



Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga : Recherche des causes et proposition de solutions

MEMOIRE POUR L'OBTENTION DU
MASTER D'INGENIERIE EN SCIENCES DE L'EAU ET DE L'ENVIRONNEMENT.
OPTION : Génie Electrique

Présenté et soutenu publiquement le 17 Janvier 2016 par
Aristide Wendyam Fayçal Adama CONGO

Travaux dirigés par :

- **M. Ibrahim BAMOGO (Chef de service de la centrale de production Ouaga Sud de Komsilga)**
- **M. Daouda MAIGA (Chef de la division Electricité de la centrale de production Ouaga Sud de Komsilga)**
- **M. Sani Moussa KADRI (Enseignant assistant au département génie énergétique et électricité industrielle)**

Jury d'évaluation du stage :

Président : **M. Justin BASSOLE**

Membres et correcteurs : **M. Sani Moussa KADRI**

M. Jacques KONANE

Promotion [2015/2016]

REMERCIEMENTS

Toute ma reconnaissance va d'abord au créateur de toutes choses.

Je souhaite adresser mes remerciements les plus sincères aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire ainsi qu'à la réussite de cette année universitaire.

Mes remerciements vont à mon père, à ma mère, à mes frères et sœurs ainsi qu'à l'ensemble de ma famille pour leur soutien inconditionnel et leur amour.

Je tiens aussi à remercier toute l'équipe de la centrale de production Ouaga Sud de Komsilga et plus particulièrement à M Ibrahim BAMOGO chef de service de la production ainsi que M Daouda MAIGA chef de la division maintenance électricité qui n'ont ménagé aucun effort pour m'accorder une partie de leur temps précieux.

Je remercie également M. Sani Moussa KADRI Enseignant assistant de recherche au département génie énergétique et électricité industrielle pour son encadrement durant cette période de stage.

RESUME

Dans de nombreux secteurs industriels, la sûreté de fonctionnement est un enjeu majeur pour assurer une compétitivité optimale de l'outil de production. En effet La présente étude consiste à faire le diagnostic sur l'avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production Ouaga Sud de Komsilga. Pour ce faire nous avons procédé à l'analyse des causes d'origine externes et internes. En ce qui concerne l'analyse des causes externes nous avons vérifié les conditions liées à l'exploitation ainsi que le réglage des différents organes de protection. Ces analyses ont démontré que les causes externes ne sont pas à l'origine du défaut. Partant dans cette même logique nous avons procédé à la vérification des causes d'origine internes à savoir les causes électriques, ainsi que les causes d'ordre mécanique. Ces dernières analyses faisant ressortir l'origine du défaut, montre que celui-ci se situe au niveau des causes d'ordre mécanique et plus particulièrement un défaut de fabrication.

En s'appuyant sur les résultats engendrés de l'analyse des causes externes et internes, des solutions comme le test thermique, la technique EL CID et l'analyseur du coin de stator ont été proposées pour être appliquées lors des travaux de maintenance pour un meilleur fonctionnement de l'ensemble des groupes.

Mots Clés: Alternateur, Statisme, Diagnostic, Protection, Défaillance

ABSTRACT

In many industrial sectors, reliability is a major challenge to ensure optimal competitiveness of the production tool. Indeed, the present study consists of making a diagnosis on the stator damage of the G2 generator of the Ouaga South production plant in Komsilga. To do this we proceeded to the analysis of external and internal causes of origin. Concerning the analysis of the external causes, we verified the operating conditions as well as the adjustment of the various protective devices. These analyzes have shown that external causes are not the cause of the defect. Starting from this same logic, we have verified the internal causes, namely the electrical causes, as well as the mechanical causes. These last analyzes, pointing out the origin of the defect, show that this is at the level of mechanical causes and more particularly a manufacturing defect. Based on the results of the analysis of external and internal causes, solutions such as the thermal test, the EL CID technique and the stator corner analyzer were proposed to be applied during maintenance work for one better functioning of all groups.

Keywords: Alternator, Statistics, Diagnosis, Protection, Failure

LISTE DES ABREVIATIONS

CRCO	: Centre Régional de Consommation de Ouagadougou
SONABEL	: Société Nationale d'Electricité du Burkina
2iE	: Institut International d'ingénierie de l'eau et de l'environnement
E	: force électromotrice (V)
B	: champ magnétique (T)
V	: vitesse de rotation (tr/min)
TP	: Transformateur de potentiel
U	: Tension nominale entre phase(V)
V	: Tension nominale monophasée(V)
I	: Intensité du courant(A)
P	: Puissance(W)
[49]	: Protection contre les surcharges
[46]	: Protection contre les déséquilibres
[32]	: Protection contre les retours de puissance
[81]	: Protection contre les variations de fréquence
[59]	: Protection à maximum de tension
[51]	: Protection maximum d'intensité
[87G]	: Protection différentiel
[25]	: Contrôle du synchronisme
[59G]	: Protection à maximum de tension
[51N]	: Protection à courant homopolaire
ANSI	: Institut Américaine de normalisation
[40]	: Protection contre la perte d'excitation
[64F]	: Contrôle d'isolement du rotor
F	: Fréquence (Hz)
PI	: Index de polarisation
T	: Temps(s)
EL Cid	: Détecteur d'imperfections dans des noyaux magnétiques

Sommaire

REMERCIEMENTS	i
RESUME.....	ii
ABSTRACT	iii
LISTE DES ABREVIATIONS	iv
Liste des tableaux	vi
Chapitre I : Présentation de la centrale de production thermique Ouaga Sud de Komsilga et du thème d'étude.	2
I. Présentation de centrale de production thermique Ouaga sud de Komsilga	2
II. Présentation du thème.	5
III. Méthodologie	6
Conclusion 1	7
Chapitre II : Généralités sur les alternateurs.	8
I. Principe de fonctionnement.....	9
II. Constitution technologique.....	10
Conclusion 2.....	14
Chapitre III : Couplage et protection des alternateurs.....	15
Introduction	15
I. Mode de couplage des alternateurs	15
II. Statisme	17
III. Protections des alternateurs.....	20
Conclusion 3.....	23
Chapitre IV : Etude des causes de la défaillance statorique de l'alternateur du groupe G2 et proposition de solutions pour l'ensemble des groupes.....	24
Introduction	24
I. Caractéristiques générales de l'alternateur avant sa panne.	24
II. Diagnostic général.....	28
III. Proposition de solutions pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes.....	55
Conclusion 4.....	58
Conclusion générale	59
Annexes	61

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristique de l'alternateur	25
Tableau 2 : Réactance	25
Tableau 3 : Caractéristique à vide	26
Tableau 4 : Causes externes et internes.....	28
Tableau 5 : Rapport d'exploitation du réseau national interconnecté.....	31
Tableau 6 : Mode de réglage de la surtension	32
Tableau 7 : Valeurs et temps de réglage.....	33
Tableau 8 : Mode de réglage de sous-tension	33
Tableau 9 : Valeurs et temps de réglage.....	34
Tableau 10 : Mode de réglage de la sur-fréquence	34
Tableau 11 : Valeurs et temps de réglage	34
Tableau 12 : Mode de réglage de la sous-fréquence	35
Tableau 13 : Valeurs et temps de réglage	35
Tableau 14 : Valeurs et temps de réglage	35
Tableau 15 : Valeurs et temps de réglage	36
Tableau 16 : Mode de réglage de la protection différentielle.....	36
Tableau 17 : Mode de réglage de la protection homopolaire	37
Tableau 18 : Mode de réglage de la protection contre les surcharges.....	37
Tableau 19 : Mode de réglage de la protection contre la perte d'excitation.....	38
Tableau 20 : Valeurs des résistances d'isolement après panne.....	41
Tableau 21 : Valeurs des vibrations côté accouplement	50
Tableau 22 : Valeurs des vibrations côté accouplement	50

Liste des figures

Figure 1 : Organigramme de la centrale	3
Figure 2 : Phénomène d'induction électromagnétique	9
Figure 3 : Stator d'alternateur	10
Figure 4 : Rotor d'alternateur	11
Figure 5 : Excitatrice statique par redresseur commandé à source de tension [3]	13
Figure 6 : Excitation dynamique	14
Figure 7 : Pont à diodes tournantes	14
Figure 8 : Graphe vectoriel des fém [4].	15
Figure 9 : Poste de supervision [4].....	19
Figure 10 : Alternateur avarié	24
Figure 11 : courbe de saturation à vide	27
Figure 12 : Mégohmmètre [4]	40
Figure 13 : Courbes de mesure tension - intensité	44
Figure 14 : Courbes de mesure des intensités I_1 et I_2	46
Figure 15 : Courbes de mesure des intensités I_1 et vitesse	47
Figure 16 : Cales ou Dents des tôles magnétiques du stator	52
Figure 17 : Localisation de la panne	53
Figure 18 : Nouveau stator	54
Figure 19 : Principe d'excitation magnétique pour le test d'El CID [5].....	56
Figure 20 : Test d'EL CID sur un alternateur	57

Introduction générale

La conversion électromécanique consiste à transformer l'énergie mécanique en énergie électrique et réciproquement via des machines électriques. Ces dernières ont bénéficié, depuis de nombreuses années, d'une attention particulière de la part des chercheurs et surtout des industriels. Depuis plusieurs décennies, les industriels portent un intérêt constant pour les machines en général et pour la génératrice synchrone en particulier dont le rôle est de produire de l'électricité à partir de l'énergie mécanique.

Ces alternateurs sont de grande puissance, donc un arrêt implique des coûts élevés, ainsi qu'un arrêt dans la production d'énergie. Leur bon fonctionnement est donc primordial. Cependant, les défauts qui apparaissent dans la machine électrique ont des causes variées. Ils peuvent être dus au vieillissement des constituants du moteur ou bien aux conditions d'utilisation ou tout simplement à un défaut de fabrication dont l'effet serait imperceptible lors de la mise en service.

En effet, les techniques de diagnostic développées permettent d'accumuler des connaissances approfondies sur les défauts pouvant survenir sur la machine lors de son fonctionnement.

C'est dans ce contexte que l'enjeu de notre étude se portera sur la défaillance des enroulements du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production thermique Ouaga-Sud de Komsilga.

L'étude sera divisée en quatre chapitres. Dans le premier chapitre nous présenterons la structure d'accueil ainsi que le contexte dans lequel s'insèrent ces travaux de recherche. Dans le deuxième chapitre nous ferons un bref aperçu sur le fonctionnement général des alternateurs. Ensuite dans le troisième chapitre nous présenterons les modes de couplages des alternateurs ainsi que les différentes protections. Enfin le quatrième chapitre portera sur l'étude des causes de la défaillance des enroulements du stator de l'alternateur du groupe G2 ainsi que les propositions de solutions pour palier à ces défauts.

Chapitre I : Présentation de la centrale de production thermique Ouaga Sud de Komsilga et du thème d'étude.

I. Présentation de centrale de production thermique Ouaga sud de Komsilga

1. Contexte

Dans le cadre du renforcement de son parc de production d'énergie électrique, la Société Nationale d'Electricité du Burkina (SONABEL) a entrepris la construction d'une nouvelle centrale électrique dans la commune de Komsilga.

Cette centrale participera à l'alimentation électrique du Centre Régional de Consommation de Ouagadougou (CRCO). Ainsi ce projet de construction de la centrale débuté en 2008 s'est déroulé sur trois tranches correspondant aux trois tranches de la centrale. La première tranche correspond à un groupe électrogène de 18 MW dont le moteur est de marque Man. Cette tranche a été construite par l'entreprise SOPAM SA et sa mise service s'est effectuée en 2013. Ensuite la seconde tranche ainsi que la troisième tranche mises en service respectivement en 2012 et 2014 sont composées de trois groupes électrogènes chacune, dont les moteurs sont de marque CATERPILLAR de puissance respective de 12,5MW. Les deux dernières tranches ont été réalisées par l'entreprise JA Delmas.

2. Rattachement, mission et Organisation

1.1 Rattachement hiérarchique

Le service de production thermique Ouaga Sud est hiérarchiquement rattaché au Département Production Thermique.

1.2 Mission et Organisation

Le Service de Production Thermique Ouaga Sud a pour mission d'exploiter de façon optimale les installations de production thermique dont il a la charge afin d'assurer la régularité et la continuité d'électricité dans le respect des règles de sécurité et d'environnement. Il comprend un secrétariat et quatre divisions qui sont :

- Une division de maintenance mécanique,
- Une division de maintenance électrique,

- Une division d'exploitation,
- Une division de laboratoire d'analyses.

La représentation structurelle de l'organigramme est représentée comme suit :

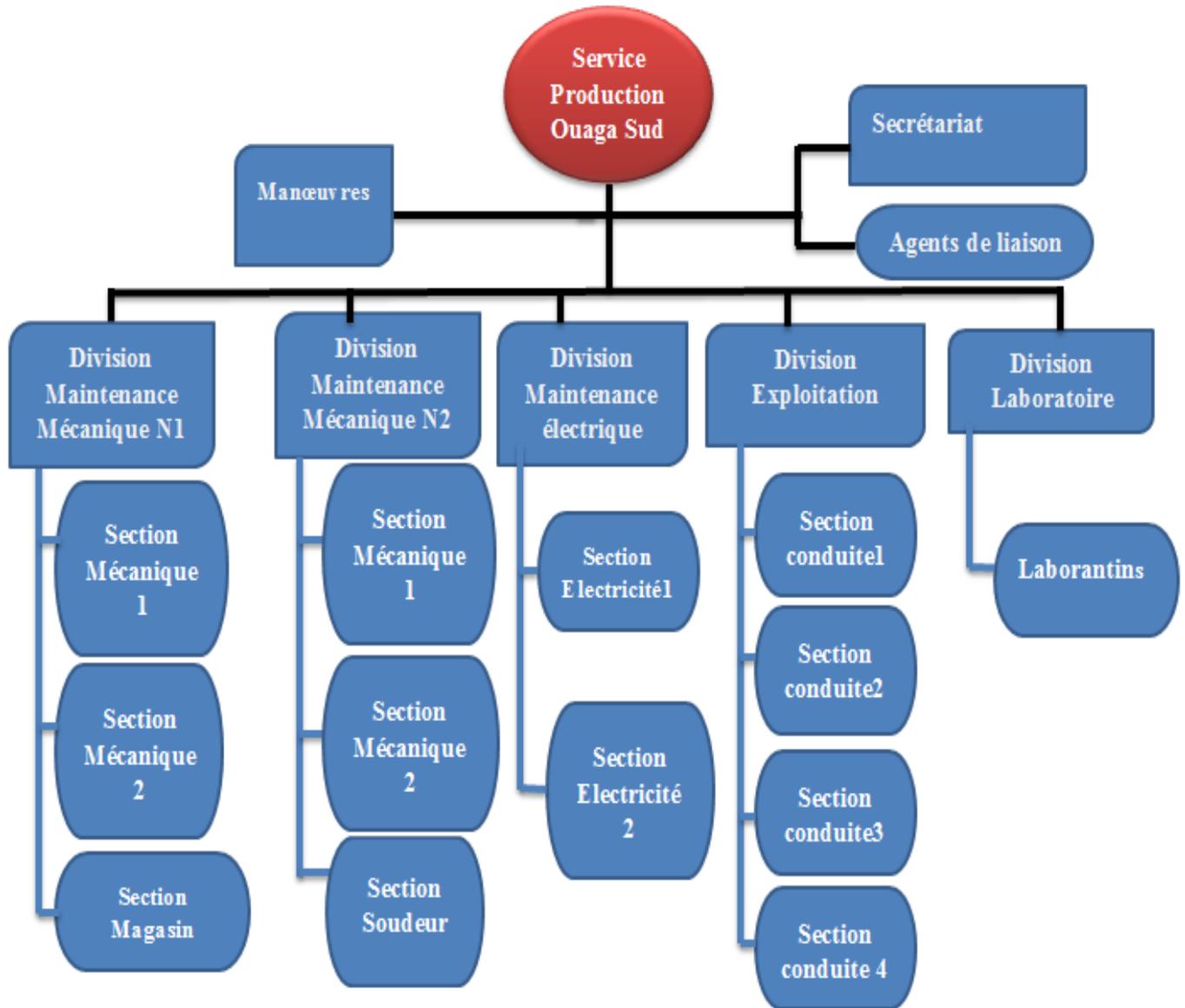


Figure 1 : Organigramme de la centrale

Les missions dévolues aux différentes divisions sont les suivantes :

1.2.1 La division maintenance mécanique

La mission de cette division est d'assurer l'entretien des équipements mécaniques de la centrale. La division mécanique est constituée de :

- ❖ Quatre sections mécaniques,
- ❖ Une section tuyauteur/soudeur,
- ❖ Une section magasin.

L'ensemble des activités à réaliser par cette division se résume comme suit :

- ❖ Réaliser la maintenance des groupes et auxiliaires,
- ❖ Effectuer la gestion des stocks (combustibles, huiles, pièces de rechange, etc.).

1.2.2 La division maintenance électrique

La mission de cette division est d'assurer l'entretien des équipements électriques de la centrale. La division est constituée de deux sections électricité et l'ensemble des activités à réaliser par cette division se résume comme suit :

- ❖ Réaliser la maintenance des groupes et auxiliaires,
- ❖ Effectuer la gestion des stocks de pièces de rechange électrique.

1.2.3 La division exploitation

La mission de cette division est d'assurer l'exploitation des équipements mécaniques et électriques de la centrale. Elle est constituée de cinq sections conduites et dont l'ensemble des activités à réaliser se résume comme suit :

- ❖ Superviser la production des groupes et le fonctionnement de tous les auxiliaires de la centrale,
- ❖ Réaliser les rapports d'exploitation.

1.2.4 La division laboratoire d'analyses

La mission de cette division est d'assurer le traitement et le contrôle des différents fluides utilisés dans le cadre de l'exploitation et l'entretien des groupes de la centrale.

L'ensemble des activités à réaliser par cette division se résume comme suit :

- ❖ Assurer le traitement et le contrôle des eaux, combustibles et huiles de lubrification des groupes électrogènes de la centrale,

- ❖ Effectuer la gestion des stocks de produits chimiques de traitement.

II. Présentation du thème.

1. Contexte

La centrale de production Ouaga-Sud de Komsilga dispose à son sein sept groupes dont un de marque Man avec une puissance nominale de 18 MW exploitable à 16,5 MW et six groupes de marque Caterpillar avec une puissance nominale de 12,5 MW et exploitable à 11,5 MW. Ces groupes sont destinés à soutenir les besoins croissant en électricité. Cependant à la date **04/09/2015** à partir de **09h 14mn**, lors de l'exploitation du groupe Caterpillar G2 une défaillance a été détectée. Cette défaillance survenue au niveau des enroulements du stator, n'a pas été détectée par les protections statoriques, entraînant donc l'arrêt du groupe par arrêt d'urgence. C'est dans ce contexte que cette étude m'a été proposée à savoir << **Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de Komsilga, recherche des causes et proposition de solutions** >>

2. Cahier de charge

Notre cahier de charge consiste à mener cette étude sur la défaillance des enroulements statoriques de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga par la recherche des causes et proposition de solutions pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes.

