4896) + 12.01 \right] = 28.935 \Omega$$

Z_s : Impédance d'un groupe

Nous avons un montage parallèle de 4 groupes identiques ce qui nous donne une impédance directe équivalente.

$$X_{deq} = \frac{X_s}{4} = \frac{28.935}{4} = 7.23375 \Omega$$

Courant de court-circuit initial :

$$I_k'' = \frac{cU_{HT}}{\sqrt{3}X_{deq}} = \frac{1.1 * 63}{\sqrt{3} * 7.23375} = 5.531 KA$$

Courant de court-circuit crête :

$$I_p = \kappa \sqrt{2} I_k''$$

$$Z_s = 1.0836 \left[\left(\frac{63}{11.5} \right)^2 (0.03427 + j0.4896) + j12.01 \right] = 1.1144 + j13.014$$

$$\frac{R_{Gf}}{X_{Sf}} = 0.0856 \Rightarrow \kappa = 0.699$$

$$I_p = 0.699 \sqrt{2} * 5.531 = 5.4675 KA$$

Courant de court-circuit coupé :

$$I_b = \mu I_k''$$

$$\frac{I_k''}{I_n} = \frac{5.531}{0.339} = 16.3156.$$

De la courbe définie dans la figure II.7 on tire la valeur de $\mu = 0.7$

$$I_b = 0.7 * 5.531 = 3.8717 \text{ KA.}$$

Calcul de la tenue thermique

$$I_{th} = I_k^{n_2} * t_{def} = 5.531^2 * 0.05 = 1.53 \text{ KA}^2 \cdot \text{s}$$

4.5. Dimensionnement des appareils de protections

A. Dimensionnement des disjoncteurs

Choix du disjoncteur 11.5 KV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		Vérifié
Un [KV]	11.5	Un_{disj} [KV]	24	$Un_{disj} \geq Un$	Vérifié
In [A]	1857	In_{disj} [A]	2500	$In < In_{disj}$	Vérifié
I_b [KA]	11.15	I_{Pdc} [KA]	31.5	$I_b < I_{Pdc}$	Vérifié
I_p [KA]	52.90	I_{dyn} [KA]	80	$I_p < I_{dyn}$	Vérifié
I_{th} [kA ² .s]	10.76	$I_{th_{disj}}$ [kA ² .s]	31.5	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié
Choix du disjoncteur 63 kV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du disjoncteur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		Vérifié
Un [KV]	63	Un_{disj} [KV]	72.5	$Un_{disj} \geq Un$	Vérifié
In [A]	339	In_{disj} [A]	1600	$In < In_{disj}$	Vérifié
I_b [KA]	3.8717	I_{Pdc} [KA]	31.5	$I_b < I_{Pdc}$	Vérifié
I_p [KA]	5.46	I_{dyn} [KA]	78.8	$I_p < I_{dyn}$	Vérifié
I_{th} [kA ² .s]	1.53	$I_{th_{disj}}$ [kA ² .s]	57.8	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

B. Dimensionnement des sectionneurs

Choix des sectionneurs 11.5KV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		Vérifié
Un [KV]	11.5	Un_{sec} [KV]	23	$Un_{sec} \geq Un$	Vérifié
In [A]	1858	In_{sec} [A]	2500	$In < In_{sec}$	Vérifié
I_{th} [KA]	10.76	$I_{th_{sec}}$ [KA]	27	$I_{th} < I_{th_{sec}}$	Vérifié

Choix des sectionneurs 63kV					
Paramètres de la tranche calculés		Paramètres du sectionneur		Conditions de Choix	Résultats
Grandeurs	Valeurs	Grandeurs	Valeurs		Vérifié
Un [KV]	63	Un_{sec} [KV]	72	$Un_{sec} \geq Un$	Vérifié
In [A]	339	In_{sec} [A]	2500	$In < In_{sec}$	Vérifié
I_{th} [KA]	1.53	$I_{th_{sec}}$ [KA]	27	$I_{th} < I_{th_{disj}}$	Vérifié

4.6. Présentation des protections des alternateurs de Bab Ezzouar

Protection différentielle

L'alternateur de la centrale est équipé d'une protection différentielle à pourcentage, le relais utilisé est de type D2se Brown Boveri qui est un relais électromagnétique.

Protection maximum de courant

C'est une protection à temps inverse, constituée de trois relais électromagnétiques de type ICM22ko Brown Boveri destinés pour les trois phases.

La protection est alimentée par trois transformateurs de courant.

Protection maximum de tension

La protection est assurée par un relais de type UM31x Brown Boveri alimenté par un transformateur de tension.

Protection contre le retour d'énergie

Cette protection est assurée par un relais de type PM2g90-110 Brown Boveri. Elle est alimentée par deux transformateurs de courant et deux transformateurs de tension de façon à permettre le calcul de la puissance active triphasé par la méthode des deux wattmètres.

Protection maximum et minimum de fréquence

La protection est assurée par un relais électromagnétique de type FM2-110 Brown Boveri, alimenté par un transformateur de tension.

Protection contre le déséquilibre

Elle est assurée par un relais électromagnétique de type IG25-2 Brown Boveri, constitué de deux organes de détection de la composante inverse du courant, l'un réglé pour une valeur de signalisation et l'autre pour une valeur de déclenchement.

Le relais est alimenté par deux transformateurs de courant, pour lui permettre de calculer la valeur de la composante inverse.

Protection masse stator

La protection est assurée par un relais électromagnétique de type PUM2ng90-110 Brown Boveri.

Son principe repose sur la détection d'une tension aux bornes de la résistance de mise à la terre à l'aide d'un transformateur de tension (protection à élément de surtension).