3. Objectif général

- Rechercher la cause majeure du dysfonctionnement et proposer des solutions pour un meilleur fonctionnement de cet alternateur ainsi que l'ensemble des autres groupes.

4. Objectifs spécifiques

- Diagnostiquer et analyser les causes de la défaillance de l'alternateur du groupe G2.
- Rechercher les solutions appropriées pour une meilleure protection du groupe après sa remise en service, intégrant également l'ensemble des autres groupes.

5. Résultats attendus

A partir du diagnostic et des analyses effectuées, l'étude fera ressortir la cause principale de la défaillance, ainsi que les solutions adéquates pour une meilleure protection.

III. Méthodologie

Pour une meilleure assimilation de l'étude, l'adoption d'une méthodologie de structuration de la recherche est impérative. Ainsi le processus de la méthode est décrit comme suit :

1. Collecte des données

Elle consiste à recueillir toutes les informations nécessaires internes et externes pouvant permettre de situer la cause réelle de la défaillance.

2. Analyse des données

Les données recueillies sont classées par ordre d'importance et mises en examen par des méthodes de raisonnements déductives ou inductives.

3. Traitement des informations pour situer les causes exactes

A l'aide des outils mathématiques et techniques, des hypothèses sont émises pour vérifier les possibilités des différentes causes.

4. Identification réelle de la panne

La confrontation de chacune des hypothèses émises, avec les différentes techniques d'approches vont permettre d'éliminer successivement chacune d'entre elles, jusqu'à déterminer celle la plus logique.

5. Proposition de solutions pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes.

En s'appuyant sur la cause réelle, des solutions sont proposées pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes de la centrale.

Conclusion 1

Ce chapitre présente la structure d'accueil durant la période du stage ainsi que son mode de fonctionnement. Aussi le choix de la méthodologie de recherche est indispensable pour l'étude du thème.

Chapitre II : Généralités sur les alternateurs.



Définition

L'alternateur est une machine tournante permettant la conversion de l'énergie mécanique en énergie électrique fournissant donc en sortie une tension alternative. Comme toutes les autres machines électriques tournantes les alternateurs sont également réversibles car ils peuvent fonctionner en moteur.

I. Principe de fonctionnement

1. Induction électromagnétique

1.1 Loi de Faraday

Soit une bobine parcourue par un aimant polarisé. En déplaçant l'aimant à l'intérieur de la bobine on observe une déviation de l'aiguille du milliampèremètre définissant donc le siège d'un courant induit dans la bobine (1) .

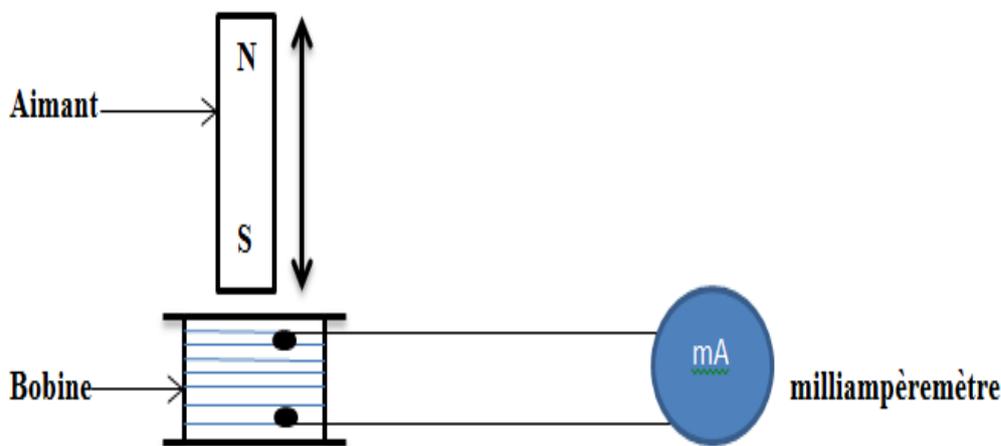


Figure 2 : Phénomène d'induction électromagnétique (1)

1.2 Application à l'alternateur

L'alternateur exploite ce même phénomène d'induction selon lequel un aimant en mouvement fait naître une tension aux bornes d'une bobine située à proximité.

Lors de la rotation d'un aimant dans un alternateur on a successivement des mouvements d'approche puis d'éloignement du pôle sud magnétique puis du pôle nord.

Cependant le signe de la tension produite dépend du pôle magnétique (nord ou sud) présenté face à la bobine ainsi que du mouvement d'approche ou d'éloignement de l'aimant.

L'alternateur fournit donc une tension variable qui est alternativement positive ou négative.

À chaque alternance du signe de la tension les bornes positives et négatives portées par la bobine permutent et produisent un courant électrique dont le sens s'inverse.

II. Constitution technologique

L'alternateur est composé de deux composants essentiels :

- Le stator : il est la partie fixe et est composé de la carcasse, du circuit magnétique et des bobinages,
- Le rotor : il est la partie mobile et est composé d'un circuit magnétique, des masses polaires et des bobinages polaires,
- Le système d'excitation (avec ou sans balais) : permettant de produire le courant d'excitation.

2.1 Stator : Induit machine

2.1.1 Description mécanique

Le stator comprend des tôles magnétiques acier à faibles pertes, assemblées sous pression. Ces tôles magnétiques sont bloquées axialement par un anneau soudé. Les bobines du stator sont insérées et bloquées dans les encoches puis imprégnées de vernis et polymérisées afin de garantir une résistance maximale, une excellente rigidité diélectrique et une liaison mécanique parfaite (2).

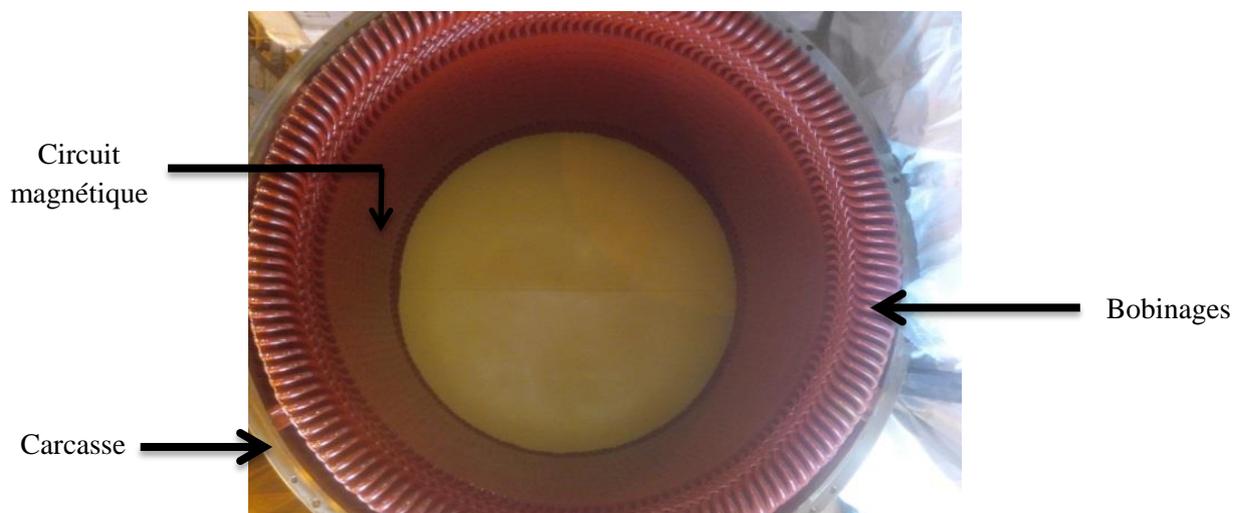


Figure 3 : Stator d'alternateur

2.2 Rotor : Inducteur machine

2.2.1 Description mécanique

Le rotor tourne à l'intérieur du stator immobile. Le rotor porte, dans les encoches disposées à sa périphérie, un enroulement parcouru par un courant continu. Le courant continu provient du système d'excitation. Le rotor excité, en tournant, produit un champ tournant avec lui. Ce champ du rotor est proportionnel au courant d'excitation. Le champ tournant engendre des forces électromotrices dans chacune des phases de l'enroulement du stator. Les pôles sont alternativement nord et sud ; leur nombre total $2p$ est toujours paire. Certains rotors n'ont que 4 pôles, il en est qui en possèdent plusieurs dizaines (3).



Figure 4 : Rotor d'alternateur

3.3. Système d'excitation

3.3.1. Définition du système d'excitation

Le courant d'excitation des alternateurs est obtenu à partir d'un ensemble appelé système d'excitation et comportant de ce fait :

- Une source de puissance fournissant donc la puissance d'excitation,
- Un régulateur de tension qui est le servomécanisme ayant pour sortie une tension commandant la puissance délivrée à la source d'excitation et pour grandeur d'entrée l'écart entre la tension aux bornes de l'alternateur et la tension de consigne,
- Des amplificateurs intermédiaires intercalés entre le régulateur et la source de puissance.

3.3.2. Fonction du système d'excitation

La valeur de la tension induite dans un enroulement dépend de trois facteurs à savoir (1) :

- ❖ La vitesse de rotation,
- ❖ L'intensité du champ magnétique,
- ❖ La longueur du conducteur placé dans le champ magnétique.

$$\mathbf{E = B * V * L} \quad \mathbf{(1)}$$

E = force électromotrice (V)

B= champ magnétique (T)

V= vitesse de rotation (tr/min)

L= longueur du conducteur (m)

La longueur du conducteur étant fixe et la vitesse devant demeurer constant alors le facteur déterminant est l'intensité du champ magnétique.

L'intensité du champ magnétique dépend du courant d'excitation qui à son tour dépend de la tension d'excitation c'est-à-dire, qu'en faisant varier le courant d'excitation(ou la tension) on peut faire varier la tension aux bornes de l'alternateur.

On distingue deux types de système d'excitation

- Le système d'excitation dynamique,
- Le système d'excitation statique.

3.3.3. L'excitation statique

Dans ce type de système d'excitation, tous les composants sont statiques ou stationnaires. Le redresseur statique fournit le courant d'excitation de la génératrice synchrone à travers des bagues collectrices, et celui-ci est alimenté par la génératrice synchrone à travers un transformateur d'excitation (4).

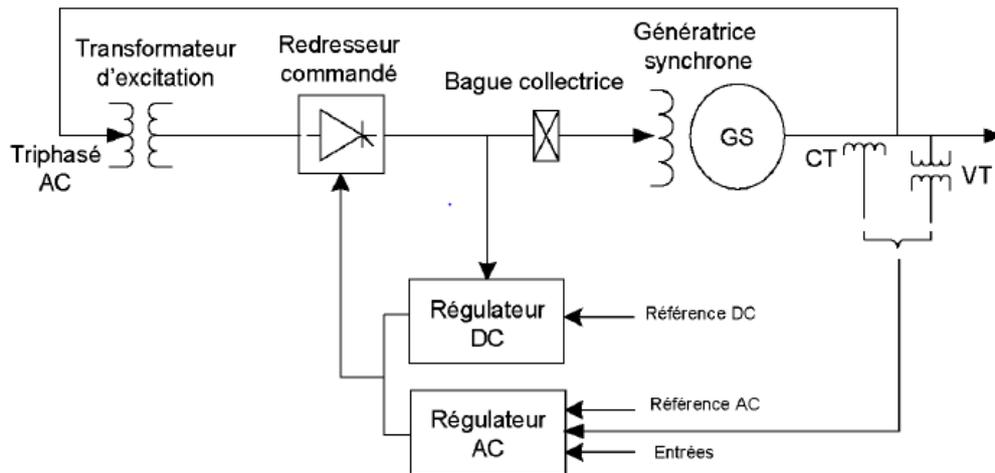


Figure 5 : Excitatrice statique par redresseur commandé à source de tension (4)

3.2.3 L'excitation dynamique

Le système d'excitation est monté du côté opposé à l'accouplement. Le système d'excitation est composé de deux ensembles: L'induit d'excitateur, générant un courant triphasé, associé avec le pont redresseur triphasé (constitué de six diodes) fournit le courant d'excitation à la roue polaire de l'alternateur. L'induit de l'excitateur et le pont redresseur sont montés sur l'arbre de l'alternateur et sont électriquement interconnectés avec la roue polaire de la machine. L'inducteur de l'excitateur (stator) est alimenté en courant continu par le système de régulation de tension.

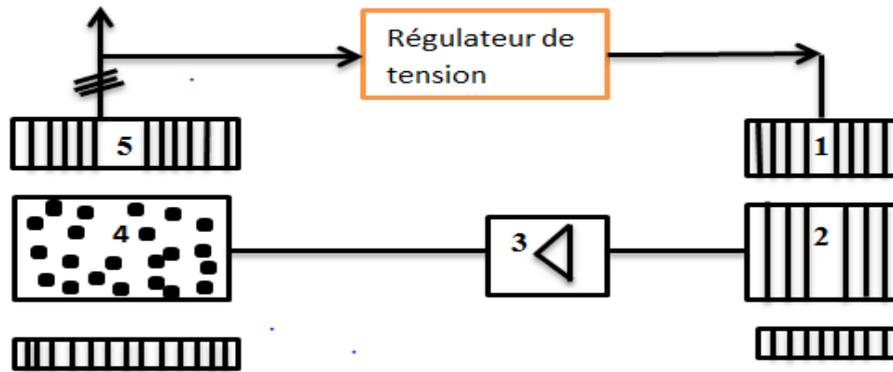


Figure 6 : Excitation dynamique (2)

- 1- Inducteur d'excitateur
- 2- Induit d'excitateur
- 3- Pont à diodes tournantes
- 4- Roue polaire
- 5- Stator alternateur

Pour notre l'alternateur le système d'excitation est dynamique et l'excitatrice à diodes tournantes

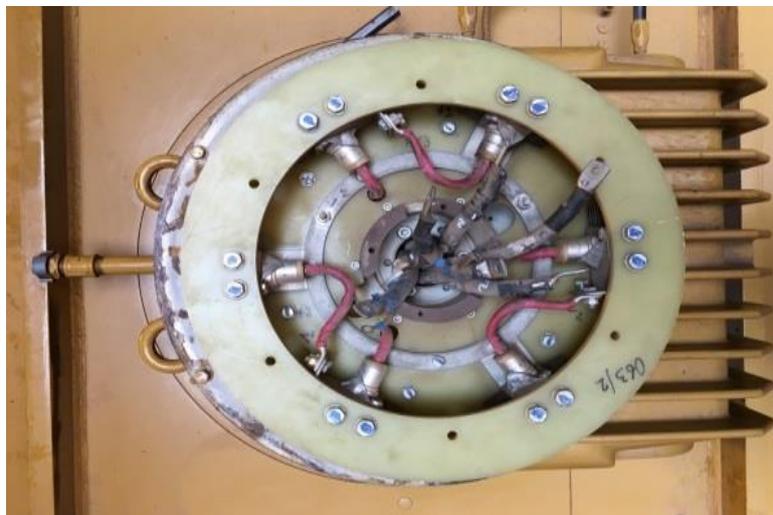


Figure 7 : Pont à diodes tournantes

Conclusion2

Dans ce chapitre nous faisons ressortir les généralités sur les alternateurs à savoir leurs principes de fonctionnement, la constitution technologique ainsi que leurs systèmes d'excitation. Cela permettra de cerner les paramètres des alternateurs pour la suite de notre réflexion.

Chapitre III : Couplage et protection des alternateurs

Introduction

Les centrales thermiques sont équipées de plusieurs alternateurs destinées à produire du courant alternatif. Ils sont toujours couplés au réseau permettant d'acheminer l'énergie électrique depuis la production jusqu'à la consommation. Le couplage consiste donc à connecter les bornes de l'alternateur à celle du réseau triphasé pour débiter de la puissance électrique. Cependant plusieurs paramètres doivent être pris en compte lors du couplage au réseau pour le bon fonctionnement du système électrique.

I. Mode de couplage des alternateurs

L'installation de plusieurs groupes dans une centrale suscite des interrogations sur le mode de couplage. En effet, l'on doit faire un choix entre un couplage en série et un couplage en parallèle. Le couplage en série permet d'additionner les forces électromotrices (fém) tandis que pour le couplage en parallèle ce sont les courants qui s'additionnent. En effet les alternateurs sont toujours couplés en parallèle car le couplage en série présente de nombreuses difficultés. Analysons ce graphe vectoriel de fém en prenant pour origine des phases le courant commun des deux alternateurs (5):

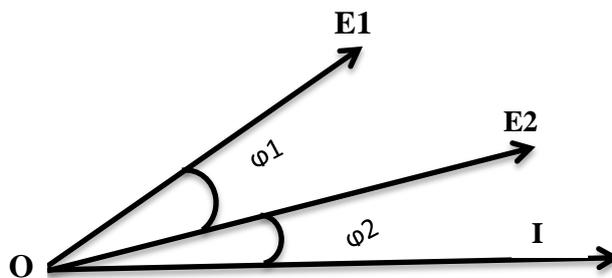


Figure 8 : Graphe vectoriel des fém (5).

Si l'alternateur 1 prenait de l'avance l'angle ϕ_1 deviendrait plus grand et la puissance électromagnétique $E_1 I \cos \phi_1$ sera plus faible et il poserait à la turbine un couple résistant plus faible entraînant donc un accroissement de la vitesse. Le couplage en série est donc par conséquent instable.

1. Condition de couplage d'un alternateur sur le réseau

Les conditions requises avant d'effectuer le couplage d'un alternateur sur le réseau sont :

- La fréquence de l'alternateur doit être égale à celle du réseau,
- La tension de l'alternateur doit être égale à celle du réseau,
- La concordance des phases.

Ces trois conditions doivent être remplies avant d'effectuer tout couplage sur le réseau

2. Conséquences des fautes de couplage

Les limites admissibles des écarts de tension, de fréquence, de synchronisme sont :

- ❖ tensions : + ou - 5%,
- ❖ fréquences : 0,1 à 0,5 Hz, et avant le couplage on choisit $f_{alt} > f_{réseau}$,
- ❖ synchronisme ou phase : 5° max

En dehors de ces limites, trois fautes peuvent être commises lors du couplage d'un alternateur sur des barres.