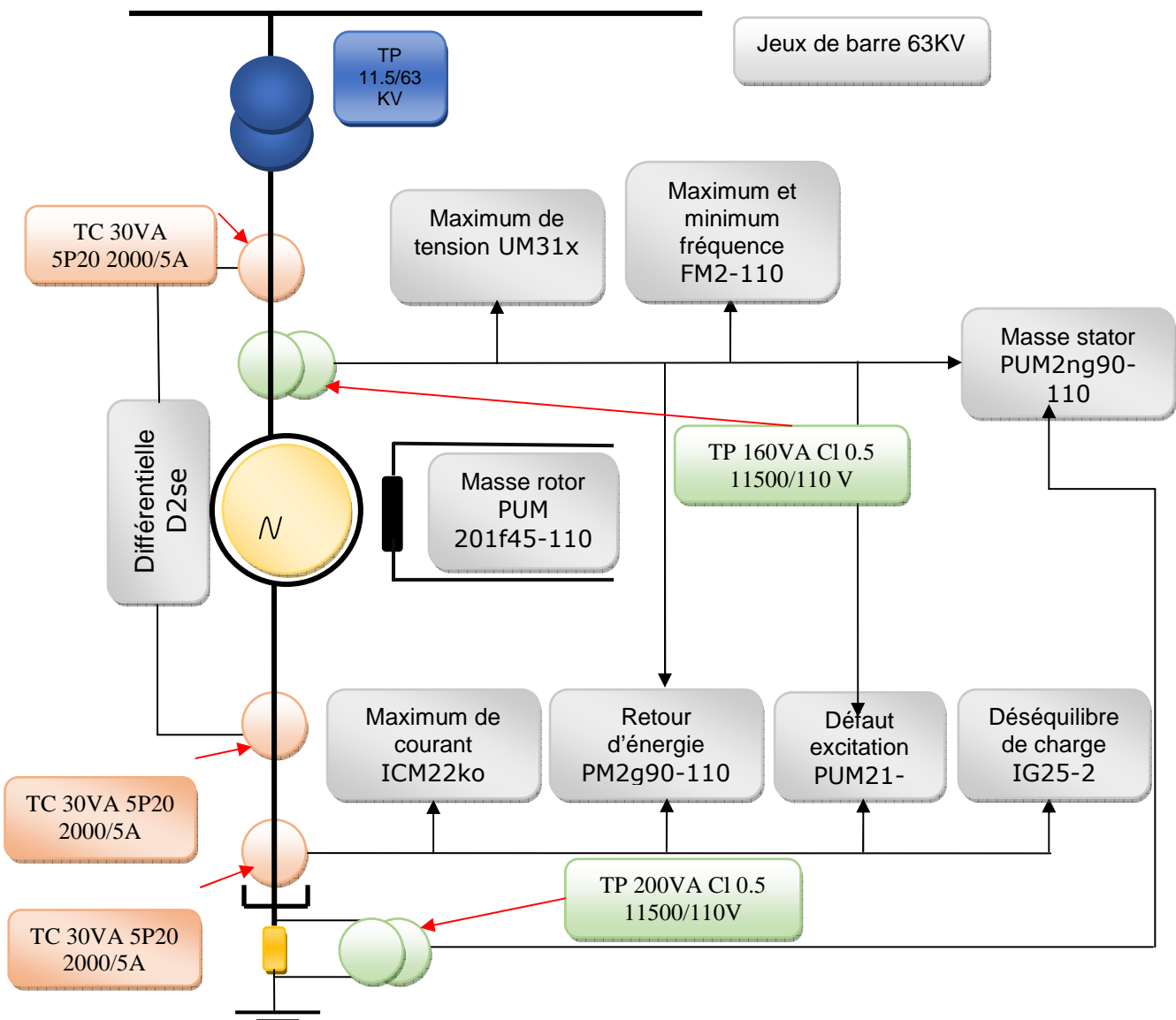
Protection masse rotor

La protection est assurée par un relais électromagnétique de type PUM 201f45-110 Brown Boveri.

Elle assure la protection par un contrôle permanent de l'isolement en mesurant l'impédance de défaut.

Protection contre les défauts d'excitation

La protection est une protection minimum impédance, assurée par un relais électromagnétique de type PUM21-110 Brown Boveri.

Figure IV.2 : Schéma simplifié de protections alternateur centrale Bâb Ezzouar

4.6.1. Spécification des réducteurs de mesure

A. Transformateur de courant :

Protection maximum de courant

Les TC alimentant cette protection alimentent aussi les protections suivantes :

- Protection contre le retour d'énergie,
- Protection contre le défaut d'excitation,
- Protection de déséquilibre.

Le rapport de transformation des TC 2000/5A.

Nous allons déterminer la puissance de précision du TC et son facteur limite de précision réelle (FLP).

Calcul des pertes dans la filerie

Pour la liaison entre le TC et le relais de protection on utilise un câble en cuivre de section :

$S = 4 \text{ mm}^2$, de résistivité $\rho = 18,8 \text{ m}\Omega/\text{Km}$, de longueur $L = 2 \times 50 \text{ m}$, traversée par un courant $I = 5 \text{ A}$.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{18,8 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{4} = 0,47 \Omega$$

$$S_{\text{perte}} = R \cdot I^2 = 0,47 \cdot 5^2 = 11,75 \text{ VA}$$

La consommation du relais maximum de courant ICM 22ko

$$S_R = 5 \text{ VA}$$

La charge totale associé au TC est de $S_R = 16,75 \text{ VA}$

On peut donc choisir une puissance normalisée au TC qui est $S_{TC} = 30 \text{ VA}$.

Calcul du FLPr (Facteur limite de précision réelle)

Nous allons utiliser la formule obtenue grâce au schéma équivalent d'un TC (voir chapitre II).

$$K_r = K_n \frac{(R_{ct} + R_n)}{(R_{ct} + R_p)} = K_n \frac{P_i + P_n}{P_i + P_r}$$

La résistance interne du TC sera négligée.

$$R_n = \frac{S_n}{I_n^2} = \frac{30}{25} = 1,2 \Omega$$

$$R_p = \frac{S_r}{I_n^2} = \frac{16,75}{25} = 0,67 \Omega$$

$$K_n = \frac{I_k''}{I_{pn}} = \frac{14,67}{2} = 7,335$$

On va multiplier K_n par le facteur de sécurité associé à la protection maximum de courant à temps inverse qui est de 1,5, ce qui nous donne $K_n = 11$

$$K_r = K_n \frac{R_n}{R_p} = 11 \frac{1,2}{0,67} = 19,70$$

On peut donc choisir un FLP=20

Protection différentielle D2se1

Les TC sont tous identiques (30VA 5P20) 2000/5A

Calcul des pertes dans la filerie :

$S = 4\text{mm}^2$, de résistivité $\rho = 18,8 \text{ m}\Omega/\text{Km}$, de longueur $L = 2 \times 50 \text{ m}$, traversée par un courant $I = 5 \text{ A}$.

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S} = \frac{18,8 \cdot 100 \cdot 10^{-3}}{4} = 0,47 \Omega$$

$$S_{\text{perte}} = R \cdot I^2 = 0,47 \cdot 5^2 = 11,75 \text{ VA}$$

La consommation du relais est de 5 VA.

On obtient le même résultat que pour le TC maximum de courant ce qui nous donne un TC de type 30VA 5P20.