2.1 Inégalité des tensions

Lorsque les vecteurs U (représentant la tension entre les barres) et E sont en phase mais inégaux, le courant dans l'alternateur sera entièrement réactif. Il ne produira aucun couple sur l'alternateur au moment du couplage, mais s'il est excessif, il pourra déterminer dans les enroulements de dangereuses forces électrodynamiques.

2.2 Différence de phases : (entre la f.é.m. de l'alternateur et la tension U entre barres)

Elle donne lieu entre l'alternateur et les barres à un courant qui est surtout actif et qui correspond à un couple moteur ou résistant suivant que E est déphasé en arrière ou en avant de U. Si ce couple, qui se produit brusquement à la fermeture de l'interrupteur de couplage, est important (grand déphasage entre E et U), il peut déterminer une détérioration de l'accouplement entre le moteur et l'alternateur ou, plus grave, une rupture d'arbre.

2.3 Différence des fréquences

Dans ce cas la roue polaire parcourt un certain angle jusqu'à ce que sa vitesse soit exactement égale à la vitesse de synchronisme. Si l'alternateur tourne trop vite avant le couplage, il prendra rapidement de la charge, ce qui pourra provoquer, par décalage en arrière des roues polaires des autres alternateurs, la marche en moteur de certains d'entre eux et par conséquent le fonctionnement intempestif de relais à retour d'énergie. Par ailleurs, si la roue polaire s'avance d'un angle excessif, l'alternateur risque de se décrocher. Signalons enfin que les conséquences d'un mauvais couplage par différence de phases ou de fréquences sont aggravées par les oscillations pendulaires auxquelles ces fautes donnent lieu.

II. Statisme

Définition

La stabilité est la capacité de revenir à un fonctionnement normal ou stable après avoir subi une quelconque forme de perturbation. Le statisme a pour rôle le partage de la charge totale du réseau entre plusieurs générateurs.

Le mode de régulation du statisme de la centrale de Komsilga est décrit comme suit (6) :

1. Contrôle charge

La charge active individuelle d'un groupe est ajustée manuellement par les touches +/- vite du poste de supervision.

2. Contrôle fréquence

La fréquence du jeu de barre comme sa tension lors d'un couplage au réseau extérieur sera ajusté manuellement par les boutons +/-V, +/-U ou automatiquement par les synchronocoupleurs.

La fréquence peut être régler globalement par les touches de réglage +/-F du jeu de de barre.

3. Contrôle tension

Les groupes sont par défaut en mode régulation de tension individuelle. Le réglage de la tension du jeu de barre se fait en manuel à l'aide des +/- du jeu de barre, à la supervision. Elle se fait également en automatique par les synchronocoupleurs.

Le réglage de la charge réactive se fait par les touches individuelles +/-U du poste de supervision (voir annexe 2).

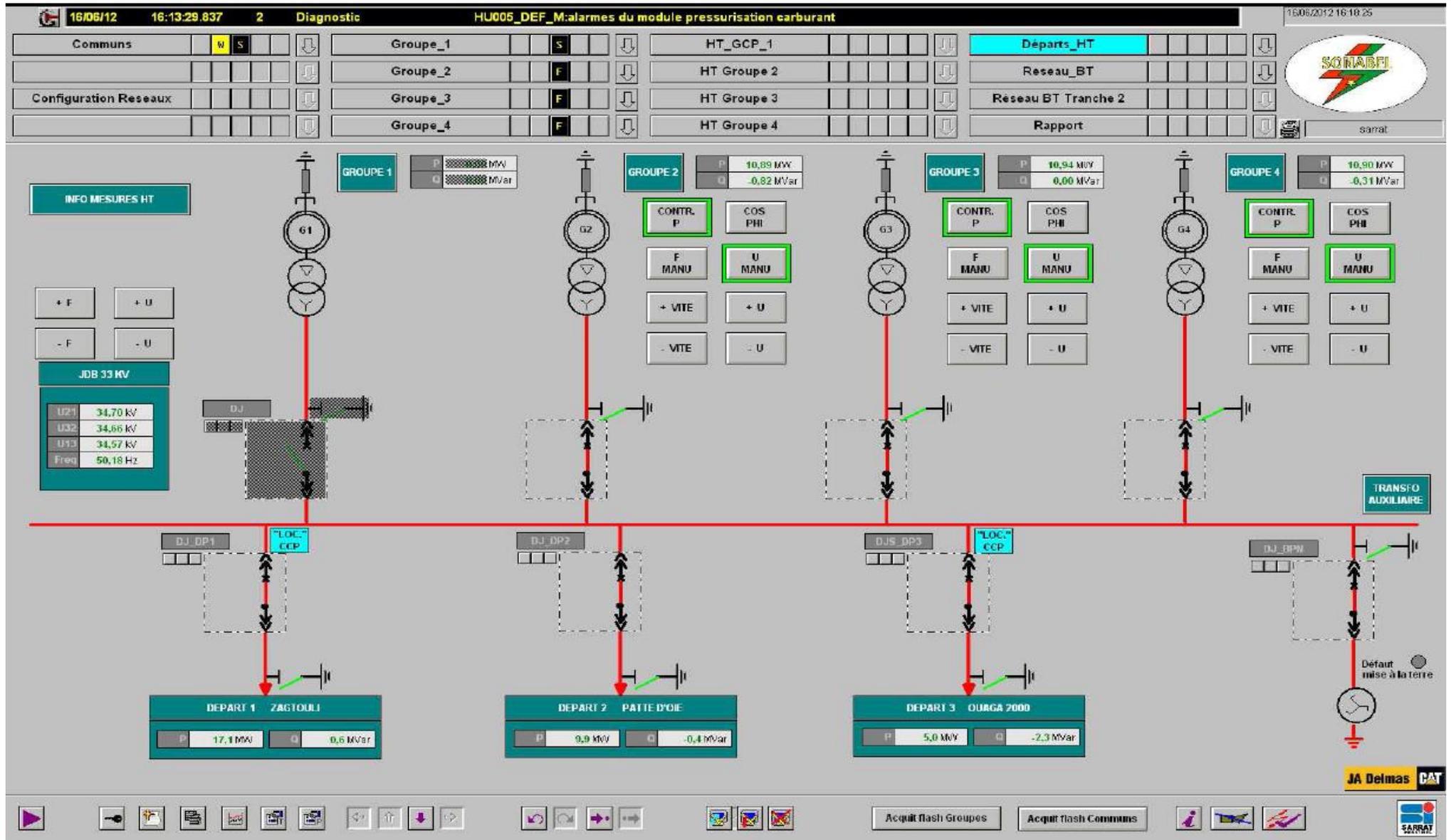


Figure 9 : Poste de supervision (6)

III. Protections des alternateurs

Introduction

Le fonctionnement d'un alternateur peut être altéré aussi bien par des défauts propres à la machine que par des perturbations d'origine extérieurs se produisant sur le réseau auquel il se trouve connecté.

La protection d'un alternateur devra être conçue pour réagir efficacement face aux différents défauts pouvant survenir.

Il est évident, cependant que le nombre et le type de relais de protection installés sera fonction non seulement des caractéristiques de la machine mais aussi des facteurs économiques tel que le coût de la machine et les conséquences résultantes des périodes d'indisponibilité (7) .

1. Protection contre les surcharges

Les surcharges provoquant un échauffement anormal des circuits statoriques doivent être éliminées avant que n'apparaissent des températures dangereuses pour la machine.

En fonction de la puissance de cette dernière, la protection de surcharge pourra être assurée par un relais à maximum de courant, un relais à image thermique ou des sondes de température.

Pour les turbo-alternateurs de grande puissance, on utilisera de préférence la fonction image thermique [49]. L'image thermique intégrée à la protection permet de suivre fidèlement le comportement thermique des machines, aussi bien lors des fonctionnements équilibrés que faiblement déséquilibrés.

La protection de surcharge [49] sera doublée par une mesure directe de température à travers des sondes de mesure de température au platine, noyées dans les enroulements statoriques.

2. Protection contre les déséquilibres

Les alternateurs conçus pour alimenter des charges équilibrées ne supportent en permanence qu'un faible taux de déséquilibre et doivent être séparés du réseau si ce taux atteint une valeur trop élevée.

Pour les alternateurs de forte puissance, il est nécessaire d'utiliser un relais à maximum de courant inverse [46].

3. Protection contre les retours de puissance

Les alternateurs fonctionnant en parallèle avec d'autres sources doivent, selon les conditions données par le constructeur, être protégés contre une éventuelle marche en moteur par un relais à retour de puissance active. La fonction retour de puissance [32] assure la protection contre les retours de puissances.

4. Protection contre les variations de fréquence

Pour les alternateurs de forte puissance en particulier, il est nécessaire de détecter une survitesse de la machine consécutive à un îlotage ou à un délestage et pouvant être dangereuse du fait des contraintes mécaniques subies par le rotor. La fonction à maximum de fréquence [81] assure cette protection.

5. Protection contre les perturbations de tension

En cas de séparation de tout ou une partie de la charge, la tension aux bornes de l'alternateur croît brusquement pour se rapprocher de la valeur de la f.é.m. interne. Normalement, le régulateur de tension agit sur l'excitation pour annuler cette élévation de tension.

Il est cependant nécessaire de disposer d'un relais à maximum de tension légèrement temporisé pour pallier les défaillances du système. La fonction à maximum de tension [59] satisfait aux exigences requises pour cette application.

6. Protection contre les défauts internes

Alimentés par les TC de phases disposés côté neutre des bobinages, les relais à maximum d'intensité [51] assurent la protection contre tous les défauts apparaissant dans le bobinage, défauts qui génèrent des courants du même ordre que les défauts extérieurs.

Afin de disposer d'une protection plus rapide et d'assurer la surveillance de la quasi-totalité des enroulements de la machine, il est nécessaire d'utiliser une protection différentielle [87G].

7. Contrôle du synchronisme

Afin de contrôler le bon fonctionnement des synchro-coupleurs ou les procédures de couplage manuel, il est fait appel au relais de contrôle de synchronisme [25].

8. Protection contre les défauts de terres des enroulements statoriques

Lorsque l'alternateur se trouve galvaniquement isolé du réseau auquel il est raccordé par un transformateur triangle-étoile, toute latitude est laissée pour adapter au mieux le lieu et la nature de la mise à la terre éventuelle aux exigences de protection de la machine.

- Neutre isolé

L'utilisation de la fonction à maximum de tension [59G] pour surveiller le déplacement du point neutre alimenté avec le relais par un transformateur de potentiel TP monté entre point neutre de la machine et la terre.

- Neutre fortement résistant

Pour un neutre fortement résistant, l'emploi du relais de courant alimenté à partir d'un tore disposé dans la connexion de mise à la terre est recommandé.

Lorsque l'alternateur débite directement sur le réseau, le lieu et la nature de la mise à la terre lui sont parfois imposés par les caractéristiques de réseau lui-même.

Si l'alternateur est la seule source d'alimentation du réseau, la fonction à maximum de tension [59G] est nécessaire.

Par contre, si le réseau est suffisamment étendu, une protection sélective peut être obtenue par l'utilisation de relais de courant homopolaire sensibles [51N] fonctionnant sur le courant capacitif du réseau. Le relais à maximum de tension homopolaire surveillant le déplacement du point neutre, devrait dans ce cas être alimenté par des TP connectés aux jeux de barres.

9. Protection contre la perte d'excitation

La fonction [40] assure la protection contre les pertes d'excitation à caractéristique circulaire dans le plan R-X.

10. Contrôle d'isolement du rotor

La fonction [64F] assure cette protection en détectant tout défaut d'isolement quel que soit sa localisation.

Conclusion 3

Dans ce chapitre nous faisons ressortir les conditions nécessaires pour procéder à un couplage d'un alternateur au réseau ainsi que les conséquences liées aux fautes de couplage. Egalement la stabilité et les protections jouent un rôle important dans le maintien et le fonctionnement normal des groupes ainsi que l'ensemble du reste des équipements.

Chapitre IV : Etude des causes de la défaillance statorique de l'alternateur du groupe G2 et proposition de solutions pour l'ensemble des groupes.

Introduction

La surveillance des machines électriques tournantes est aujourd'hui un point essentiel de la fiabilité et de la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques. Les aspects diagnostic et détection de défaut des organes de conversion électromécanique en font partie intégrante et requièrent la mise au point de techniques de mesure, d'acquisition, d'analyse et d'aide à la décision.

Dans ce chapitre nous allons nous intéresser à ces types de défauts des machines électriques, leur classification et leur origine. Par la suite nous utiliserons la méthode du diagnostic pour étayer la recherche de la cause du défaut survenue au niveau des enroulements statoriques de l'alternateur.

I. Caractéristiques générales de l'alternateur avant sa panne.

L'alternateur avarié est représenté sur la figure ci-dessous :



Figure 10 : Alternateur avarié

1. Données caractéristiques de l'alternateur

Tableau 1 : Caractéristique de l'alternateur (8)

Générateur type	LSA62B100
Numéro de série	604063
synchrone	triphasé
Puissance nominale	15 659 kVA
Tension	11 000 V
Fréquence	50 Hz
Facteur de puissance	0,8
Polarité	12 pôles
Vitesse	500tr/min
Protection machine	IP23
Classe d'isolation	H
Echauffement	F
Entrefer machine	12mm
Entrefer Excitateur	2mm
Température ambiante	47°C
Refroidissement	JCOA1
Masse rotor	22 857 Kg
Masse totale	52 700 Kg
Excitation	Sans balai
Type régulateur	Shunt + booster
Résistance de réchauffage (W)	3000 W sous (230V)
Sonde de température	6*PT100

Tableau 2 : Réactance (8)

Xd(%)	Xq(%)	X'd(%)	X'q(%)	X''d(%)	X''q(%)	X0(%)	T'do(s)	T''q(s)	T''qo(s)
186	112	32,4	112	24,7	20,9	18,3	0,044	0,028	0,090

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

X_d = réactance direct synchrone	X'_d = réactance transitoire direct
T''_q = temps subtransitoire inverse	X''_q = réactance subtransitoire inverse
X'_q = réactance transitoire inverse	X_0 = réactance homopolaire synchrone
T''_{q0} = temps subtransitoire homopolaire	X''_d = réactance subtransitoire directe
X_q = réactance inverse synchrone	T'_{d0} = temps transitoire direct homopolaire

1. Caractéristique à vide

L'alternateur tourne à vide à une vitesse constante de 500tr/mn. Les valeurs des tensions et des courants d'excitation sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 3 : Caractéristique à vide (9)

I_{ex} (A)	U stator(V)	I rotor(A)	vitesse (tr/min)
14,61	15360,00	350	500
12,60	14920,00	300	500
11,11	14520,00	263	500
9,47	13950,00	222	500
8,62	13580,00	201	500
7,78	13140,00	180	500
6,97	12620,00	160	500
6,17	11910,00	140	500
5,43	11000,00	121,7	500
5,13	10500,00	114,3	500
4,83	10000,00	106,9	500
4,22	8760,00	91,5	500
3,63	7490,00	77	500
3,01	6040,00	61,5	500
2,55	4950,00	50	500
1,78	3138,00	31	500
1,42	2262,00	22	500
1,14	1602,00	15	500
0,92	1091,00	9,7	500
0,53	155,00	0	500

Le courant d'excitation est obtenu par la relation suivante (9):

$$I_{ex} = 0.04023 * I_{rotor} \pm 0.534 \quad (2)$$

Remarque : A partir des observations faites sur le tableau nous constatons que la tension E_v augmente proportionnellement au courant d'excitation I_{ex} . Cependant, au fur et à mesure que le flux augmente, l'acier se sature, et la tension croît de moins en moins pour une même augmentation du courant d'excitation I_{ex} . Nous pouvons donc tracer la courbe de saturation E_v en fonction de courant d'excitation I_{ex} .

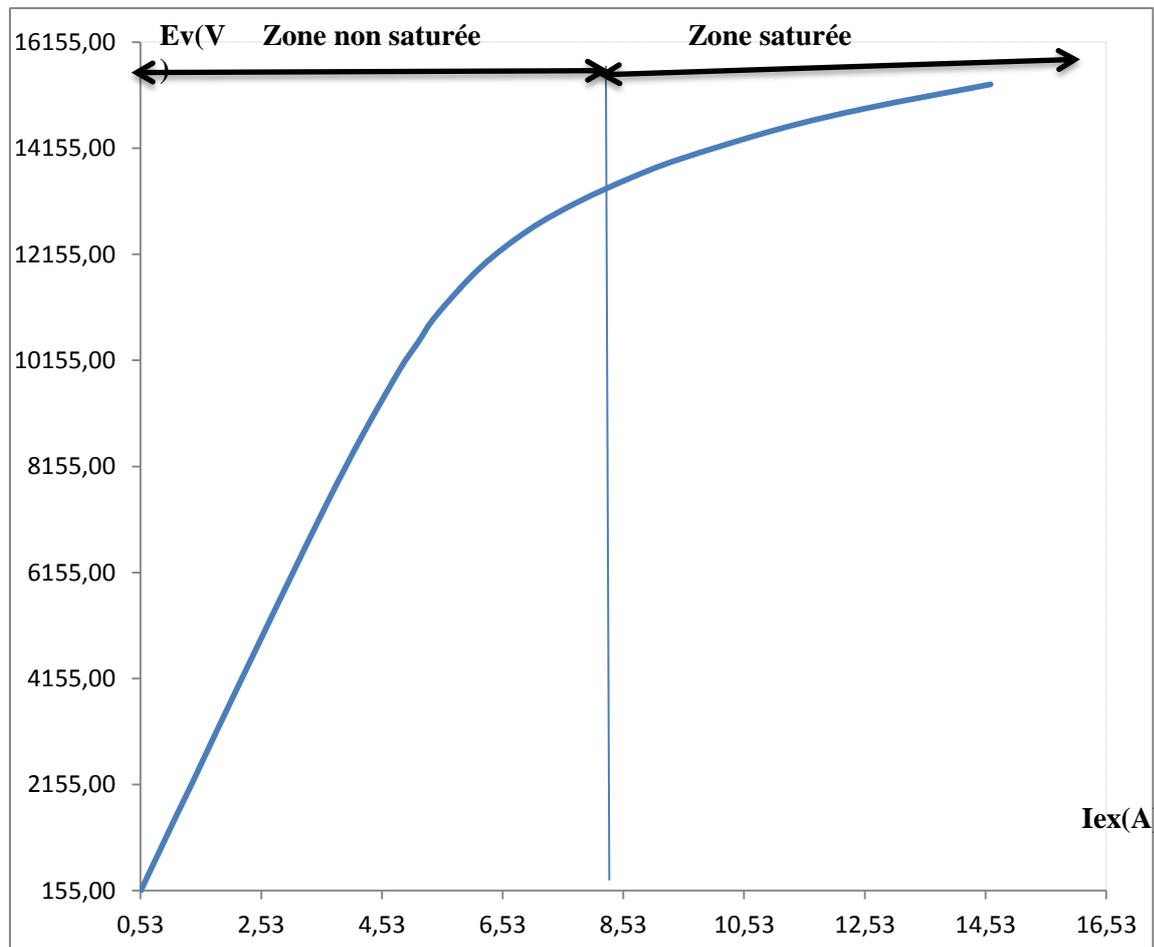


Figure11.courbe de saturation à vide

II. Diagnostic général

1. Défauts des machines électriques tournantes

Une défaillance de machine électrique caractérise tout incident donnant lieu à un comportement anormal de la machine et qui peut à court ou long terme provoquer son endommagement. Les défauts statoriques et rotoriques s'avèrent provoqué par une combinaison de contraintes qui agissent sur les composants. Ces défauts peuvent être classés en deux catégories selon leurs origines : les causes internes et les causes externes. L'étude se portera sur l'analyse des phénomènes internes et externes qui ont suscité la défaillance des enroulements du stator de l'alternateur du groupe G2.