B. Transformateur de tension :Protection masse stator PUM2ng 90-110TP (1) de phase :

Consommation du circuit alimenté 30 VA

Rapport de 11500/110V

Classe 0.5

Puissance 120VA

TP (2) de point neutre

Consommation du circuit alimenté 60 VA

Rapport : $\frac{11500}{\sqrt{3}} / \frac{110}{\sqrt{3}} \text{ V}$

Classe : 3

Puissance : 200VA

Vérification pour le TP (1)

La résistance de la filerie

$$R_f = 0,47\Omega$$

Résistance équivalente de l'ensemble de la protection

$$R_R = \frac{U_s^2}{S} = \frac{110^2}{30} = 403,33\Omega$$

Résistance totale

$$R_t = 403,33 + 0,47 = 403,8\Omega$$

Courant circulant dans la filerie

$$I_l = \frac{U_s}{R_R} = \frac{110}{403,8} = 0,2724 \text{ A}$$

Chute de tension dans la filerie

$$U_f = R_f I_l = 0.47 * 0.2724 = 0.128 \text{ V}$$

La tension aux bornes de la protection

$$U_R = R_R I_l = 403.33 * 0.2724 = 109.87 \text{ V}$$

L'erreur provoquée par la filerie

$$\frac{U_f}{U_f + U_R} = \frac{0.128}{0.128 + 109.87} = 0.116\%$$

Puissance nécessaire

$$S_{utile} = \frac{U_s^2}{R_t} = \frac{110^2}{403.8} = 29.96 \text{ VA}$$

On a la règle qui spécifie la puissance nominale du secondaire des TP donnée par :

Puissance nécessaire < Puissance nominale du secondaire < 4 * Puissance nécessaire

$$29.96 \text{ VA} < \text{Puissance nominale du secondaire} < 119.86 \text{ VA}$$

On peut donc choisir une valeur normalisé 120VA classe 0.5.

Vérification pour le TP (2)

La résistance de la filerie

$$R_f = 0.47 \Omega$$

Résistance équivalente de l'ensemble de la protection

$$R_R = \frac{U_s^2}{S} = \frac{110^2}{60} = 201.66 \Omega$$

Résistance totale

$$R_t = 201.66 + 0.47 = 202.13 \Omega$$

Courant circulant dans la filerie

$$I_l = \frac{U_s}{R_t} = \frac{110}{202.13} = 0.5442 \text{ A}$$

Chute de tension dans la filerie

$$U_f = R_f I_l = 0.47 * 0.5442 = 0.2557 \text{ V}$$

La tension aux bornes de la protection

$$U_R = R_R I_l = 201.66 * 0.5442 = 109.74 \text{ V}$$

L'erreur provoquée par la filerie

$$\frac{U_f}{U_f + U_R} = \frac{0.2557}{0.2557 + 109.74} = 0.2324\%$$

Puissance nécessaire

$$S_{utile} = \frac{U_s^2}{R_t} = \frac{110^2}{202.13} = 59.86 \text{ VA}$$

On a : 59.86VA < Puissance nominale du secondaire < 239.44VA

On peut donc prendre un TP 200VA de classe 3.

Les protections suivantes sont alimentées par un même TP (1) alimentant la protection masse stator.

- Protection maximum de tension UM 31x :
- Protection contre le retour d'énergie PM2g90-110
- Protection défaut d'excitation PUM21-110
- Protection contre le déséquilibre de charge IG25-2
- Protection masse stator PUM2ng 90-110
- Protection maximum de tension UM31x
- Protection maximum et minimum de fréquence FM2-110
-

Tableaux récapitulatifs du choix des TC de protection

Choix des TC « Protection différentielle »		
Paramètres calculés sur la tranche	Valeur	Caractéristiques du TC
Tension [kV]	11.5	12
Courant nominal [A]	1859	2000
FLP	19.70	20
Puissance [VA]	16.75	30
Choix des TC « Maximum de courant »		
Paramètres calculés sur la tranche	Valeur	Caractéristiques du TC
Tension [kV]	11.5	12
Courant nominal [A]	1859	2000
FLP	19.70	20
Puissance	16.75	30VA

Tableau de réglages et actions des relais de protection de l'alternateur

Protection	Type A	Type B	Type C	Réglage	Temporisation
Différentielle			*	15%	Sans temporisation
Maximum de courant	*			1.2In	Temps inverse
Maximum de tension		*		1.2Un	2 s
Retour d'énergie	*			5% Sn	0.5 s
Minimum fréquence			*	1 ^{er} stade : 47.2Hz	0.15 s
				2 ^e stade : 46.2Hz	0.4 s
Déséquilibre	*			1 ^{er} stade 10% In	5 s
				2 ^e stade 20% In	9 s
Masse stator			*	2.5% Un	0.3 s
Masse rotor		*		>1.8 kΩ	0.3 s
Défaut d'excitation		*		12 Ω	2 s
				2 Ω	2 s

4.7. Evaluation et contrôle des relais de protections de l'alternateur du groupe de production N°01

4.7.1. Simulation de défaut (court-circuit triphasé)

Les essais se font en utilisant les équipements cites ci-dessous :

- Valise d'injection CPC100 (courant, tension).
- Un PC de commande intégrant le logiciel OMICRON
- Multimètre FLUK.
- Tableau des seuils comportant les tensions, courants des phases temps de réponse.

Ces essais consistent à injecter des tensions et courants égaux aux valeurs mentionnées dans le tableau des seuils.

**Logiciel de simulation : Tests réels de relais de protection
Omicron Test Universe :**

Le système OMICRON Test Universe a été conçu pour tester les relais de protection et de mesure, aussi bien par les entreprises d'électricité que par les fabricants. Il est constitué de matériel d'avant-garde et de logiciels conviviaux fonctionnant sous Windows, et offre une flexibilité et une adaptabilité totales pour les diverses applications de tests. La flexibilité est permise par la diversité des logiciels, tandis que l'adaptabilité est rendue possible par la façon d'associer et d'utiliser les composants d'un logiciel.