2. Analyse des défauts externes et internes

Le tableau ci-dessous illustre le recensement des différentes causes possibles de l'avarie du circuit magnétique du stator de l'alternateur du groupe G2.

Tableau 4 : Causes externes et internes

Causes externes	Exploitation	Causes humaines
		Qualité du réseau
	Protection	Réglage des organes de protection
Causes internes	Electrique	Court-circuit interne
		Surtension interne
		Déséquilibre
	Mécanique	Mouvement des bobines
		Contact rotor-stator
		Corps étranger
		Défaut de fabrication

3. Analyse des causes externes

3.1 Exploitation

3.1.1 Causes humaines

3.1.1.1 Hypothèse 1

Dans cette hypothèse nous considérons qu'une mauvaise exploitation des consignes de mise en service du groupe G2 pourrait engendrer une défaillance des enroulements du stator.

3.1.1.2 Moyen de vérification

a Analyse des conditions de mise en service

A partir des informations requises pour la mise en service d'un groupe, nous observons que des conditions doivent être remplies pour effectuer le démarrage normal du groupe.

b Avant démarrage du groupe

Pour effectuer le démarrage d'un groupe les agents d'exploitation doivent s'assurer des conditions suivantes :

- ✚ La vérification de la pression d'air de démarrage 30 bars,
- ✚ La vérification de la pression d'air de sécurité 7 bars,
- ✚ La vérification du niveau d'huile du carter,
- ✚ La vérification de la cuve combustible.

Le groupe doit être en mode contrôle Puissance (Ctrl P) qui régule en même temps la vitesse et dont la consigne de charge de base est fixée à 3MW au niveau du poste de supervision.

Lorsque ces conditions ne sont pas vérifiées le démarrage du groupe serait impossible.

c. Au démarrage du groupe

Lorsque toutes les conditions sont réunies et que le groupe se met en marche celui-ci doit être couplé au réseau. En effet le couplage au réseau se fait de manière automatique grâce au synchro-coupleur. Le synchro-coupleur est composé d'un synchronoscope et un coupleur. Le synchronoscope vérifie la valeur de la tension, de la fréquence et l'ordre des phases du réseau et établie donc une comparaison avec celles de la génératrice. Le coupleur reçoit l'information du synchronoscope et donne l'ordre de fermeture du disjoncteur.

Dans notre cas, la consultation du registre journalier de suivi des groupes nous indique que le démarrage et le couplage au réseau du groupe G2 s'est effectué avant que celui-ci ne tombe en panne. La conduite du groupe a été effectuée comme suite :

- ✚ 09h 11mn : démarrage du groupe G2,
- ✚ 09h 13mn : couplage au réseau du groupe G2,
- ✚ 09h 14mn : arrêt du groupe G2 par arrêt d'urgence.

3.1.1.3 Interprétation

Suite aux analyses faites sur les conditions de mise en service du groupe G2 nous en déduisons que les causes humaines ne sont pas à l'origine de cette défaillance des enroulements du stator.

3.1.2 Qualité du réseau

3.1.2.1 Hypothèse 2

Le manque de fiabilité du réseau (court-circuit, surcharge, surtension, pertes de l'interconnexion au réseau Ivoirien) peut entraîner des répercussions sur le parc de production entraînant donc des dommages considérables.

3.1.2.2 Moyen de vérification

Le rapport d'exploitation du réseau national interconnecté de la journée du 04/09/2015 nous montre la liste des évènements journaliers survenu sur le réseau. Ce rapport a été fourni par le dispatching et, est représenté dans le tableau ci-dessous (voir annexe 1) [5].

Tableau 5 : Rapport d'exploitation du réseau national interconnecté (10)

Date_H_début	Date_H_fin	DUREE (HH:MM)	Ouvrage	Evènement	Cause directe
[07h-14h]					
03/09/2015 08:15	04/09/2015 17:45	33:30:00	Groupe 2 de Kossodo	Indisponible	Chaudière bouchée
04/09/2015 07:20	04/09/2015 07:25	0:05:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut homopolaire 1er et 2ieme seuil
04/09/2015 07:47	04/09/2015 07:47	0:00:00	Départ 33 kV N°3 de Pa (Houndé)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 07:57	04/09/2015 09:52	1:55:00	Départ 33 kV N°3 de Ouaga 2000 (Kombissiri, Manga)	Ouverture	Isoler un tronçon
04/09/2015 09:38	04/09/2015 09:43	0:05:00	Départ 15 kV N°10 de Bobo2	Ouverture	Travaux
04/09/2015 10:44	04/09/2015 10:47	0:03:00	Départ 15 kV N°10 de Bobo2	Ouverture	Travaux
04/09/2015 10:48	04/09/2015 11:06	0:18:00	Départ 15 kV N°11 de Bobo2	Ouverture	Travaux
04/09/2015 11:27	04/09/2015 18:27	7:00:00	Groupe 7 de Bobo2	Indisponible	Problème de chaudière

La panne ayant eu lieu à 9h 14mn et en nous focalisant sur l'intervalle horaire de la défaillance, nous constatons que le tableau nous présente une isolation partielle de tronçons des départs pour des travaux à réaliser ainsi que l'indisponibilité de certains groupes. Aussi nous notons également que l'interconnexion au réseau nationale ivoirien n'a subi aucune difficulté d'où son non recensement parmi les évènements.

3.1.2.3 Interprétation

Au constat des analyses faites du rapport journalier du dispatching sur les évènements qui pourrait être facteur de la défaillance des enroulements stator, nous en déduisons que le réseau n'a subi aucune perturbation dangereuse pouvant entraîner cette défaillance des enroulements du stator.

3.2 Protection

3.2.1 Hypothèse 3

Un mauvais réglage des différentes protections pourrait causer une défaillance des enroulements du stator.

3.2.1 Moyens de vérification

Les réglages des différentes protections sont assurés par l'entreprise WOODWARD conformément au code ANSI.

a Protection contre les surtensions ANSI Code [59]

Elle assure la protection contre les tensions supérieures à la tension nominale. Le réglage des seuils de déclenchement ont été déterminées par les relations suivantes :

Tableau 6 : Mode de réglage de la surtension (11)

$U = 1,2 * \frac{U_{ng} * U_{nvt\ sec}}{U_{nvt\ prim}}$	$U \geq 120V$
$U = 1,14 * \frac{U_{ng} * U_{nvt\ sec}}{U_{nvt\ prim}}$	$U >> = 114V$

U_{ng} = tension nominale secondaire du générateur

U_{nvtsec} = tension nominale pour une phase côté secondaire du générateur

$U_{nvtprim}$ = tension nominale pour une phase côté primaire du générateur

Les valeurs de réglage des seuils et temps de déclenchement sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 : Valeurs et temps de réglage (11)

$U \geq 120V$	$t \geq 10s$
$U \gg = 114V$	$t \gg = 5s$

b Protection contre les sous-tensions ANSI Code [27]

Elle assure la protection contre les tensions inférieures à la tension nominale. Les valeurs des seuils de déclenchement ont été déterminées par les relations suivantes :

Tableau 8 : Mode de réglage de sous-tension (11)

$U = 0,92 * \frac{U_{ng} * U_{nvt\ sec}}{U_{nvt\ prim}}$	$U \leq 92V$
$U = 0,90 * \frac{U_{ng} * U_{nvt\ sec}}{U_{nvt\ prim}}$	$U \ll = 90V$

U_{ng} = tension nominale secondaire du générateur

U_{nvtsec} = tension nominale pour une phase côté secondaire du générateur

$U_{nvtprim}$ = tension nominale pour une phase côté primaire du générateur

Les valeurs de réglage des seuils et temps de déclenchement sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9 : valeurs et temps de réglage (11)

$U \leq 92V$	$t \leq 10s$
$U \ll = 90$	$t \ll = 1s$

c Protection contre les sur-fréquences ANSI Code [81]

Elle assure la protection contre les fréquences supérieures à la fréquence nominale. Le réglage des seuils de déclenchement ont été déterminées par les relations suivantes :

Tableau 10 : Mode de réglage de la sur-fréquence (11)

$f \geq 1,03 * f_{ng}$	$f \geq 51,5 \text{ Hz}$
$f \gg = 1,04 * f_{ng}$	$f \gg = 52 \text{ Hz}$

f_{ng} = fréquence nominale du générateur (50Hz)

Les valeurs de réglage des seuils et temps de déclenchement sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 11 : Valeurs et temps de réglage (11)

$f \geq 51,5 \text{ Hz}$	$t \geq 10s$
$f \gg = 52 \text{ Hz}$	$t \gg = 4s$

d Protection contre les sous-fréquences ANSI Code [81]

Elle assure la protection contre les fréquences inférieures à la fréquence nominale .Le réglage des seuils de déclenchement ont été déterminées par les relations suivantes :

Tableau 12 : Mode de réglage de la sous-fréquence (11)

$f \leq 0,97 * f_{ng}$	$f \leq 48,5 \text{ Hz}$
$f \ll = 0,96 * f_{ng}$	$f \ll = 48 \text{ Hz}$

f_{ng} = fréquence nominale du générateur

Les valeurs de réglage des seuils et temps de déclenchement sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 13 : Valeurs et temps de réglage (11)

$f \leq 48,5 \text{ Hz}$	$t \leq 10 \text{ s}$
$f \ll = 48,5 \text{ Hz}$	$t \ll = 10 \text{ s}$

e Protection contre les retours de puissance active ANSI Code [32]

Elle protège l'équipement contre un éventuel retour de puissance active provenant du réseau extérieur. Le réglage du seuil et temps de déclenchement sont représentés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 14 : Valeurs et temps de réglage (11)

P_r	$5\% P_n$
T_{pr}	10s

P_r = puissance maximale de déclenchement

T_{pr} = temps de déclenchement

f Protection de courant à maximum de composant inverse ANSI Code [46]

Elle assure la protection contre les déséquilibres des courants de phase. Le réglage du seuil et temps de déclenchement sont représentées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 15 : Valeurs et temps de réglage (11)

I_s/I_n	8%
T_{pr}	10s

I_n = Courant nominale du générateur

I_s = Intensité seuil de déclenchement

T_{pr} = temps de déclenchement

g Protection différentielle ANSI Code [87G]

Elle assure la protection contre les défauts internes par comparaison des courants entre phases. Le temps de déclenchement est instantané et les valeurs seuils de déclenchement sont consignées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 16 : Mode de réglage de la protection différentielle (11)

$I_{diff}(I_s=(0*I_n)) = 0,13 * I_{ng}$	107 A
$I_{diff}(I_s=(2*I_n)) = 0,36 * I_{ng}$	296 A
$I_{diff}(I_s=(10*I_n)) = 2,45 * I_{ng}$	2014 A
$I_{diff} >> = 2,5 * I_{ng}$	2055 A

I_{ng} = Intensité nominale du générateur

h Protection homopolaire ANSI Code [50N/51N]

La fonction à maximum de courant homopolaire assure l'élimination des défauts entre phase et terre. Le réglage du seuil ainsi que le temps de déclenchement sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 17 : Mode de réglage de la protection homopolaire (11)

Is/In	15%
t _{ph}	1s

i Protection contre les surcharges ANSI Code [49]

Elle assure la protection contre une augmentation de la charge d'origine interne et externe. Le réglage du seuil, ainsi que le temps de déclenchement sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 18 : Mode de réglage de la protection contre les surcharges (11)

P _c	120% P _n
t _{ph}	20s

P_{ri} = puissance maximale de charge

P_r = puissance nominale

t_{ph} = temps de déclenchement

j Protection contre les pertes d'excitation ANSI Code [40]

Elle assure la protection contre une augmentation ou une baisse du courant d'excitation ce qui permet d'éviter une sous-excitation ou une surexcitation tout en maintenant la tension de sortie constante. Le réglage du seuil, ainsi que le temps de déclenchement sont représentées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 19 : Mode de réglage de la protection contre la perte d'excitation (11)

Puissance réactive inductive P_{ri}	10% P_r
t_{ri}	10s
Puissance réactive capacitive P_{rc}	10% P_r
T_{rc}	10s

P_{ri} = puissance réactive maximale inductive

P_r = puissance réactive nominale

P_r = puissance réactive maximale capacitive

t_{ri} = temps de déclenchement inactif

t_{rc} = temps de déclenchement capacitif

Le limiteur de la sous-excitation est assuré par le régulateur de tension DECS 200 qui limite la sous-excitation à - 2,5 MVAR en fonctionnement normal. Donc l'alternateur peut très bien fonctionner en fournissant 12,5 MW tout en absorbant 2,5 MVAR.

3.2.1 Interprétation

Au regard des analyses faites sur le réglage des différentes protections nous pouvons dire qu'elle respecte les normes. Elles ont été testées par le constructeur et tous les paramètres remplissaient les bonnes conditions. De ce fait nous pouvons dire que les protections ne sont pas à l'origine de la défaillance des enroulements du stator.

Conclusion

L'analyse des causes externes ne présente aucune anomalie quant à la défaillance des enroulements du stator. De ce fait nous pouvons donc dire que les causes d'origine externes ne sont pas à l'origine de cette défaillance. Cependant notre étude se focalisera sur l'analyse des causes internes.

4. Analyses des causes internes

4.1 Causes électriques

4.1.1 Court-circuit interne

4.1.1.1 Hypothèse 1

La présence d'un court-circuit interne pourrait être à l'origine de la défaillance dans les enroulements du stator.

4.1.1.2 Moyens de vérification

a Analyse des origines des courts- circuits

Un court-circuit peut avoir plusieurs origines qui sont :

- Mécaniques par exemple une rupture d'un conducteur ou une liaison électrique,
- Accidentelles entre deux conducteurs par un corps étranger,
- Electriques suite à la dégradation de l'isolement entre phase ou entre une phase et à la masse ou à la terre,
- Une erreur d'exploitation par exemple une mise à la terre d'une phase ou un couplage entre deux sources de tensions différentes ou des phases ou la fermeture par erreur d'un appareil de coupure.

b Analyse des mesures d'isolement

L'ensemble des installations et équipements électriques respecte des caractéristiques d'isolement afin de permettre leur fonctionnement en toute sécurité. Que ce soit au niveau des câbles de raccordement, des dispositifs de sectionnement et de protection ou au niveau des moteurs et générateurs, l'isolement des conducteurs électriques est réalisé à l'aide de matériaux présentant une forte résistance électrique de façon à limiter au maximum la circulation de courants en dehors des conducteurs. La qualité de ces isolements s'altère au fil des ans de par les contraintes auxquelles sont soumis les équipements. Cette altération induit une réduction de la résistivité électrique des isolants qui par là même crée une augmentation des courants de fuite qui conduisent à des incidents dont la gravité peut être conséquente en terme de sécurité des personnes et des biens mais également en coûts d'arrêt de production dans l'industrie.

c Principe de la mesure d'isolement

La mesure d'isolement est réalisée à l'aide d'un appareil appelé mégohmmètre. La mesure de la résistance d'isolement s'appuie sur la loi d'Ohm. En injectant une tension continue de valeur connue et de valeur inférieure à celle de l'essai diélectrique puis en mesurant le courant circulant, il est possible de déterminer simplement la valeur de la résistance. Par principe la résistance d'isolement présente une valeur très élevée mais pas infinie et donc par la mesure du faible courant circulant, le mégohmmètre indique la valeur de la résistance d'isolement en fournissant un résultat en $k\Omega$, $M\Omega$, $G\Omega$, voire pour certains modèles $T\Omega$. Cette résistance exprime la qualité de l'isolement entre deux éléments conducteurs et fournit une bonne indication sur les risques de circulation de courants de fuite.



Figure 12 : Mégohmmètre (12)

d Index de polarisation

Les mesures sont effectuées respectivement à une minute et dix minutes. L'index de polarisation est le ratio de la mesure d'isolement à dix minutes sur celle à une minute. La valeur minimale admissible pour un meilleur isolement est fixée à deux (12). Les résultats de mesure de la résistance d'isolement après la panne sont consignés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 20 : Valeurs des résistances d'isolement après panne.

	Résistance d'isolement t = 1 mn	Résistance d'isolement t = 10 mn	Index de polarisation
	(GΩ)	(GΩ)	
Enroulement U	< 10KΩ	< 10KΩ	—
Enroulement V	3,144	21,46	6,825699746
Enroulement W	2,877	19,78	6,87521724

L'index de polarisation est déterminé par la relation suivante:

$$PI = \frac{\text{R isolement à 10 minutes}}{\text{R isolement à 1 minute}} \quad (2)$$

PI = Index de polarisation

L'analyse des valeurs de la mesure de la résistance d'isolement nous donne des valeurs acceptables (>2) pour les enroulements V et W .En ce qui concerne l'enroulement U la valeur est pratiquement nulle.

e. Déterminons le courant de fuite maximal Id

Le neutre est relié à la terre par l'intermédiaire d'une résistance afin de limiter les courants de fuites (RPN).

$$Id = \frac{V}{R_d + R_{RPN}} \quad (3)$$

Id = 10 A

R_d = résistance phase-masse égale à 0,02919 Ω

R_{RPN} = Résistance du point neutre dont la valeur est de 635 Ω .

V = Tension monophasé

Déterminons le courant de court-circuit maximal par la méthode des impédances.

Nous sommes dans le cas d'un défaut d'une phase- masse (13).

$$I_{cc} = \frac{U/\sqrt{3}}{X''_d} \quad (3)$$

X''_d = réactance subtransitoire

U = tension composée

Pour l'alternateur la résistance est négligeable alors le courant de court-circuit se calcule à partir de l'impédance subtransitoire pour la vérification des contraintes électrodynamiques (14).