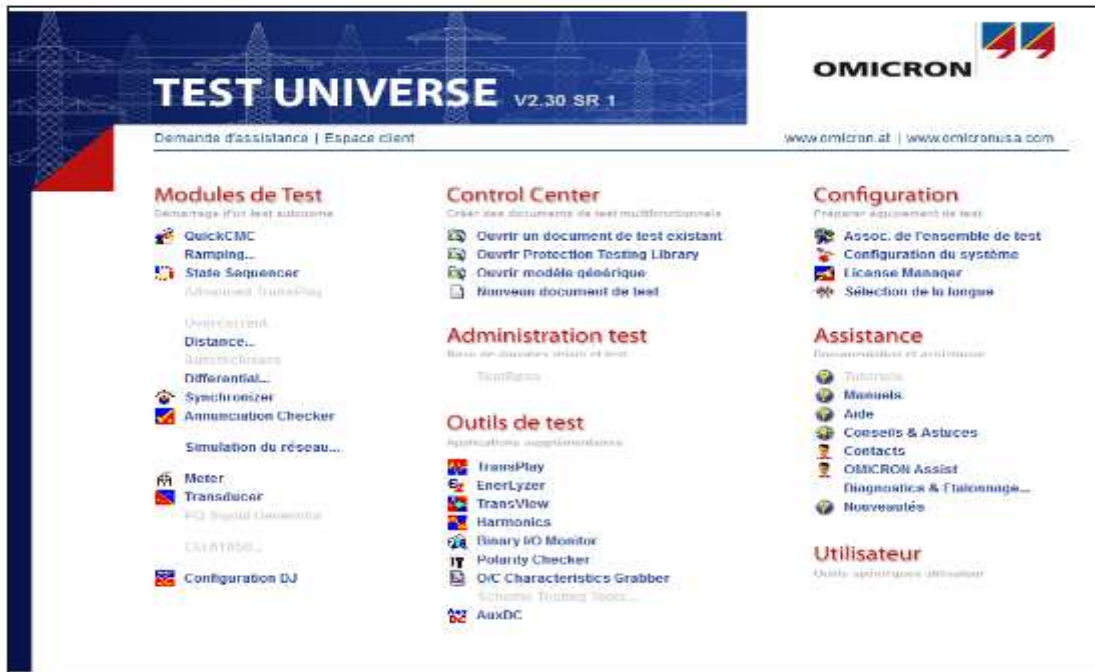


Figure IV.4 : Interface de démarrage OMICRON

4.7.2. Le simulateur (NET-SIM)

Pour ouvrir le simulateur il faut sélectionner la commande (simulation de réseau).

4.7.2.1. Définition de NET-SIM

La valise d'injection (la caisse)



Figure V.5 : NET-SIM



Figure IV.6: la valise d'injection (CPC 100)

Le logiciel de simulation du réseau Net-Sim teste les relais dans des conditions proches de la réalité. Net-Sim utilise un modèle numérique de réseau pour simuler des traitements dans un réseau électrique constitué de sources de tension, de ligne, de disjoncteur, d'événements de défaut et de commutation. Net-Sim offre des topologies de réseau prédéfinies avec des données de défaut, appelées cas de test, ou aussi modèles de test. Ces cas de test évaluent les relais de protection.

La caisse d'injection permet d'injecter des courants et des tensions sur des lignes.

Cette valise Capable de fournir 800 A (6000 A avec amplificateur de courant) et 2000 V, c'est un système complet avec PC intégré. Ses applications logicielles permettent de tester une grande variété de matériels de postes électriques, et de créer automatiquement des rapports personnalisés. Grâce à son faible poids (29 kg) et ses logiciels innovants.

Le CPC 100 (la valise d'injection) permet de réaliser des tests électriques sur différents équipements notamment les transformateurs de tension de courant et de puissance, les lignes haute tension et les différents organes de coupure.



Figure IV.7: la valise d'injection CPC 100 et OMICRON

4.7.3. Etude pratique :

Pour notre étude et à titre d'exemple, on teste un relais électromagnétique à maximum de courant (MAX-I) de type ICM22ko Brown Boveri destinés pour les trois phases (le test est réalisé le 5/4/2017).

La protection est alimentée par trois transformateurs de courant. La caisse d'injection injecte le courant sur les lignes entre l'alternateur et le transformateur 11.5/63 KV.

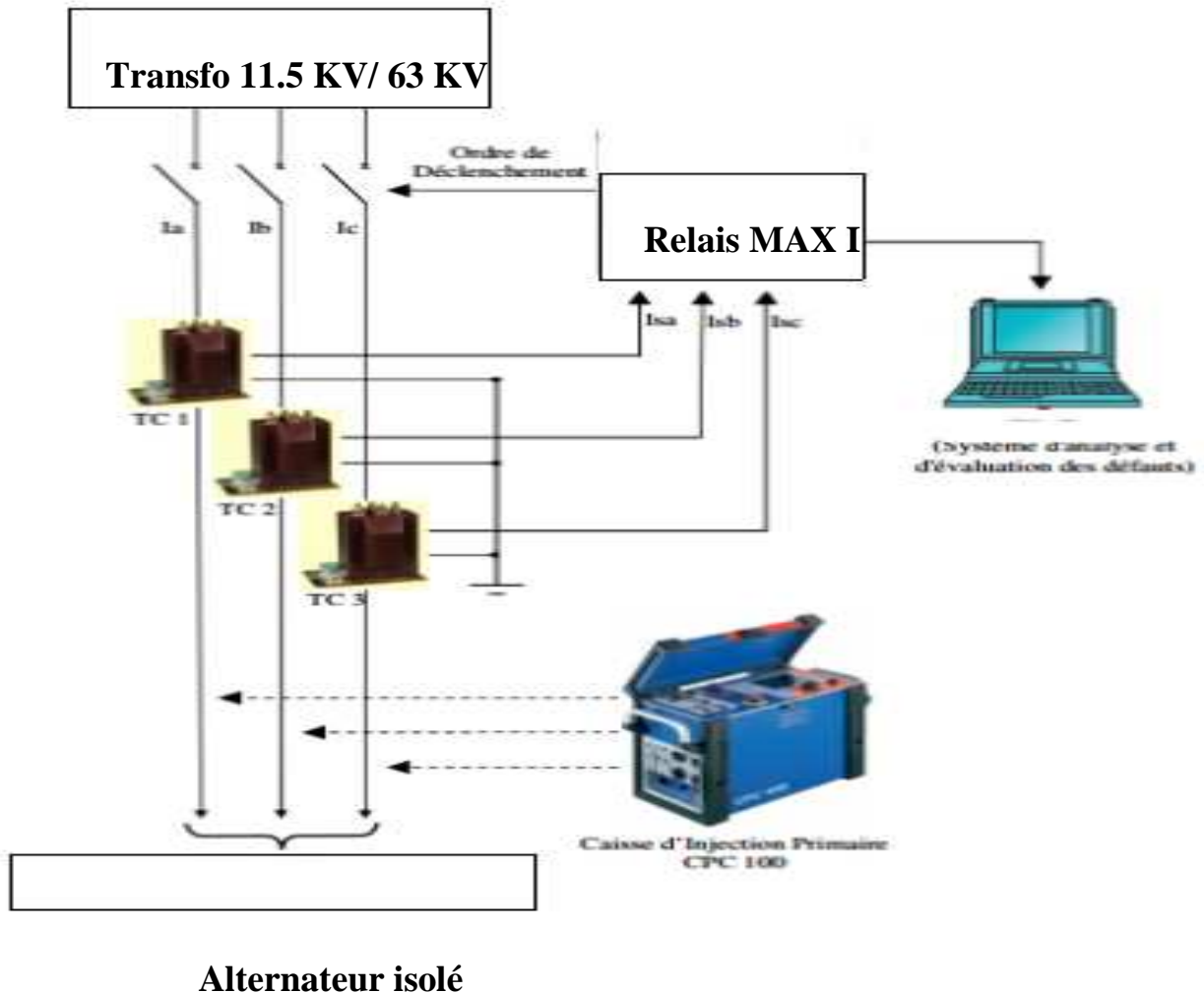


Figure IV.8: Câblage de matériel de test.