Calcul de l'impédance subtransitoire X''_d .

$$X''(\Omega) = \frac{V_n^2 * X''(\%)}{S_n * 100} \quad (4)$$

$$\mathbf{X'' = 6,36 * 10^{-3} \Omega}$$

X''_d = réactance subtransitoire

$X''(\%)$ = réactance subtransitoire en pourcentage

S_n = puissance apparente nominale

V_n = tension simple

$$\mathbf{I_{cc} = 998\,561,78\,A}$$

4.1.1.3 Interprétation.

Au regard des analyses faites sur les mesures de la résistance d'isolement, nous pouvons donc dire qu'il y a eu un court-circuit au niveau de l'enroulement U.

4.1.2 Surtension interne

4.1.2.1 Hypothèse 2

Une surtension entre phases des enroulements pourrait engendrer la défaillance des enroulements du stator.

4.1.2.2 Moyens de vérification

Analyse de la courbe de tension enregistrée lors de la défaillance

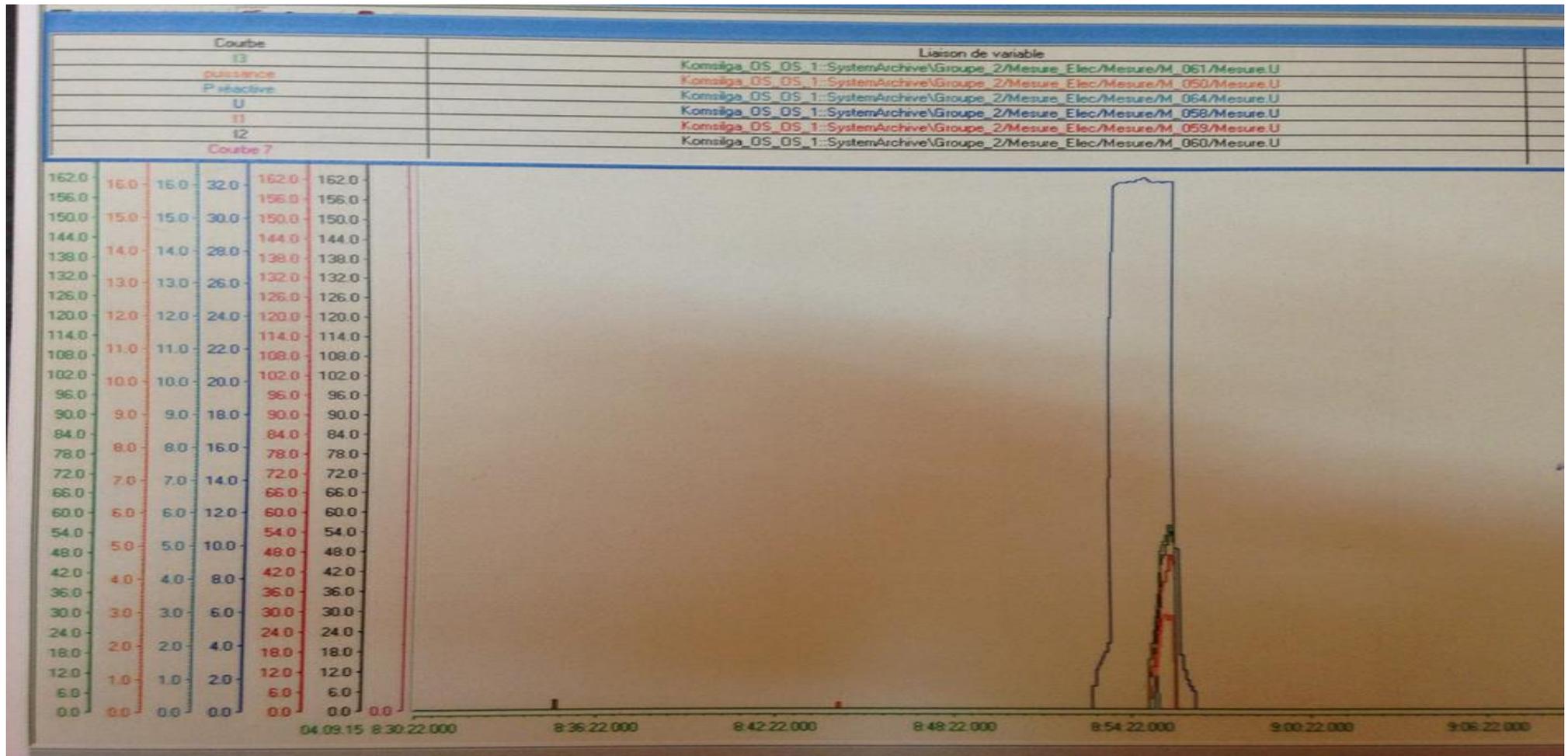


Figure 13 : Courbes de mesure tension -intensité

L'analyse de la courbe de la tension nous présente trois parties distinctes :

Dans un premier temps nous observons une évolution progressive de la tension jusqu'à l'instant où il commence à se stabiliser à 33 kV. Cette période correspond à celle du démarrage à travers laquelle la tension augmente pour se maintenir égale à celle du réseau.

Ensuite nous remarquons qu'elle se stabilise à 33 kV pendant un temps donné comparativement à celui du réseau. De ce fait nous pouvons dire que la tension du générateur et celle du réseau sont les mêmes et que le groupe s'est couplé au réseau, étant donné que le mode de couplage est automatique et surveillé par le synchrocoupleur.

Egalement en cas de surtension le relais de protection [59] déclenchera lorsque le seuil est atteint. Ce qui n'a été le cas car le relais n'a signalé aucune information d'un défaut dû à une surtension.

4.1.2.3 Interprétation

Au regard des analyses faites nous pouvons donc conclure qu'une surtension n'est pas à l'origine de la défaillance des enroulements du stator.

4.1.2 Déséquilibres

4.1.2.1 Hypothèse 3

Un déséquilibre des trois courants et des trois tensions de phase pourrait être à l'origine de cette défaillance.

4.1.2.2 Moyens de vérification

Analyse des intensités au niveau de chaque phase est représentée sur la figure ci-dessous

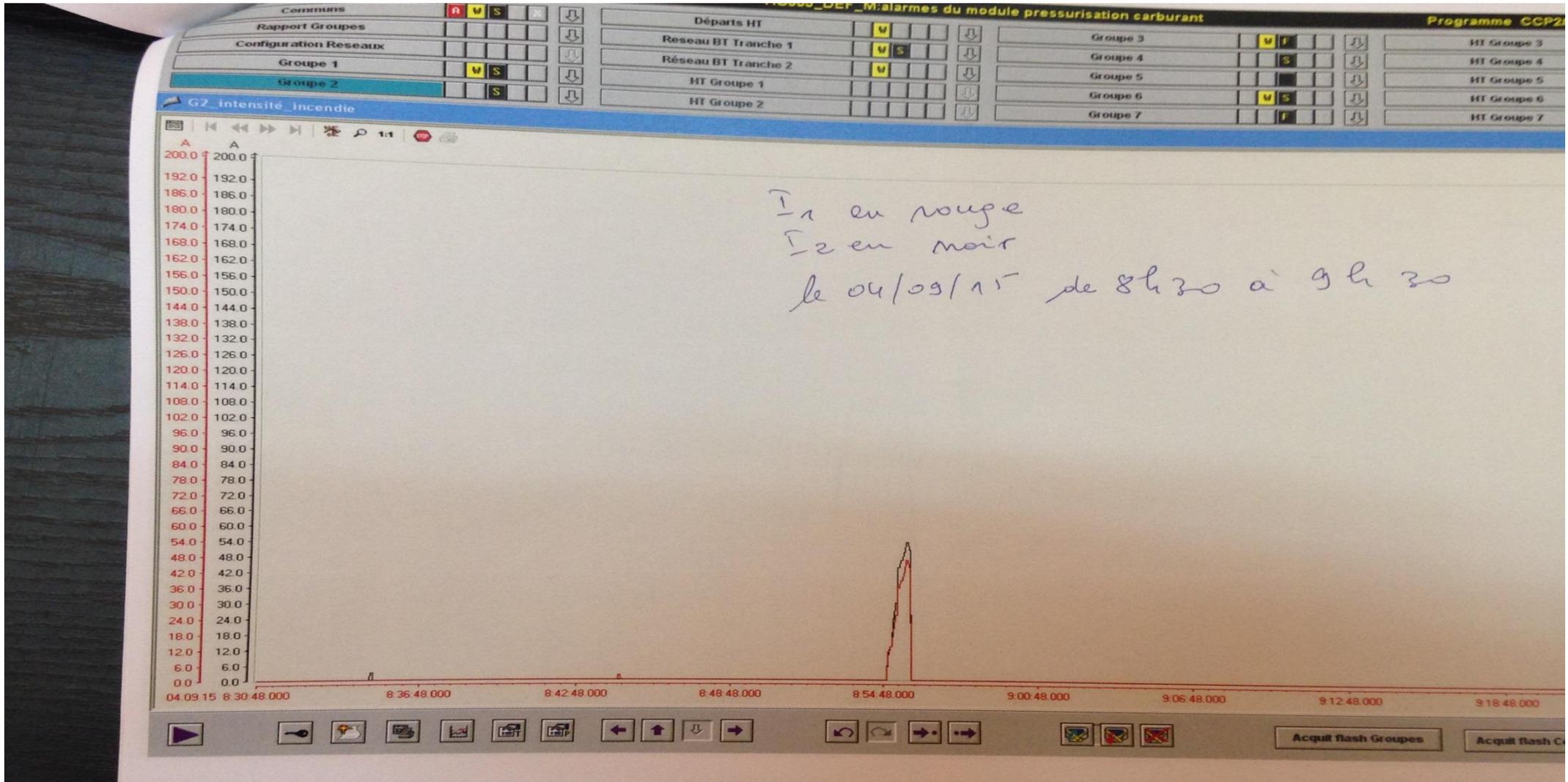


Figure 14 : Courbes de mesure des intensités I_1 et I_2

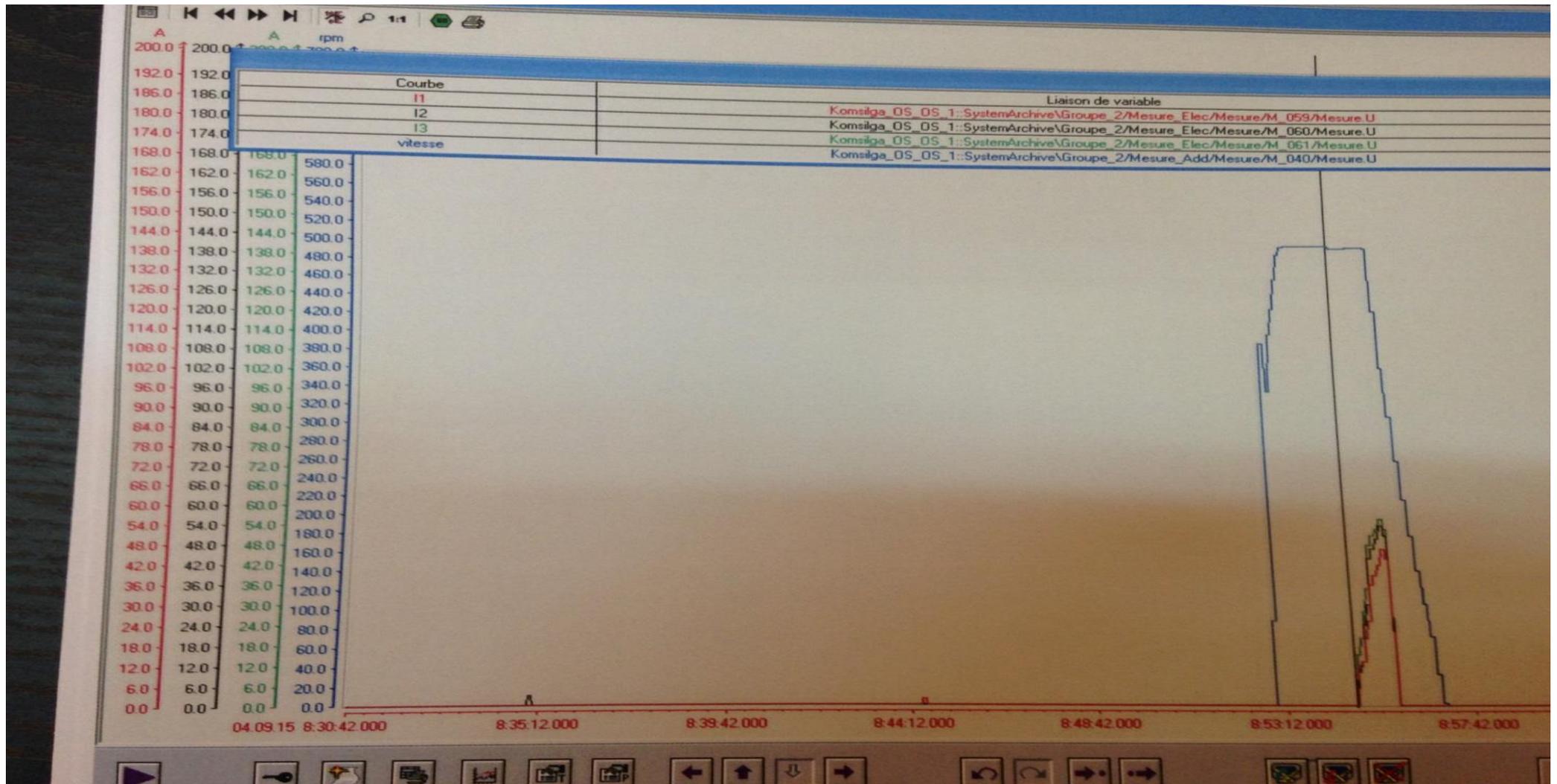


Figure 15 : Courbes de mesure des intensités I1 et vitesse

En observant les intensités I_1 , I_2 , et I_3 au niveau de chaque phase vu du côté secondaire du transformateur nous remarquons que les valeurs sont assez proches les unes des autres.

$$I_1 \approx I_2 \approx I_3 \approx 54 \text{ A}$$

A partir du rapport de transformation déterminons la valeur des courants côté primaires

Caractéristiques du transformateur

Fabricant: Castel GOMBERTO ITALY

Transformateur triphasé 11kV/33kV

Couplage: Dyn11

D	y	n	11
HTA coté primaire du transformateur en triangle	HTA coté secondaire du transformateur en étoile	Neutre sorti	Indice horaire

N° de série:67788

Puissance nominale: 20 000 KVA

Le rapport de transformation est :

$$m = \frac{U_2}{U_1} \quad (3)$$

$$m = 3$$

On sait que

$$I_1 = m * I_2 \quad (4)$$

$$I_1 \approx I_2 \approx I_3 \approx 162 \text{ A}$$

L'analyse de la figure 13 nous avait montré une concordance parfaite de la tension entre phase dont la valeur est de 33kV. Egalement en cas de déséquilibre le relais de protection [46] déclenchera lorsque le seuil est atteint ce qui n'a pas été détecté.

En somme nous constatons que les trois tensions ont la même valeur ainsi que les trois courants.

4.1.2.3 Interprétation

Au regard de l'analyse faite sur ces différentes variables nous en déduisons que le déséquilibre n'est pas à l'origine la défaillance des enroulements du stator.

4.2 Mécanique

4.2.1 Contact rotor –stator

4.2.1.1 Hypothèse 4

Le contact entre le rotor et le stator peut provoquer une défaillance au niveau des enroulements du stator.

4.2.1.2 Moyen de vérification

Les trois conditions les plus communes pour un contact entre rotor et stator sont :

- Défaillance d'un palier
- Déviation de l'arbre
- Désalignement rotor-stator

Partant des informations recueillies par les analystes mécaniciens du constructeur du moteur de marque Caterpillar ayant intervenu lors de la panne ainsi que celles des mécaniciens de la centrale, aucun palier n'a subi de défaillance, l'alignement était parfait et l'entrefer stator-rotor était respecté (12mm). Egalement notons que le rotor n'a subi aucune perturbation d'où son non remplacement lors des travaux de réhabilitation.

4.2.1.3 Interprétation

A partir des observations faites sur les conditions de contact stator-rotor nous en déduisons qu'il n'est pas à l'origine de la défaillance des enroulements du stator.

4.2.2 Mouvement des bobines

4.2.2.1 Hypothèses 5

Le mouvement des bobines pourrait engendrer une défaillance des enroulements du stator

4.2.2.2 Moyens de vérification

a Analyse des vibrations

Les mesures de la tenue vibratoire nous donnent les résultats suivants :

NDE = Non Drive End : Côté opposé à l'accouplement

Tableau 21 : Valeurs des vibrations côté opposé de l'accouplement

Horizontal (mm /s rms)	Vertical (mm /s rms)	Axial (mm /s rms)
13,1	5,4	13,6

DE = Drive End : Côté l'accouplement

Tableau 22 : Valeurs des vibrations côté accouplement

Horizontal (mm /s rms)	Vertical (mm /s rms)	Axial (mm /s rms)
10,3	7,4	7,2

Le niveau global de vibration pour des moteurs supérieure à 250 kVA doit être inférieur à 20 mm/s rms

T < 20 mm/s rms

b Analyse du nombre de démarrage

Les enroulements de l'alternateur peuvent supporter un nombre élevé de démarrage en fonction de sa disponibilité. Aussi le document de rapport journalier de la conduite des groupes mentionne que le nombre de démarrages maximal est de 3, pour le moteur de l'alternateur du groupe G2.

4.2.2.3 Interprétation

A partir des analyses faites sur la tenue vibratoire ainsi que le nombre de démarrage, nous en déduisons que le mouvement des bobines n'est pas à l'origine de la défaillance des enroulements du stator.

4.2.3 Corps étranger

4.2.3.1 Hypothèse 6

La présence d'un corps étranger dans les enroulements du stator pourrait être à l'origine de la défaillance.

4.2.3.2 Moyens de vérification

Le stator avarié a été remplacé par un nouveau stator .Cependant lors des travaux de maintenance, l'introduction d'un corps étranger n'a été déceler.

Ainsi d'après les caractéristiques de l'alternateur nous observons un indice de protection IP23 qui protège ce dernier contre les corps solides de diamètre supérieur à 12 mm, ainsi que l'eau en pluie jusqu'à 60° de la verticale.

4.2.3.3 Interprétation

L'analyse nous montre que l'introduction d'un corps étranger dans les enroulements du stator n'est pas à l'origine de cette défaillance.

4.2.4 Défaut de fabrication

4.2.4.1 Hypothèse 7

L'imperfection ou la mauvaise qualité de construction des composants du stator pourrait être à l'origine de la défaillance des enroulements du stator.