L'étude s'étalera sur des intervalles de temps correspondant au cycle de défaut de nature « court-circuit triphasé » avec injection de courants et tensions sur les secondaires des TC et TP avec un alternateur isolé coté primaire des transformateurs de courant et de tension :

De [-2.5, 0] s : Injection d'un courant de 4.65 A au secondaire des TC correspondant au courant nominal de la machine $I_n=1858$ A

De [0,1] s : Simulation d'un défaut entre l'alternateur et le transformateur principal 11.5 KV/63 KV avec injection d'un courant de 13 A au secondaire des TC correspondant au courant de court-circuit de 5200 A avec un rapport de transformation des TC de valeur $N=400$ et d'une tension de 100 V correspondant à la tension nominale de l'alternateur $V_n=11.5KV$

On obtient les résultats de la simulation suivante :

Court-circuit triphasé externe :(Durée de défaut = 1s)

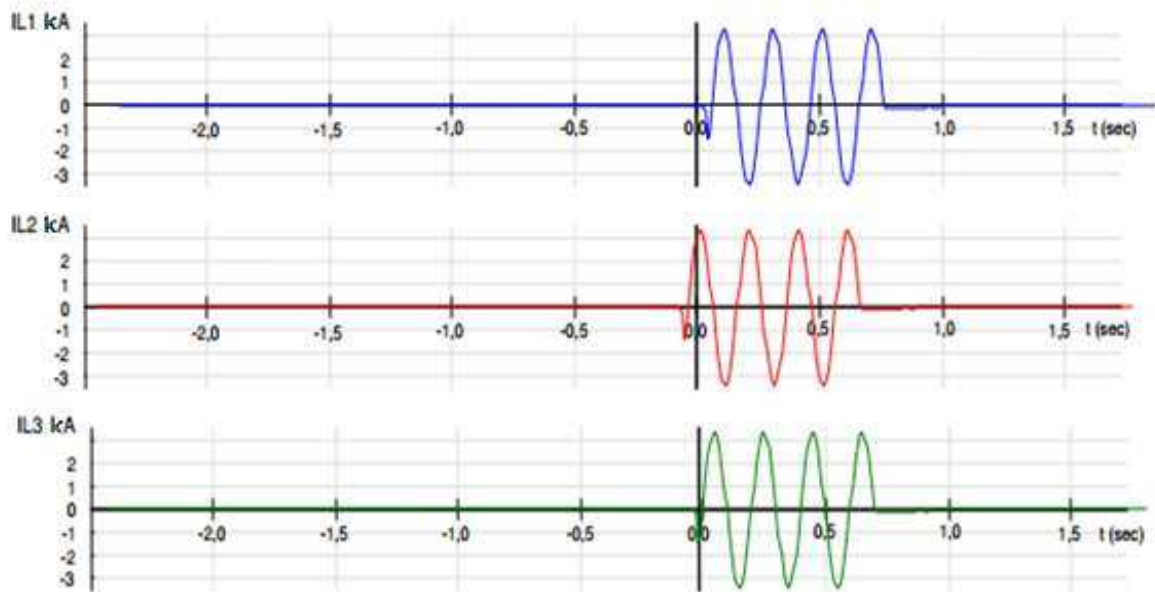


Figure IV.9 : Evaluation des courants des lignes pendant le défaut

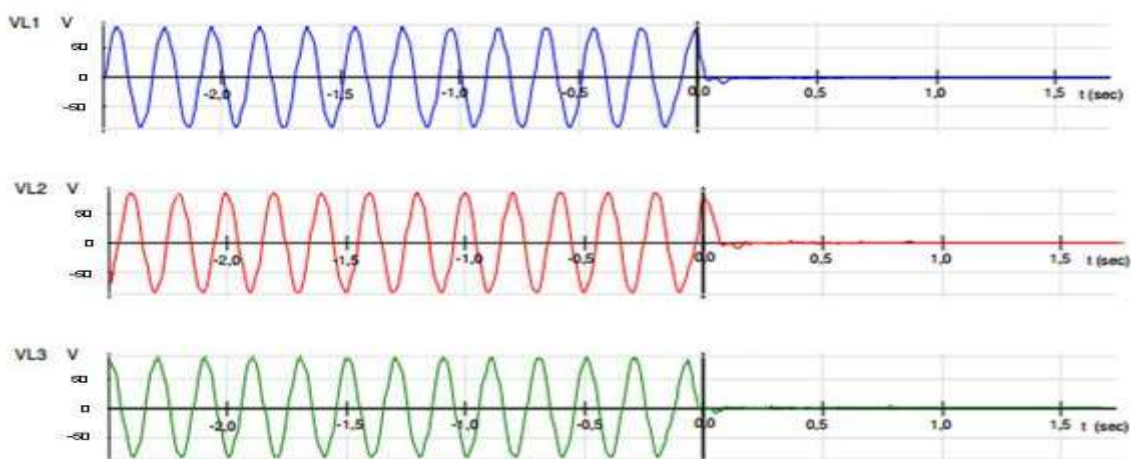


Figure IV.10 : Evaluation des tensions des lignes pendant le défaut

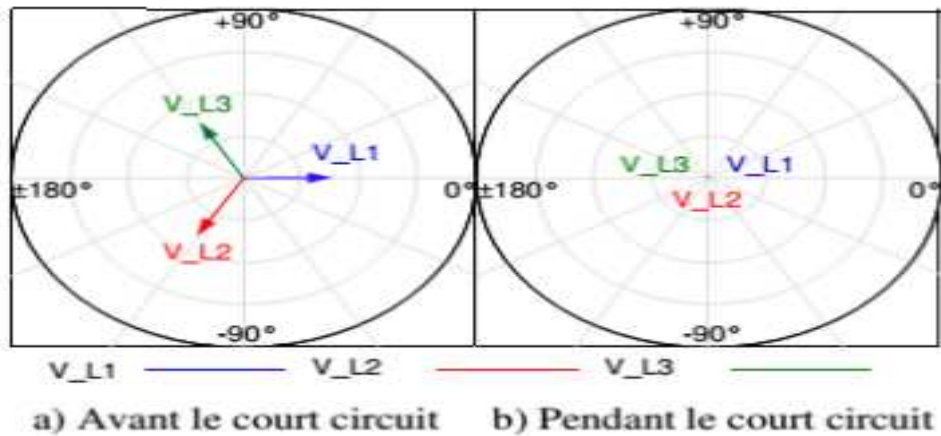


Figure IV.11: Evolution des déphasages et amplitudes des trois tensions

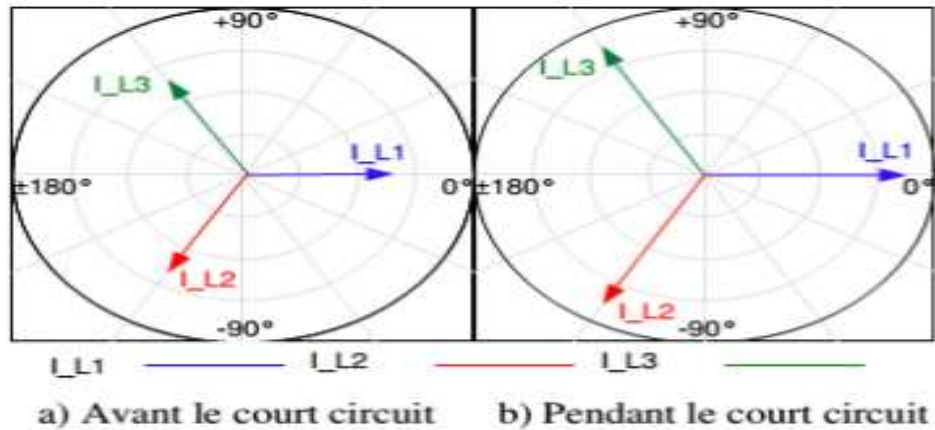


Figure IV.12 : Evolution des déphasages et amplitudes des trois courants

4.7.3.1. Analyse de l'essai relais de protection MAX I

Dans l'intervalle de temps $[-2.5, 0]$ le régime est permanent : le relais de protection compare entre le courant injecté I_{inj} et le courant de réglage du relais I_r (MAX I) et $I_{inj} - I_r \leq 0$. Les valeurs des tensions et courants sont équilibrés et déphasé de 120° .

Dans l'intervalle de temps $[0, 0,75]$ (temps de réponse) : Le régime est perturbé, le courant I_{inj} est supérieur au courant de réglage et $I_{inj} - I_r > 0$. Apparition du défaut avec un pic d'amplitude de courants dans les lignes et la tendance vers une valeur nulle des tensions.

Dans l'intervalle de temps [0.75, 1.75] Déclenchement et ouverture du disjoncteur alternateur 11.5KV, disjoncteur excitation et du disjoncteur ligne 63KV.

4.7.3.2. Résultat des tests réalisés du 02/04/2017 au 06/04/2017 :

1-Relais de protection maximum de tension UM31x :

Protection Max de tension (202 e10)				
BORNIER 1-2	Tension affichée (V)	Tension Mesurée (V)	Temporisation affichée (Sec)	Temporisation mesurée (Sec)
	130	134.23	2	2.494

2-Relais de protection différentielle alternateur D2se1 :

Protection différentielle alternateur (202 e1)		
Côté réseau		
Phase	Différence de courant mesuré (A)	Temporisation mesurée (Sec)
R-N	0,510	0.899
S-N	0,510	0.863
T-N	0,510	0.812
Côté neutre		
Phase	Différence de courant mesuré (A)	Temporisation mesurée (Sec)
R-N	0,510	0.820
S-N	0,510	0.872
T-N	0,510	0.834

3-Relais de protection minimum de fréquence stade 1 FM2-110 :