4.2.4.2 Moyens de vérification

Lors de la fabrication du stator, le circuit magnétique ainsi que les enroulements doivent être imprégnés de vernis d'isolation pour empêcher un éventuel contact électrique. Ainsi l'insuffisance de ce dernier peut entraîner un court-circuit entraînant des dommages considérables.

En pratique, un alternateur contient de nombreux défauts de petites tailles, sans que cela ne nuise au fonctionnement de la machine. Si un défaut plus important n'est pas détecté précocement lors des opérations de maintenance, il risque de gagner en importance jusqu'à la fusion et, s'il est proche d'une encoche du stator (fond d'encoche ou bord de dent), cela peut entraîner une dégradation de l'isolant des conducteurs au voisinage du défaut. Un contact électrique pourrait alors être établi entre le circuit magnétique et les conducteurs, conduisant à un court-circuit avec la masse. Ceci entraînerait l'arrêt immédiat de la machine, avec des dégâts pouvant être irréversibles. Dans ce cas, le stator doit être remplacé.

Dans notre cas nous avons constaté un bris de deux dents des tôles magnétiques comme l'indique la figure ci-dessous :



Figure 16 : Cales ou Dents des tôles magnétiques du stator

Pour une fabrication en série d'alternateurs, on peut constater des imperfections d'imprégnation du vernis d'isolation surtout au niveau des bavures des dents des tôles magnétiques. Si le défaut n'est pas détecté des courants de Foucault peuvent y circuler entre deux dents en plus des courants induits dans chaque tôle pendant le fonctionnement de l'alternateur. Lorsque ces courants prennent de l'ampleur un contact électrique se crée entraînant donc un court-circuit et faire fondre une partie des enroulements proche du défaut dû à la hausse de la température.

Dans notre cas une partie des enroulements proches du défaut ont fondu et le stator a été remplacé comme le présente les figures ci-dessous.

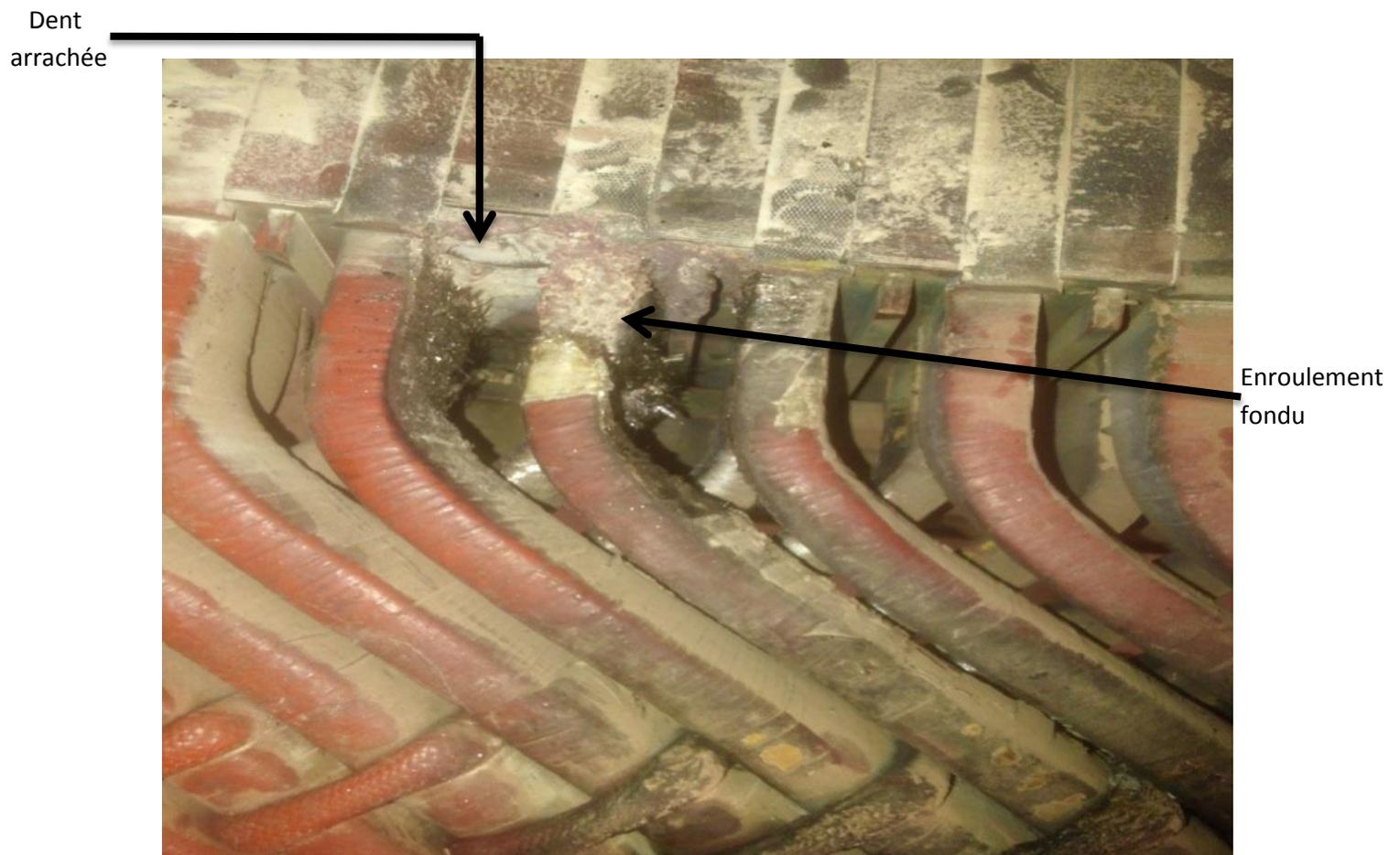


Figure 17 : Localisation de la panne



Figure 18 : Nouveau stator

4.2.4.3 Interprétation

Au regard de toutes ses analyses faites nous pouvons donc conclure que la défaillance est engendrer par un défaut de fabrication suite à une imperfection d'isolement au niveau des dents des tôles magnétiques.

III. Proposition de solutions pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes

Pour remédier à ces types de défauts et pour limiter les risques que cela pourrait engendrer en termes de coût et d'arrêt de production d'énergie, leur bon fonctionnement est donc primordial. Ainsi certains outils numériques de diagnostic permettent de détecter les défauts de court-circuit entre tôles dans le stator.

Dans notre étude nous proposons trois méthodes de détection des défauts qui peuvent être mise en œuvre lors des travaux de maintenance. La première consiste à détecter la surchauffe liée à la présence du défaut à l'aide d'une caméra à infrarouge ; la deuxième à détecter les défauts grâce au flux créé dans le stator par usage d'un capteur et la troisième à déceler le taux de serrage des cales en utilisant une sonde. Ces trois méthodes sont décrites comme suite :

1. Test thermique

L'utilisation de cette technique de diagnostic nécessite que le rotor soit retiré auparavant. Elle consiste à imposer un flux magnétique équivalent à 80% ou à 100% du flux nominal et détecter les points chauds à partir d'une lecture thermique sur la surface du stator. Cela nécessite donc l'utilisation d'une caméra thermique à infrarouge.

Ce test permet de détecter de manière rapide et simple les courts-circuits, puisque dans les courts-circuits et les régions environnantes circule un courant plus important que dans les tôles ce qui engendre une température plus élevée à ces endroits que la température moyennes du stator Nous considérons ainsi qu'il y a un défaut lorsque la température local augmente de 10°C ou plus. De ce fait si le défaut est proche de la périphérie interne du stator (c'est-à-dire à l'extrémité des dents et en fond encoche), plus il sera facile de le détecter.

Cependant, pour réaliser ce test, il faut que les courants de défauts soient suffisamment notables pour que les points chauds puissent être détectés. Il faut donc imposer un flux équivalent à au moins à 80% du flux nominal dans le stator. D'une part, il faut disposer d'une source de tension de puissance assez importante (supérieure à 1 MVA) et d'autre part, il n'est pas possible de réaliser d'autres tests sur d'autres parties du stator en même temps. Ces éléments font que la préparation et l'exécution du test thermique est plutôt longue.

Toutefois, ce test est traditionnellement utilisé et reste important dans le diagnostic de défauts, puisqu'il permet de détecter des défauts précoces ainsi l'endommagement du stator (15).

2. La technique EL Cid

Cette technique dénommée en anglais, (ELeCtromagnetic Core Imperfection Detector, « détecteur d'imperfections dans des noyaux magnétiques »). Elle a été conçue par Sutton et est basée sur le théorème d'ampère. Une source de tension, caractérisée par une spire ou bobine placée suivant l'axe du stator et rebouclant à l'extérieur, est utilisée pour créer un flux qui circule dans le stator.

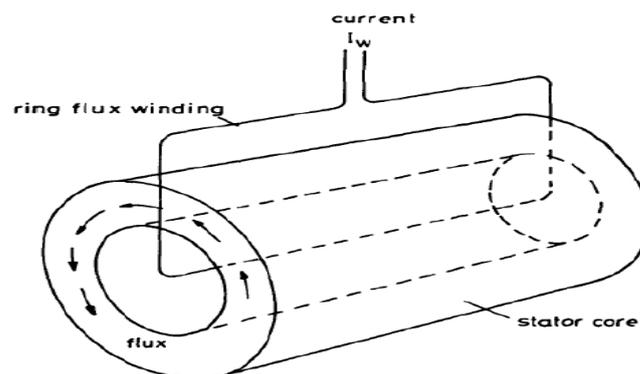


Figure 19 : Principe d'excitation magnétique pour le test d'El CID (16)

En principe, le rotor est sorti au préalable. Ensuite, un capteur de type bobine de Chattock avec un noyau amagnétique est glissé le long des tôles pour détecter le champ magnétique associé au courant induit.

La bobine d'excitation est alimentée de façon à imposer un flux au stator d'environ 4% du flux nominal. En présence de courts-circuits, les courants induits circulant à travers les défauts et tôles peuvent alors être détectés à l'aide du capteur

Un avantage du test El Cid est la faible puissance mise en œuvre pour la détection des défauts. De ce fait, il n'est pas nécessaire de disposer d'une alimentation de forte puissance, et le test reste relativement rapide et facile à exécuter. Par ailleurs, d'autres opérations de maintenance peuvent être réalisées en même temps.

Bobine
d'excitation



Capteur de
Chattock

Figure 20 : Test d'EL CID sur un alternateur (15)

3. Analyseur du coin de stator

Le desserrage des barres et des bobines dû au relâchement des cales est l'un des mécanismes de vieillissement du stator. Le mouvement des barres dans les encoches du stator finit par éroder l'isolation parce qu'elle se frotte contre le noyau du stator sous l'influence des forces magnétiques.

Ainsi il est essentiel de garder les cales serrées afin d'assurer un enroulement de bonne en bonne condition. Malheureusement les cales du stator qui sont habituellement faites en fibre de verre époxy renforcé ou en polyester ont tendance à perdre leur rigidité en service. Le relâchement des bobines et des barres sont détectés dans les tests de décharge potentielle (DP).

La détermination du serrage des bobines permet d'avoir une indication directe quant à l'éventualité d'un relâchement futur des cales.

Historiquement on utilisait un essai de percussion afin de déterminer de manière subjective si les cales étaient lâches.

Ainsi le rotor est retiré et un expert est chargé de taper sur chaque cale afin de déterminer si celles-ci étaient desserrées, moyennement serrées ou très serrées. Ensuite une carte était établie à l'aide des numéros des cales et leur position axiale basée sur cette indication subjective.

En effet l'utilisation de la sonde SWA est un moyen objectif dans la détermination du serrage. La sonde SWA est appliquée contre chaque cale et un marteau calibré frappe les cales et des détecteurs mesurent la vibration des cales causées par la percussion. Des algorithmes propriétaires convertissent la vibration et génèrent une échelle indiquant si chaque cale est lâche, moyennement serrée ou très serrée (15).

Conclusion 4

Dans ce chapitre il se dégage une étude méthodologique qui nous a permis de faire l'analyse des causes externes et internes afin de pouvoir situer la cause exacte de la défaillance des enroulements du stator. De plus à travers cette localisation du défaut, des solutions ont été proposées pour une meilleure protection de l'ensemble des groupes. Ces solutions s'intègrent évidemment pendant les travaux de maintenance des groupes.

Conclusion générale

Les travaux de ce mémoire consistent à faire le diagnostic de l'avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production Ouaga Sud de Komsilga.

Pour ce faire une méthodologie a été adoptée à savoir la collecte des informations, ensuite l'analyse et l'interprétation des informations. Egalement soulignons qu'une connaissance de base sur le fonctionnement des alternateurs est primordiale dans le traitement des données.

La méthode du diagnostic en s'appuyant sur la base d'hypothèses nous a permis de cerner les différents défauts liée au stator afin de procéder par élimination jusqu'à retenir la cause réelle.

Pour assurer la continuité de service nous avons proposé des solutions en vue de protéger l'ensemble de ces groupes. Ces différentes solutions comme le test thermique, la technique EL CID ainsi que l'analyseur de coin pourront être utilisé pendant les périodes de maintenances.

L'étude a été menée à bien grâce à la collaboration des agents techniques de la production Ouaga Sud de la SONABEL, ainsi les résultats engendrés pourront servir pour la centrale de production de komsilga ainsi que dans d'autres unités de production thermique.

Bibliographie

Ouvrages et articles

1. **Wildi, Théodore.** Electrotechnique. Québec : De Boeck Université, 2000.
2. **Leroy somer.** Installation et maintenance. [En ligne] 2011. [Citation : 17 09 2016.] http://www.leroy-somer.com/documentation_pdf/notices_pdf/23271_fr.pdf.
3. **Herbert, Alain.** Machines électriques et électronique de puissance. 1997.
4. **P.Kundur.** Power system stability and control. New york : s.n., 1994.
5. **chevassu, Claude.** Couplage des alternateur. [En ligne] [Citation : 27 09 2016.] <http://www.iufmrese.cict.fr/contrib/naval/coupla1>.
6. **INDUSTRIEL, SARRAT.** Pilotage SONABEL de Komsilga. 2000.
7. **Indarivelle de contrôle et d'équipement (ICE).** Protection et contrôle commande. ALFORTVILLE CEDEX : s.n. 94146.
8. **Steen Urban Jorgensen.** Base rating. Hollufgard Allé9 : s.n., 2012. SUJ 1206.092.
9. **Leroy somer.** Essai à vide. Orléan : s.n., 2011.
10. **Société National d'Electricité du Burkina.** Rapport d'exploitation du réseau national interconnecté. Ouagadougou : s.n., 2015.
11. **WOODWARD.** Protection Calculation and settings. 2011. A01-20-11A.
12. **CHAUVIN ARNOUX GROUP.** Guide de la mesure d'isolement. 2010.
13. **METZ-NOBLAT, Benoit de.** Calcul des courants de court-circuit. 1986.
14. **Abdelaziz, Fgaier.** Protection et automatisme des réseaux électriques. 2014.
15. **IRIS POWER.** Le suivi et les essais électriques des moteurs et alternateurs. kansas : s.n., 1990.
16. **Müller, Juliana Luísa.** Modélisation des tests de diagnostic des courts-circuits. Florianopolis : s.n., 2012.

Annexes

ANNEXE I

RAPPORT D'EXPLOITATION RESEAU NATIONAL INTERCONNECTE (RNI)

Journée du 05/09/2015 à 08:00

I. Etat de la demande de puissance maximale sur le RNI de la journée du 04/09/2015

Matin : 07h – 12h	Après-midi : 13h – 18h	Soir : 18h – 06h
Puissance maximale estimée : 153,81 MW	Puissance maximale estimée : 157,29 MW	Puissance maximale estimée : 187,70 MW
à 10:00	à 16:00	à 20:00
Production Nationale : 104,55 MW	Production Nationale : 94,21 MW	Production Nationale : 151,84 MW
Import_RCI : 49,26 MW	Import_RCI : 63,08 MW	Import_RCI : 27,10 MW
Puissance Coupée : 0,00 MW	Puissance Coupée : 0,00 MW	Puissance Coupée : 0,00 MW
Puissance max Coupée : 2,33 MW à 11:00	Puissance maximale Coupée : 2,68 MW à 18:00	Puissance maximale Coupée : 0,00 MW à ***
Import_RCI_Moy: 53,62 MW	Import_RCI_Moy: 54,10 MW	Import_RCI_Moy: 41,06 MW

II. Energies produites et importation d'énergie du RNI au 04/09/2015

	Cumul 2015		04/09/2015
TOTAL_RESEAU	902,2GWh	100%	3 404,9MWh
TOTAL_Therm.	639,8GWh	70,90%	2 084,7MWh
TOTAL_Hydro.	43,5GWh	4,80%	189,2MWh
TOTAL_IMPORT_RCI	219,0GWh	24,30%	1 131,0MWh
Détails de la Journée du 04/09/2015			
IMPORT_RCI	1 131,0MWh	BAGRE	189,2MWh
KOMSILGA	1 019,0MWh	KOMPIENGA	0,0MWh
KOSSODO	391,3MWh	OUAGA1	0,0MWh
OUAGA2	27,0MWh	BOBO1	0,0MWh
BOBO2	635,5MWh	FADA	0,0MWh

III. Puissances exploitables du RNI au 05/09/2015 à 08 :00

TOTAL_RESEAU	245,50MW		TOTAL_RESEAU	245,50MW
TOTAL_THERM	176,75MW		TOTAL_CRCO	142,75MW
TOTAL_HYDRO	18,75MW		TOTAL_CRCB	52,75MW

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

PROGRAMME IMPORT_CIE AU 05/09/2015	00h-18h: 50,00 MW			
	18h-00h: 20,00 MW			
TOTAL_IMPORT_RCI	50,00MW		TOTAL_IMPORT_RCI	50,00MW

IMPORT_RCI	50,00 MW	BAGRE	8,00 MW	DEDOUGOU	3,95 MW
KOMSILGA	76,50 MW	KOMPIENGA	9,00 MW	GAOUA	****
KOSSODO	28,00 MW	OUAGA1	5,00 MW	TOUGAN	0,50 MW
OUAGA2	10,50 MW	BOBO1	0,00 MW	BOROMO	****
BOBO2	51,00 MW	FADA	1,30MW		

IV. Prévisions de la demande de puissance du RNI de la journée du 05/09/2015

	Matin : 07h – 12h	Après-midi : 13h – 18h	Soir : 18h – 06h
POINTE	140,00 MW à 10:30	132,47 MW à 17:00	182,00 MW à 20:30
DISPONIBILITE	245 MW	245 MW	215 MW
DEFICIT	Pas de déficit	Pas de déficit	Pas de déficit