Fréquence affichée \approx 47,5 Hz

Temporisation affichée : Instantanée

Protection Minimum de fréquence (202 e11)				
BORNIER R 1-2	Fréquence affichée (Hz)	Fréquence Mesurée (Hz)	Temporisation affichée (Sec)	Temporisation mesurée (Sec)
	47.5	46.8	2	1.935

4-Relais de protection minimum de fréquence stade 2 FM2-110 :

Protection Minimum de fréquence (202 e12)				
BORNIER 1-2	Fréquence affichée (Hz)	Fréquence Mesurée (Hz)	Temporisation n affichée (Sec)	Temporisation n mesurée (Sec)
	46	46.8	Inst	0.101

5-Relais de protection masse stator PUM2ng 90-110 :

Protection Masse stator (202 e9)				
Bornier 1-2 et 3-4	Tensions mesurées (V)		Temporisation affichée (Sec)	Temporisation mesurée (Sec)
	V1	V2		
		57.73	18	0,25

6-Relais de protection puissance limite :

P affichés= 90% UI sin φ

Protection puissance limite (202 e6)				
Puissance Limite	Tension mesurée (V)	Courant mesuré (A)	Déphasage (Φ °)	Temporisation mesurée (Sec)
	/	/	/	/

NB : plusieurs tentatives ont été réalisées sans que le relais de protection puissance limite fonctionne.

7- Relais de protection déséquilibre de charge stade 1 IG25-2 :

Protection Déséquilibre de charge (204 e8)				
Bornier	Courant affichée (A)	Courant Mesuré (A)	Temporisation affichée (Sec)	Temporisation mesurée (Sec)
1-2	10%	0.100	5	6.091
3-4		1.050		

8- Relais de protection déséquilibre de charge stade 2 IG25-2 :

Protection Déséquilibre de charge (204 e8)				
Bornier	Courant affichée (A)	Courant Mesurée (A)	Temporisatio n affichée (Sec)	Temporisation mesurée (Sec)
1-2	20%	0.100	10	13.55
3-4		1.930		

9- Relais de protection défaut d'excitation PUM21-110 :

Protection Défaut d'excitation (204 e7+ 204 f7)					
Bornier	Tension Mesurée (V)	Courant Mesuré (A)	Déphasage (Φ°)	Temps affichés (Sec)	Temps mesurés (Sec)
1-2 et 3-4	57.73	2.6	$-235^\circ < \phi < -19^\circ$	2	1.984

10- Relais de protection retour d'énergie PU2g90-110 :

P affichés= 05% UI sin ϕ

Protection retour d'énergie (204 e5)			
Puissance Limite (e6)	Tension mesurée (V)	Courant mesuré (A)	Temporisation mesurée (Sec)
	57.73	0.330	0.586

11- Relais de protection maximum de courant ICM22KO :

MAX I	Phase R (204 e2)	Phase S (204 e3)	Phase T (204 e4)
Courant mesuré (A)	Temporisation mesurée (sec)	Temporisation mesurée (sec)	Temporisation mesurée (sec)
5	15.76	17.27	17.38
5.5	8.894	9.704	9.483
6	6.387	6.829	6.647
6.7	4.987	5.287	5.119
7	4.091	4.331	4.215
7.5	3.481	3.676	3.653

12- Relais de protection masse rotor PUM201F45 :

Protection masse rotor		
Bornier	Resistance affichée (Ω)	Resistance mesurée (Ω)
1-2	$R < 1.8 \Omega$	1.410 Ω

Observation :

- Le relais de protection de puissance limite n'a pas fonctionné
- L'ensemble des protections n'ont pas fonctionnés qu'après leurs déblocages.
- La protection masse rotor n'a pas été testée suite au manque de la résistance variable.