V. Evolution des Températures du lundi 31/08/2015 au lundi 07/09/2015

	Lundi	Mardi	Mercredi	Jeudi	Vendredi	Samedi	Dimanche	Lundi
Max (°C)	32	31	29	30	30	33	31	33
Min (°C)	22	23	22	22	23	23	23	23

VI. Cotes Amonts des barrages hydroélectriques du RNI

Côtes du jour 05/09/2015 et années antérieures aux mêmes dates				Côtes de la veille: 04/09/2015	Ecart en m
	2013	2014	2015		
KOMPIENGA	170,81	170,05	173,18	172,96	0,22
BAGRE	232,23	235,02	234,92	234,90	0,02

VII. Situation du délestage sur le RNI en 2015

Journée du 04/09/2015

Zones	Groupe 1		Groupe 2		Groupe 3		Durée (mn)
	Départs	Durée (mn)	Départs	Durée (mn)	Départs	Durée (mn)	Moyenne Journalière
OUAGA	Kslga_Brafaso	0	Oua2_D14	0	O2m_D02	0	
	Oua2_D18	0	Oua1_D07	0	Oua2_D16	0	
	Oua1_D02	0	Oua2_D13	0	Pdoi_D31	0	
	Kosd_D25	0	Kosd_D24	0	Oua2_Dzaca	0	
	Pdoi_D37	0	Pdoi_D35	0	Oua2_D19	0	
	O2m_D04 (Défense)	0	Oua2m_Nagrin	0	Oua1_D09	0	
	Pdoi_D34	0	Oua2m_Kombissiri	0	Oua2_D20	0	
	Oua2_D15	0	Oua1_D04	0			
	Oua1_D03	0					
BOBO	Bob1_D02	0	Bob1_D01	0	Koua_D26	0	
	Koua_D20	0	Koua_D21	0	Bob2_D11	0	
OUAGA	Oua1_D08	0	O2m_Douane	0	Oua2_D12	0	
	Kosd_D21	0	Kosd_D22	0	Kosd_CimAF	0	
	Oua2_D17	0	Kosd_CimFASO	0	Kosd_CimBURKINA	0	
BOBO	Bob2_D12	0	Bob2_D10	0		0	

Période du 01/01/15 au 04/09/15

Zones	Groupe 1		Groupe 2		Groupe 3		Durée (mn)
	Départs	Durée (mn)	Départs	Durée (mn)	Départs	Durée (mn)	Moyenne
OUAGA	Kslga_Brafaso	15 822	Oua2_D14	32 282	O2m_D02	29 653	20311
	Oua2_D18	27 869	Oua1_D07	19 040	Oua2_D16	23 857	
	Oua1_D02	26 237	Oua2_D13	19 691	Pdoi_D31	13 967	
	Kosd_D25	29 489	Kosd_D24	20 730	Oua2_Dzaca	23 310	
	Pdoi_D37	27 410	Pdoi_D35	30 642	Oua2_D19	16 737	
	O2m_D04 (Défense)	2 917	Oua2m_Nagrin	19 620	Oua1_D09	12 113	
	Pdoi_D34	17 743	Oua2m_Kombissiri	3 642	Oua2_D20	25 782	
	Oua2_D15	21 896	Oua1_D04	20 581			
	Oua1_D03	6 426					
BOBO	Bob1_D02	15 578	Bob1_D01	22 239	Koua_D26	23 325	20382
	Koua_D20	20 396	Koua_D21	24 721	Bob2_D11	16 032	
OUAGA	Oua1_D08	7 756	O2m_Douane	5 020	Oua2_D12	3 884	3659
	Kosd_D21	6 749	Kosd_D22	6 853	Kosd_CimAF	245	
	Oua2_D17	359	Kosd_CimFASO	1 418	Kosd_CimBURKINA	643	
BOBO	Bob2_D12	2 700	Bob2_D10	3 439			3070

VIII. Liste des événements enregistrés sur le RNI pour la journée du 04/09/2015

Date_H_début	Date_H_fin	DUREE (HH:MM)	Ouvrage	Evènement	Cause directe
[07h-14h]					
03/09/2015 08:15	04/09/2015 17:45	33:30:00	Groupe 2 de Kossodo	Indisponible	Chaudière bouchée
04/09/2015 07:20	04/09/2015 07:25	0:05:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut homopolaire 1er et 2ieme seuil
04/09/2015 07:47	04/09/2015 07:47	0:00:00	Départ 33 kV N°3 de Pa (Houndé)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 07:57	04/09/2015 09:52	1:55:00	Départ 33 kV N°3 de Ouaga2000 (Kombissiri, Manga)	Ouverture	Isoler un tronçon
04/09/2015 09:38	04/09/2015 09:43	0:05:00	Départ 15 kV N°10 de Bobo2	Ouverture	Travaux
04/09/2015 10:44	04/09/2015 10:47	0:03:00	Départ 15 kV N°10 de Bobo2	Ouverture	Travaux
04/09/2015 10:48	04/09/2015 11:06	0:18:00	Départ 15 kV N°11 de Bobo2	Ouverture	Travaux

04/09/2015 11:27	04/09/2015 18:27	7:00:00	Groupe 7 de Bobo2	Indisponible	Problème de chaudière
[14h-22h]					
02/09/2015 19:00	04/09/2015 10:51	39:51:00	Groupe 7 de Bobo2	Indisponible	Défaut chaudière
03/09/2015 16:28	04/09/2015 10:42	18:14:00	Groupe 8 de Kossodo	Indisponible	Fuite d'eau refroidissement d'injecteur
03/09/2015 18:00	04/09/2015 00:06	6:06:00	Import_Interco_RCI	Programme d'importation RCI à 20 MW	Consigne d'exploitation
04/09/2015 14:39	04/09/2015 14:39	0:00:00	Transfo 90/33 kV N°1 de Wona	Déclenchement	Défaut différentielle de terre restreinte
04/09/2015 15:35	04/09/2015 15:40	0:05:00	Départ 33 kV N°8 de Kossodo (Kongoussi)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 15:35	04/09/2015 15:41	0:06:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut homopolaire
04/09/2015 16:19	04/09/2015 16:20	0:01:00	Départ 34,5 kV N°1 de Koden (Koumbia)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 17:46	05/09/2015 00:13	6:27:00	Import_Interco_RCI	Programme d'importation RCI à 20 MW	Consigne d'exploitation
04/09/2015 17:49	04/09/2015 18:09	0:20:00	Départ 15 kV N°11 de Bobo2	Ouverture	Raccorder bretelle

04/09/2015 18:27	04/09/2015 18:29	0:02:00	Départ 33 kV N°1 de Kodeni (Banfora)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 20:32	04/09/2015 20:34	0:02:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut homopolaire
04/09/2015 20:32	04/09/2015 21:13	0:41:00	Liaison 33 kV Ouaga2000-Patte d'Oie	Déclenchement	
04/09/2015 20:41	04/09/2015 20:42	0:01:00	Départ 33 kV N°1 de Kodeni (Banfora)	Déclenchement	Défaut terre
04/09/2015 21:07			Groupe 5 de Kossodo	Indisponible	Fuite combustible cylindre A2
04/09/2015 21:16	04/09/2015 21:20	0:04:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut homopolaire
04/09/2015 21:16	04/09/2015 21:24	0:08:00	Départ 33 kV N°8 de Kossodo (Kongoussi)	Déclenchement	Défaut terre
[22h-06h]					
04/09/2015 00:07	04/09/2015 17:46	17:39:00	Import_Interco_RCI	Programme d'importation RCI à 50 MW	Consigne d'exploitation
04/09/2015 00:11	04/09/2015 00:15	0:04:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	defau terre

04/09/2015 00:25	04/09/2015 00:26	0:01:00	Départ 33 kV N°3 de Ouaga 2000 (Kombissiri, Manga)	Déclenchement	Maxi I
04/09/2015 05:30	04/09/2015 06:00	0:30:00	Liaison 90 kV Komsilga-Patte d'Oie	Déclenchement	PX
04/09/2015 05:30	04/09/2015 06:00	0:30:00	Transfo 90/15 kV N°1 de Patte d'Oie	Déclenchement	court-circuit
04/09/2015 05:30	04/09/2015 05:32	0:02:00	Départ 15 kV N°38 de Patte d'Oie	Déclenchement	défaut homopolaire
04/09/2015 06:16	04/09/2015 06:21	0:05:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Court-circuit
04/09/2015 06:16	04/09/2015 06:25	0:09:00	Départ 33 kV N°8 de Kossodo (Kongoussi)	Déclenchement	maxi I
04/09/2015 22:49	04/09/2015 22:49	0:00:00	Départ 33 kV N°3 de Ouaga 2000 (Kombissiri, Manga)	Déclenchement	Défaut maxi I
04/09/2015 22:49	04/09/2015 22:53	0:04:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut terre
05/09/2015 00:13	05/09/2015 06:18	6:05:00	Import_Interco_RCI	Programme d'importation RCI à 50 MW	Consigne d'exploitation

05/09/2015 01:48	05/09/2015 01:55	0:07:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut terre
05/09/2015 01:48	05/09/2015 01:50	0:02:00	Liaison 33 kV Kossodo-Ziniaré	Déclenchement	Défaut homopolaire
05/09/2015 05:24			Liaison 33 kV Koudougou-Zagtouli	Ouverture	Pour des travaux
05/09/2015 05:30	05/09/2015 05:35	0:05:00	Départ 33 kV N°7 de Kossodo (Laye)	Déclenchement	Défaut terre
05/09/2015 06:18			Import_Interco_RCI	Programme d'importation RCI à 70 MW	Consigne d'exploitation

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

**IX. Etat du parc de production et du programme d'importation du RNI de la journée du
05/09/2015 à 08 :00**

	PUISSANCES (MW)			Causes de l'indisponibilité	DATE DEBUT INDISPO. (Date Heure Mn)	DATE PROBABLE RESTITUT.
	Puis. nom.	Puis. exploitable	Puis. disponible			
KOMSILGA	93,5	85,5	76,5			
GR N° 1	18,5	16,5	16,5			
GR N° 2	12,5	11,5	10,0			
GR N° 3	12,5	11,5	10,0			
GR N° 4	12,5	11,5	10,0			
GR N° 5	12,5	11,5	10,0			
GR N° 6	12,5	11,5	10,0			
GR N° 7	12,5	11,5	10,0			
KOSDO	62,7	50,5	28,0			
GR N° 1	3,8	3,0	3,0			
GR N° 2	6,3	4,0	4,0			
GR N° 3	6,3	5,5	0,0	Avarie arbre manivelle	31/05/2010 10:25	
GR N° 4	6,3	5,0	0,0	Révision Générale anticipée en cours	12/11/2013 00:00	
GR N° 5	6,3	5,5	0,0	Fuite combustible cylindre A2	04/09/2015 21:07	
GR N° 6	7,5	6,0	5,0			
GR N° 7	7,5	5,5	0,0	Grippage maneton N°6	27/01/2014 12:00	

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

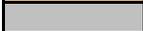
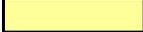
GR N° 8	18,9	16,0	16,0			
OUAGAI	32,1	25,1	10,5			
GR N° 2	4,5	3,5	3,5			
GR N° 3	4,5	3,5	3,5			
GR N° 4	4,5	3,5	3,5			
GR N° 5	6,5	5,5	0,0	Défaut du détecteur de survitesse	11/04/2015 01:07	
GR N° 6	6,5	5,5	0,0	Révision générale 24 000h	26/06/2014 08:00	
GR N° 8	2,8	1,8	0,0	Vidanges diverses	17/08/2015 11:00	
GR N° 9	2,8	1,8	0,0	Grippage cylindre B4	12/06/2013 08:40	
BAGRE	16,0	16,0	8,0			
GR N° 1	8,0	8,0	8,0			
GR N° 2	8,0	8,0	0,0	Défaut Masse stator	04/11/2014 21:21	
KOMPGA	14,0	9,0	9,0			
GR N° 1	7,0	4,5	4,5			
GR N° 2	7,0	4,5	4,5			
BOBO2	70,0	59,0	51,0			
GR N° 1	4,0	3,0	3,0			
GR N° 2	4,0	3,0	0,0	Révision générale	03/08/2015 00:00	
GR N° 3	4,0	3,0	0,0	Température échauffement cylindre	03/09/2015 19:15	
GR N° 4	4,0	3,0	3,0			
GR N° 5	4,0	3,0	3,0			
GR N° 6	12,5	11,0	10,5			
GR N° 7	12,5	11,0	10,5			
GR N° 8	12,5	11,0	10,5			

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

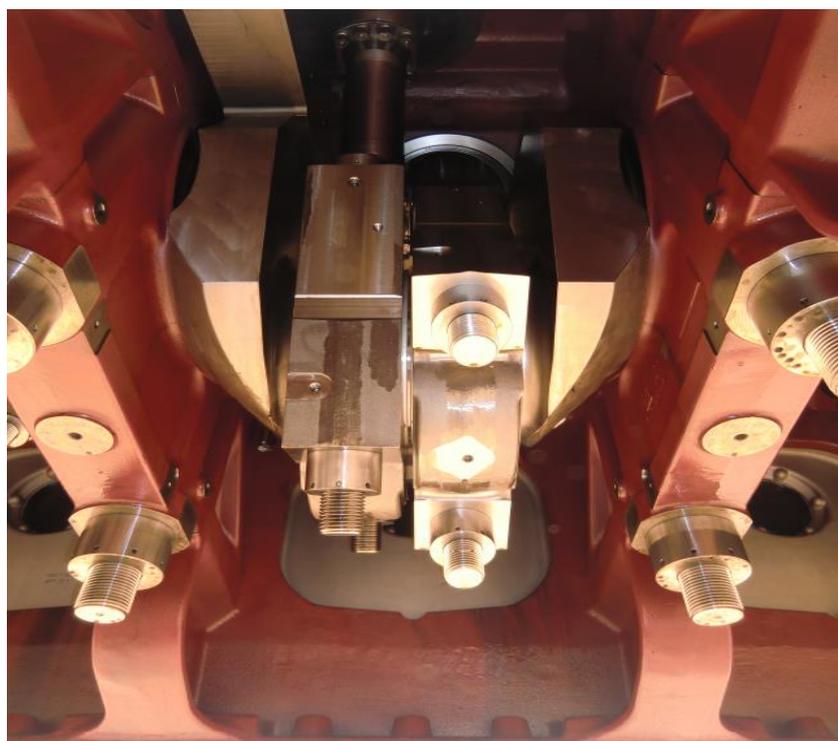
GR N° 9	12,5	11,0	10,5			
INTERCO	50,0	50,0	50,0			
IMPORT	50,0	50,0	50,0			
OUAGA I	5,4	5,0	5,0			
GR N° 1	2,7	2,5	2,5			
GR N° 2	2,7	2,5	2,5			
FADA	2,0	1,3	1,3			
GR N° 3	1,0	0,6	0,6			
GR N° 4	1,0	0,7	0,7			
DEDOUGOU	8,4	5,1	3,9			
GR N° 1	2,3	1,4	1,4			
GR N° 2	2,3	1,4	1,4			
GR N° 3	1,3	0,8	0,8			
GR N° 4	1,3	0,8	0,0	Travaux sur le vilebrequin	13/05/2015 12:00	
GR N° 5	1,3	0,8	0,4			
TOUGAN	1,0	0,8	0,5			
GR N° 1	0,4	0,3	0,0	Défaut excitatrice	17/12/2014 21:13	
GR N° 2	0,4	0,3	0,3			
GR N° 3	0,3	0,2	0,2			
BOROMO	0,0	0,0	0,0			
GR N° 1						
GR N° 2						
GR N° 3						
GR N° 4						
GR N° 5						

**Avarie du stator de l'alternateur du groupe G2 de la centrale de production de Komsilga :
Recherche des causes et proposition de solutions**

GAOUA	0,0	0,0	0,0			
GR N° 1						
GR N° 2						
GR N° 3						
GR N° 4						
GR N° 5						
BOBO1	1,5	1,1	0,0			
GR N° 4	1,5	1,1	0,0	Entretien Culasse	17/08/2015 08:00	
TOURNI	0,5	0,5	0,5			
GR N° 1	0,3	0,3	0,3			
GR N° 2	0,3	0,3	0,3			
NIOFILA	1,5	1,5	1,3			
GR N° 1	0,5	0,5	0,3			
GR N° 2	0,5	0,5	0,5			
GR N° 3	0,5	0,5	0,5			
TOTAL	358,6	310,4	245,5	Puissance nationale exploitable : 195,50 (MW)	75,08%	

	Groupe disponible à puissance détarée
	Indisponibilité ancienne > 1 mois
	Indisponibilité récente > 24 heures
	Indisponibilité du jour
	Groupe en rodage ou essai (l'arrêt pouvant intervenir à tout moment)

ANNEXE 2
NOTICE DE FONCTIONNEMENT
POUR LE
PILOTAGE DE LA CENTRALE SUR LE RESEAU



OBJET

La présente note a pour but d'expliquer les différents modes adoptés pour le fonctionnement des groupes de la tranche 2 de la centrale de Komsilga, compte-tenu de l'état actuel du réseau extérieur.

Le réseau de Ouagadougou est accroché à celui de la Côte d'Ivoire, qui nous impose par conséquent sa fréquence, même si elle est perturbée.

Face à cette situation, nous devons trouver un « modus vivendi ».

Les choix initiaux de passer automatiquement en « Contrôle de charge » et « Régulation de Cos phi » dès que nous sommes couplés au réseau extérieur sont intéressants mais pas satisfaisants parce que trop rigides.

En régime perturbé, nous déclenchons fréquemment en maxi-fréquence.

Les modes de fonctionnement retenus ainsi que les barrières de sécurité mises en place, sont détaillés dans ce document.