Conclusion :

- Hormis les observations sus citées, les relais de protections suivants sont en bon état de fonctionnement : différentielle alternateur, Max U, Mini fréquence stade 1 et stade 2, Masse Stator, déséquilibre de charge, défaut d'excitation, retour d'énergie, max de I phase R, phase S et phase T, et nous recommandons de :
- Prévoir la réparation ou changement du relais de protection de puissance limite.
- Prévoir un nettoyage et un déblocage des relais de protection de tous les groupes systématiquement

4.8. Propositions et suggestions d'amélioration du système de protection de l'alternateur :

Bien que les défauts sur l'alternateur soient assez rares, la protection de celui-ci doit être au maximum, car tout dommage sur l'alternateur risque de le mettre hors service pour une bonne période, et ainsi nuire à la production et surtout occasionner un coût de réparation très important.

Les protections des alternateurs de la centrale de Bab Ezzouar, hors du fait qu'elles soient de technologie ancienne (électromagnétique), elles présentent aussi des insuffisances pour assurer une protection meilleure.

Ainsi, en plus de la protection masse stator 95% utilisée, et vu que l'alternateur est équipé de transformateurs de courant en amont et en aval, la procédure de changer le relais existant est faisable, nous proposons une protection masse stator 100% pour une détection plus sûre des défauts internes alternateur et la

couverture complète des bobines statoriques des phases R,S,T et ce par injection de tension basse fréquence.

Nous proposons aussi l'installation d'un module numérique programmable de constructeur AREVA de type MICOM P343 pour le raccordement de la protection différentielle de terre restreinte pour une détection plus précise et plus rapide encore des défauts de terre surtout ceux se produisant aux bornes sortantes du stator car ses mesures sont effectués séparément sur chaque enroulement, aussi , la protection maximum et minimum de tension , une protection pour la détection de l'échauffement des bobines statoriques allant jusqu' à dix point de mesure de température et la protection puissance limite qui est défaillante et indisponible comme pièce de rechange .

En consultant l'historique des défauts, de la centrale de Bab Ezzouar, on a constaté que certains défauts, qui de peu auraient coûtés la vie aux personnels de la centrale, auraient pu être évités, si la technologie de protection était numérique, ainsi dans le cas d'un non déclenchement du disjoncteur de couplage lors d'un défaut quelconque sur l'alternateur, les conséquences peuvent être désastreuses, et à ce fait il est important de bien connaître l'état du disjoncteur à tout moment, et cette surveillance n'est aussi bien faite que si un calcul de courant coupé par le disjoncteur est réalisé, car la durée de vie du milieu extincteur de l'arc électrique en dépend.

4.8.1 Amélioration technologique du système de protection d'un l'alternateur

La protection d'un alternateur se doit d'être sensible, précise et rapide, ce que les relais de technologie numérique assurent mieux que les relais électromagnétiques et les relais électroniques analogiques.

La MiCOM P343 convient pour la protection d'alternateurs allant des machines de taille moyenne aux machines plus grosses (>10 MVA) ou d'alternateurs plus puissants, assurant de ce fait une protection différentielle 100% de terre restreinte et les défauts de terres [12].

Cette unité numérique, hors du fait qu'elle soit plus sensible, plus précise et plus rapide, assure des fonctions multiples et parfois très complexes qui peuvent être facilement modifié par un simple échange de la mémoire contenant les instructions. Il présente aussi un avantage par sa puissance d'entrée très faible qui permet de réduire les dimensions et le coût des transformateurs de courants. L'évolution des technologies à microprocesseurs programmés par logiciel a permis d'intégrer dans les relais numériques des fonctions de contrôle commande associées à l'appareillage électrique (Unité intégré numérique) et ainsi rendre plus facile la protection et le contrôle de l'installation à protéger.

4.8.2 Approche économique :

Le passage d'un palier technologique à un autre, des protections de l'alternateur, peut se faire sans que toute la centrale en change son système de protection (protection, transformateur, turbine, réducteurs de mesure ...), car une temporisation et une sélectivité assure une liaison entre protections afin de permettre un fonctionnement rapide et sélectif.

Une étude technico-économique montre que l'introduction du relais numérique dans le système de protection existant pour assurer partiellement la prévention des défauts suscités, est préconisable, car les installations et ouvrages électriques en dépendant sont existants, et le prix de ces relais numériques est relativement abordable par rapport au coût de réhabilitation d'un groupe de production d'énergie électrique et l'importance du système de protection de son alternateur, sa réalisation peut être assurée par des compétences internes de la société de production de la centrale Bab Ezzouar.

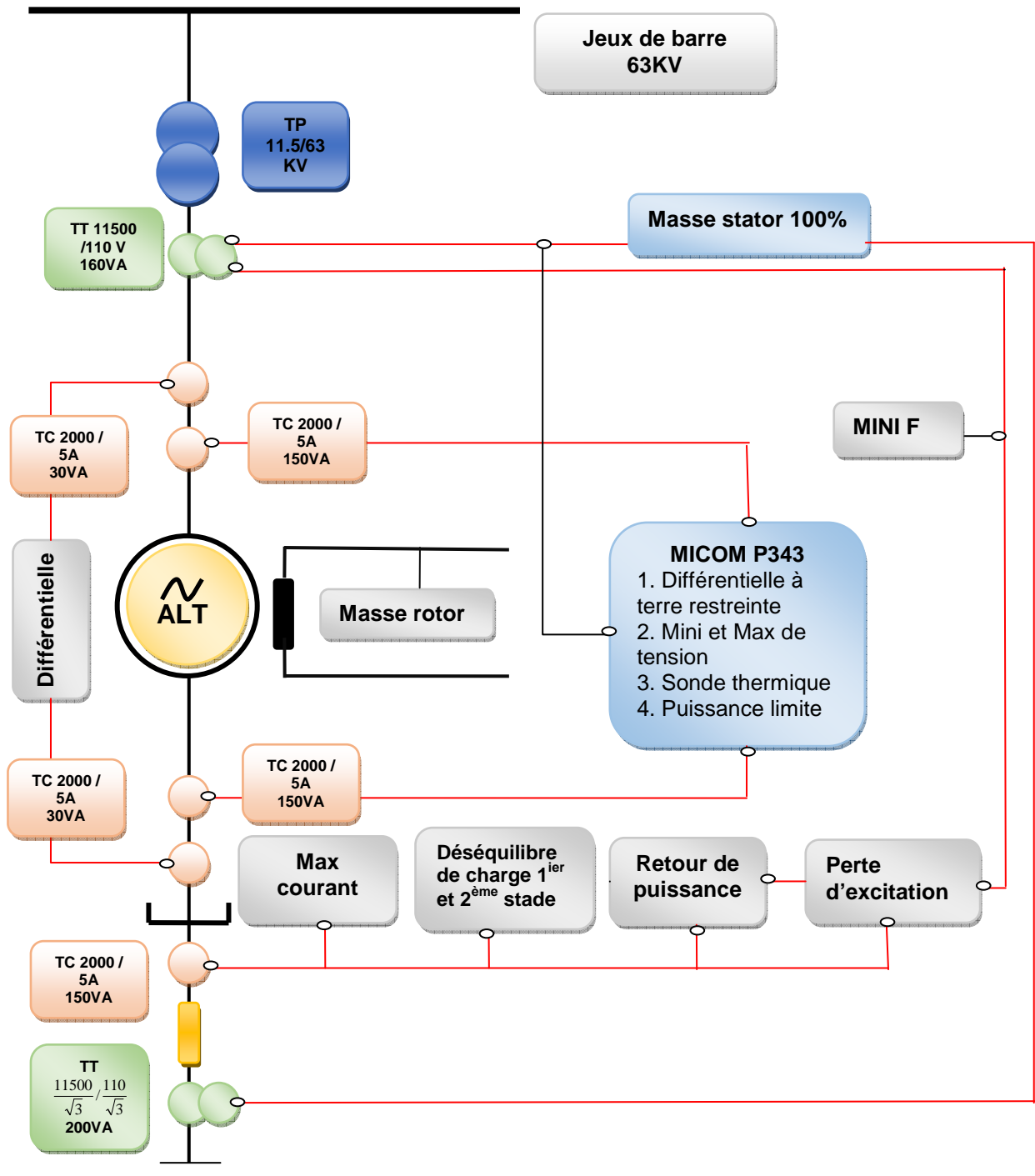
Ces protection électromagnétiques ne sont plus d'actualité et leurs disponibilités sur le marché national et international devient de plus en plus rare avec des prix exorbitant en cas de disponibilité, et donc pour une meilleure surveillance des alternateurs et autres ouvrages électriques, la centrale doit passer à une technologie de protection numérique prospère et surtout plus sensible, plus précise et plus rapide, et permet grâce à la tendance des microprocesseurs, d'intégrer dans une même unité un ensemble de protections réduisant ainsi le volume des relais, et d'associer des fonctions complémentaires assurant une meilleure maîtrise du système électrique et un certain confort de gestion de commande.

Toutefois ce changement de technologie n'est pas aussi simple, le passage nécessite une étude sur tous les systèmes régissant les circuits électriques et la logique de fonctionnement des équipements qui les commandes, car ceci va avec la vitesse d'exécution et de la sélectivité des protections, il faudrait surtout tenir compte des automatismes assurant la régulation des différents paramètres influant sur le fonctionnement du groupe et des différentes protections existantes pour toute une tranche de production

En effet, en utilisant la technologie analogique, on est amené à enrôler plusieurs relais (1 relais pour chaque type de protections) tandis qu'en utilisant la technologie numérique, un seul relais peut assurer à la fois plusieurs protections ce qui par conséquent réduit le coût global pour la protection d'une installation électrique, ajouter à ça, une maintenance plus facile des relais et un câblage beaucoup moins compliqué.

4.8.3. Schéma simplifié des protections alternateur nécessaires

Le schéma suivant propose les protections nécessaires et les plus conseillées pour protéger un alternateur relié à un jeu de barre via un transformateur de puissance.



Conclusion Générale

Conclusion générale

Les incidents survenant sur un groupe turboalternateur peuvent être néfastes par l'ampleur des dégâts engendrés sur les équipements et l'importance des réparations de ces groupes, et la mise en œuvre d'un système de protection fiable et rapide est primordial pour gérer d'une façon efficace les défauts électriques qui peuvent contribuer à la survenue de ces incidents.

Le système de protection des alternateurs de la centrale Bâb Ezzouar a montré quelques limites et défaillances de fonctionnement et il est dans l'obligation de concevoir une autre alternative du système existant en l'améliorant par l'introduction d'autres protections électriques, le changement de certaines ,et de faire appel aux nouvelles technologies notamment les automates programmables qui ont montrés par leurs multiples utilisations simultanés, une assurance , précision et rapidité d'action.

La période passée au sein de la centrale Bâb Ezzouar , nous a permis d'approfondir notre savoir dans le domaine de la production d'énergie électrique et de confirmer certains connaissances théoriques sur le fonctionnement des turbines à gaz et le processus de production d'énergie électrique en général, aussi cette expérience nous a instruit sur le milieu de travail et nous a permis de se familiariser à un environnement professionnel avec toute sa rigueur ,ses difficultés et son ambiance de travail.

Bibliographie

- [1] « gestion et planification société de production d'énergie électrique SPE SONELGAZ »
- [2] Compagnie d'électromécanique CEM France : « Description groupe turboalternateur 9D2 Volume N°03 »
- [3] Compagnie d'électromécanique CEM France : « Description groupe turboalternateur 9D2 Volume N°04 »
- [4] Compagnie d'électromécanique CEM France : « Fonctionnement et relevé de réglage des transformateurs »
- [5] PATRICK LAGONOTTE « Installations électriques ». Edition HERMES. Année 2000
- [6] A. CHIBAH « Etude de la protection du réseau moyenne tension de l'ENEL » Projet de fin d'études. Université de Tizi Ouzou, année 2008
- [7] MICHEL LAMI. « Protection et surveillance des réseaux de transport d'énergie électrique » volume 1, année 2003, Document interne EDF
- [8] Cahier technique Schneider électrique 158 « Calcul des courants de court-circuit »
- [9] Cahier technique Schneider électrique 194 « Transformateurs de courant : comment les spécifier »
- [10] Guide de protection Schneider électrique « Protection des réseaux électriques, Guide de protection »
- [11] Cahier technique Schneider électrique 2 « Protection des réseaux électrique par le système de sélectivité logique »
- [12] Manuel technique Areva « Protection d'alternateur MICOM 342, 343, 344, 345 »
- [13] Bernard GUIGUES « Protection électriques des alternateurs et moteurs » Technique d'ingénieur D3 775

Résumé

Les alternateurs de production électrique peuvent, comme tous les appareils industriels, être sensibles aux différentes perturbations affectant leurs fonctionnements.

Ces défauts, ainsi que les conditions anormales de fonctionnement, doivent donc être détectés rapidement et spontanément pour permettre la séparation électrique entre la machine et le réseau auquel elle est raccordée afin d'arrêter la propagation du défaut vers d'autres équipements et ouvrages électriques.

Notre travail est consacré au calcul des courants de court-circuit et le dimensionnement des organes de coupure et des réducteurs de mesure reliés aux différentes protections alternateur du groupe de production N°01 de la centrale Bâb Ezzouar, et les tests et essais réels de réglage des seuils de signalisations et déclenchements des différents relais sur site .

Le système de protection des alternateurs de la centrale Bâb Ezzouar a montré quelques limites et défaillances de fonctionnement et il est dans l'obligation de concevoir une autre alternative du système existant en l'améliorant par l'introduction d'autres protections électriques, le changement de certaines ,et de faire appel aux nouvelles technologies notamment les automates programmables qui ont montrés par leurs multiples utilisations simultanés, une assurance , précision et rapidité d'action.

Mots clés :

Centrale de production, Alternateur, défauts, protections électriques, courant, court- circuit, réducteur de mesure.