DESCRIPTION DE L'INSTALLATION

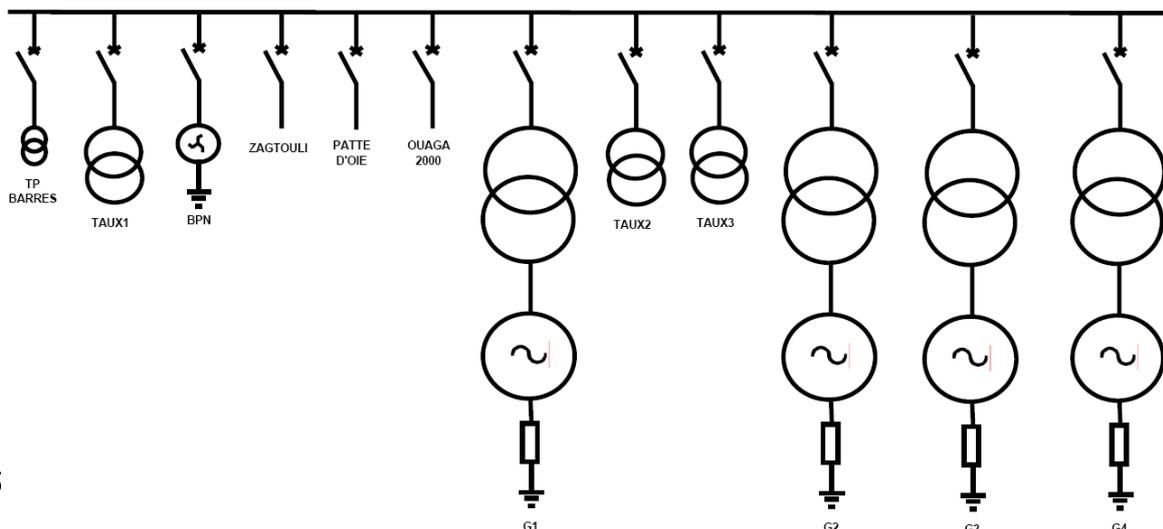
La centrale de Komsilga comporte, dans sa phase actuelle, 4 groupes diesel :

Un groupe MAN dont l'alternateur a une capacité de 23 MVA

Trois groupes CATERPILLAR dont les alternateurs peuvent débiter 15 MVA

Nous avons trois départs réseau 33 kV par lignes aériennes :

- Zagtouli
- Patte d'oie
- Ouaga2000



En pratique, les trois départs 33 kV sont opérationnels. Leur capacité individuelle en courant est limitée à 450 A, soit 25 MVA.

Seuls les trois groupes Caterpillar sont en service, pour l'instant. Ils produisent 12.5 MW à pleine charge.

La centrale dispose donc d'une capacité de production aujourd'hui, de 37.5 MW.

RAPPEL SUR LES MODES DE FONCTIONNEMENT

Sur un réseau de production et de distribution d'énergie électrique, il faut garantir aux consommateurs de cette énergie, une fréquence et une tension stables.

La production d'énergie est une question d'équilibre. On ne peut produire plus que ce que les consommateurs demandent, sous peine d'augmenter la fréquence hors des limites acceptables par ces consommateurs et de provoquer leur dysfonctionnement. On ne peut produire moins que ce qu'ils demandent, sous peine de les faire « Décrocher » en fréquence avec tous les dégâts que cela peut entraîner.

En production, nous sommes constamment sur le fil du rasoir.

Plus la taille de la capacité de production est élevée, meilleure est la tenue en fréquence comme en tension. C'est le cas d'un réseau de type européen, où les réseaux nationaux sont interconnectés, de manière à se soutenir l'un l'autre.

Dans le cas qui nous préoccupe, nous avons un réseau de taille moyenne.

Les différentes configurations possibles sont :

- Réseau couplé à un réseau plus important, en un seul point que nous appellerons « Point de livraison ».
 - Ce dernier nous apporte à la fois une meilleure stabilité, un appoint de production d'énergie et une alimentation de secours.
 - S'il disparaît, nous devons instantanément nous en séparer parce que nous n'avons pas la capacité de le réalimenter et nous allons tomber.

- Réseau indépendant à plusieurs centrales.
 - Nous devons garantir tension et fréquence.
 - La fréquence est la même en tout point du réseau.

- Les niveaux de tension varient d'un bout à l'autre du réseau, du fait de la demande de réactif, des pertes en ligne...
 - La centrale la plus « Solide » fixe la fréquence pour l'ensemble du réseau.
 - Elle fonctionne en régulation de fréquence de son jeu de barres principal, qui doit être ajustable à la demande.
 - Elle régule également la tension de son jeu de barres, qui est réglable, facilement.
 - Les autres centrales suivent la fréquence imposée, en manuel (Statisme) ou en contrôle de charge.
 - Elles régulent la tension de leur propre jeu de barres, toujours réglable.
 - Une régulation de $\cos \phi$ ne présente pas d'intérêt majeur sur un réseau public.
 - Le réglage des niveaux de tension sur les sous-stations intermédiaires du réseau se fait en agissant sur les régulations de tension des différentes centrales indépendamment.
 - Le recours à des régulations de tension par régulateurs en charge entre deux centrales ne fait que perturber les régulations de tension de jeu de barres de ces centrales.
 - Une telle régulation par régulateur en charge se conçoit à l'arrivée d'un départ en antenne.
- Réseau îloté
 - Une seule centrale alimente une portion de réseau.
 - Elle régule la fréquence de son jeu de barres.
 - Cette fréquence est réglable à la demande.
 - Elle régule la tension de son jeu de barres.
 - Cette tension est réglable à la demande.
 - Pour le confort d'utilisation, il est préférable de faire de la répartition de charge, active et réactive.
 - Les charges actives et réactives des groupes sont équilibrées en permanence, en pourcentage de leurs capacités nominales, pour répondre à une éventuelle soudaine demande de puissance.

La perte d'une machine doit entraîner un délestage immédiat, qui ne peut être géré manuellement, faute de réactivité. Le même principe vaut d'ailleurs pour tous les types de réseaux.

Un automate qui connaît en temps réel, la position de tous les disjoncteurs de liaison situés entre deux machines quelconques en marche, soient-elles distantes de plusieurs centaines de kilomètres, a la réactivité voulue.

Le réseau burkinabé est un réseau de taille moyenne, accroché sur le réseau de la Côte d'Ivoire, lui-même accroché sur le Ghana.

En régime normal, la fréquence nous est imposée par la Côte d'Ivoire. Les tensions sont à régler au niveau des jeux de barres de chaque centrale.

Une protection de type « Saut de vecteur » doit être installée au point de livraison, de façon à se découpler immédiatement du réseau extérieur, que nous ne sommes pas capables de réalimenter.

Le fonctionnement de cette protection entraîne un délestage, de façon à compenser la perte de puissance qui s'ensuit.

MODES DE FONCTIONNEMENT DE KOMSILGA

Les modes de fonctionnement de la centrale de Komsilga seront donc :

- **En vitesse**
 - Couplé au réseau extérieur ET charge disponible
 - Contrôle de charge
 - ❖ La consigne de charge est saisie au clavier du poste de supervision
 - Manuel (Statisme)

La charge active individuelle d'un groupe est ajustée manuellement par les touches +/- Vite du poste de supervision.

La fréquence du jeu de barre comme sa tension, lors d'un couplage de la centrale au réseau extérieur (Armoire CCP – Tranche 1) ou au groupe de secours (Armoires CCP ou BX001 - Tranche 2), sera ajustée manuellement par les boutons +/- V, +/- U ou automatiquement par les synchro-coupleurs.

Durant ces phases, les groupes devront être en manuel (Touches « F manu » et « U Manu »).

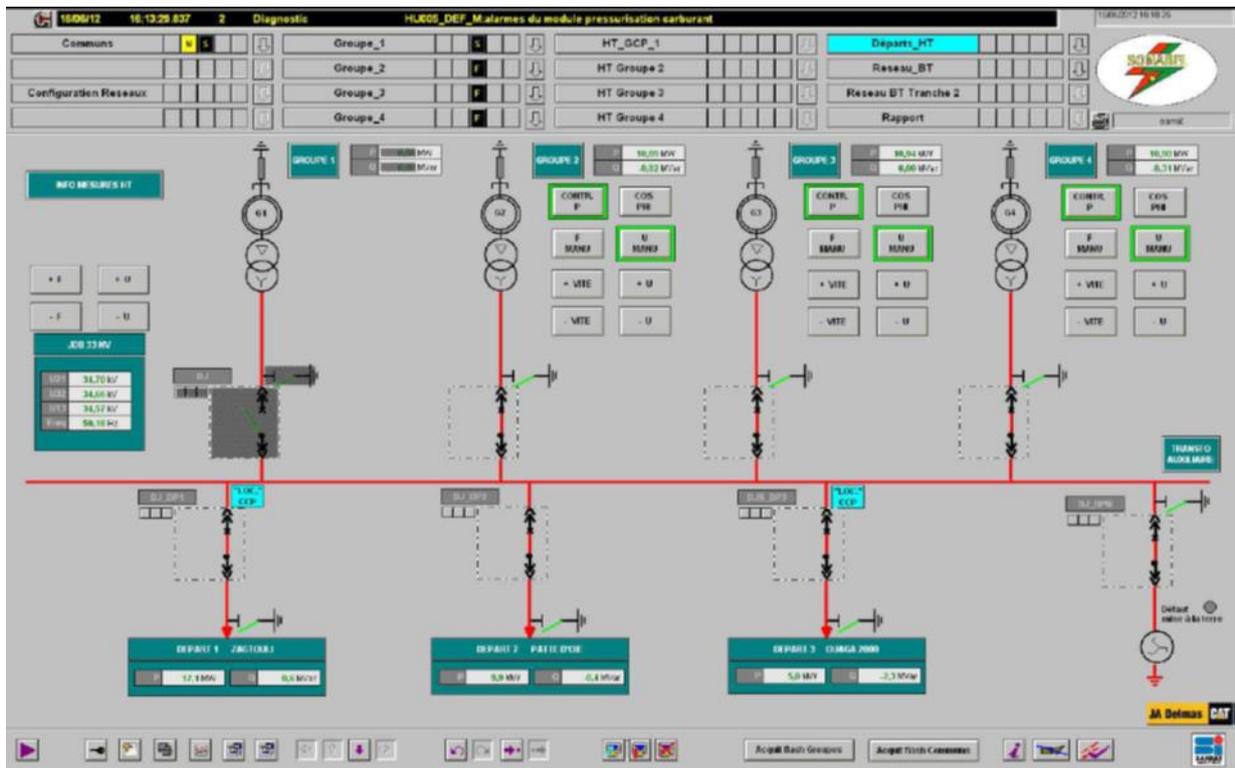
La fréquence peut être réglée globalement, si la configuration du réseau le permet, par les touches de réglage +/- F du jeu de barres.

- **En tension**
 - Les groupes sont par défaut en régulation de tension individuelle simple (Statisme).

- Le mode « Régulation de Cos Phi » est possible mais ne présente pas d'intérêt particulier, si ce n'est de laisser dériver la tension du jeu de barres.
- Le réglage de la charge réactive de chaque groupe se fait par des touches individuelles +/- U à la supervision.
- Le réglage de la tension du jeu de barres se fait en manuel à l'aide des boutons +/- U des armoires CCP ou BX001. Elle se fait également à l'aide des touches +/- U du jeu de barres, à la supervision.
 - Elle se fait en automatique par les synchro-coupleurs.

KOMSILGA – MODE D'EMPLOI

VUE DE PILOTAGE « DEPARTS HT »



Cette vue permet :

- De visualiser d'un seul coup d'œil, l'état de la centrale
 - Charges actives et réactives de chaque groupe
 - Charges actives et réactives de chaque départ

- Position des disjoncteurs
- Tension et fréquence du jeu de barres 33k
- De choisir à l'aide des touches à cliquer, le mode de fonctionnement de chaque groupe
 - Contrôle de charge « Contr. P »
 - Manuel « F Manu »
 - Régulation de Cos Phi « Cos Phi »
 - Régulation de tension « U Manu »
- De régler à l'aide des touches à cliquer
 - Les charges actives et réactives de chaque groupe individuellement
 - Elles ne seront actives que si le groupe correspondant est dans le mode F Manu ou U manu, respectivement.
 - La tension ou la fréquence du jeu de barres
 - Les impulsions sont envoyées à tous les groupes en même temps, qu'ils soient en état de les accepter ou non.
- D'ouvrir ou de fermer un départ.

SAISIE DES CONSIGNES DE CHARGE

Sur la vue « Départs HT », une touche de raccourci permet d'accéder directement à la vue de conduite de chaque groupe. Sinon, passer par le menu.

- Sur la vue de conduite, cliquer sur la case « Consigne de charge » en bas à droite, où apparaît la consigne actuelle, en MW.
 - Une sous-fenêtre apparaît.
- Cliquer sur la valeur à modifier, qui s'efface.
 - Saisissez la nouvelle valeur au clavier.
 - Vous ne pouvez saisir une valeur qui ne soit pas comprise entre zéro et 110% de la charge nominale. Elle ne sera pas acceptée par l'automate.
- Validez.
- La nouvelle valeur apparaît dans la fenêtre en bas à droite.
 - Elle prend immédiatement effet.
 - **Veillez à vérifier cette valeur avant de passer un groupe en contrôle de charge**

REGLAGE DES MODES DE FONCTIONNEMENT

Un moteur à l'arrêt doit systématiquement être en « F Manu » et « U Manu ».

- Vérifiez sur la vue de pilotage avant de lancer le moteur.
- Rectifiez si nécessaire.

CONTROLE DE CHARGE

A la fermeture du disjoncteur de groupe, si nous sommes couplés au réseau extérieur, une impulsion automatique de 2 s de + Vite, est envoyée à l'automate de groupe, pour éviter un éventuel retour de puissance active, si la fréquence réseau est instable.

- Assurez-vous qu'il y ait suffisamment de charge à prendre sur le réseau avant de passer un groupe en contrôle de charge.
- Vérifiez et ajustez la consigne de charge sur la vue de conduite du moteur.

FREQUENCE DU JEU DE BARRES

La fréquence du réseau est habituellement de 50.2 Hz.

Les groupes à vide sont également réglés à 50.2 Hz.

En régime perturbé (Déclenchements, reconstitution de sortie de blackout), la fréquence peut varier de 49 à 51 Hz.

- Il y a risque, pour un groupe en manuel, de partir en surcharge comme en retour de puissance.
- Il est préférable de passer au plus tôt en contrôle de charge durant cette phase.

TENSION DU JEU DE BARRE

La régulation de Cos Phi est une solution de facilité sur un réseau pas très bien défini. La tension n'est plus prise en compte. Le réactif suit l'actif.

Dans notre cas, elle présente un risque de dérive en tension qui nous mène hors des limites permises pour la préservation des consommateurs.

- Au couplage d'une nouvelle machine, par défaut en régulation de sa propre tension, vérifiez et ajuster la tension du jeu de barres.

- Equilibrez les MVAR sur les machines en marche, à l'aide des touches +/- U individuelles.
- Ajuster la tension du jeu de barres à la valeur habituelle de fonctionnement, soit 34.6 kV, par les touches du jeu de barre, à gauche de l'écran.
- Rééquilibrez si nécessaire.

Le moteur d'un groupe électrogène ne peut absorber de puissance active. L'alternateur en revanche peut fournir de la puissance réactive ou en absorber.

Il peut en absorber jusqu'à ce qu'il déclenche en « Perte d'excitation ». Cette protection est assurée par le régulateur de tension DECS 200 de l'armoire locale moteur des groupes Woodward.

Ce même régulateur limite la sous-excitation de la machine à - 2.5 MVAR. En régime normal, elle ne descendra pas plus bas.

La protection contre la perte d'excitation est fixée à - 4 MVAR

Donc, l'alternateur peut très bien fonctionner en fournissant 12.5 MW tout en absorbant 2.5 MVAR.

Les condensateurs que représentent les lignes Zagtoui, Patte d'Oie et Ouaga2000, fournissent une quantité de réactif qui nous mène à fonctionner avec un Cos Phi de 0.99 à 1.

MESURES DE PRECAUTION

Etant donné que nous ne sommes pas maîtres de la fréquence du réseau et que nous n'avons pas de régulateur à proprement parler pour la tension du jeu de barres, un certain nombre de barrières de sécurité sont mises en place.

DERIVE EN FREQUENCE

Un groupe peut être en contrôle de charge ou en manuel.

Indépendamment des seuils déclenchant des relais de protection à 48 Hz – 2 s et 52 Hz – 2 s, qui vont ouvrir les départs vers le réseau extérieur, il y a 4 seuils supplémentaires, élaborés par l'automate à partir de la mesure de tension du relais de protection Sepam des TP barres :

- Un premier seuil bas à 49 Hz fait une simple alarme.

- Un deuxième seuil bas à 48.5 Hz, repasse automatiquement les groupes qui sont en contrôle de charge en manuel.
- Des impulsions + F de 1s toutes les 5 s, sont délivrées aux groupes, jusqu'à revenir à 49 Hz.
 - Le train d'impulsion est limité à 3 mn pour éviter de partir en fréquence trop haute si un dysfonctionnement du système se produit.
- Un premier seuil haut à 51 Hz fait une alarme.
- Un deuxième seuil haut à 51.5 Hz repasse les groupes en manuel.
- Des impulsions de – F sont délivrées jusqu'à revenir à 51 Hz.
 - Le train d'impulsion est limité à 3 mn.

Tout ceci est automatique mais les alarmes sont là pour rappeler à l'opérateur de prendre la main pour revenir à une situation normale.

DERIVE EN TENSION

Les groupes sont généralement en U Manu.

Les seuils de déclenchement des départs sont à 80 et 120% 2 s.

L'automate fait :

- Un premier seuil bas à 32 kV fait une simple alarme.
- Un deuxième seuil bas à 31.5kV, repasse automatiquement les groupes qui sont en régulation de Cos Phi en manuel.
- Des impulsions + U de 500 ms toutes les 5 s, sont délivrées aux groupes, jusqu'à revenir à 32 kV
 - Le train d'impulsion est limité à 3 mn pour éviter de partir en tension trop haute si un dysfonctionnement du système se produit.
- Un premier seuil haut à 35 kV fait une alarme.
- Un deuxième seuil haut à 36 kV repasse les groupes en manuel.
- Des impulsions de – U sont délivrées jusqu'à revenir à 35 kV.
 - Le train d'impulsion est limité à 3 mn.

Tout ceci est automatique mais les alarmes sont là pour rappeler à l'opérateur de prendre la main pour revenir à une situation normale.

Les seuils de fréquence et de tension utilisés sont ceux qui sont accessibles et éventuellement modifiables, en cliquant sur les mesures de tension de la vue de pilotage.

ALARMES DE DEPASSEMENT

Comme aides à la conduite de la centrale, nous avons des alarmes de style « pop-up » si la capacité des groupes ou des départs est proche des limites admissibles, qui vont provoquer un déclenchement.

Sur la vue de pilotage :

- Si nous atteignons 13 MW de charge sur un groupe, un voyant clignotant « Surcharge » apparaît en dessous des touches de contrôle. Il appartient à l'opérateur de réduire cette charge :
 - Réduire la consigne de charge.
 - Passer en manuel et faire du – Vite
- Sur un départ, limité à 450 A, si nous atteignons 400 A, un voyant « Surcharge » apparaît, près de la mesure de puissance. Il appartient à l'opérateur de prendre les mesures nécessaires, en contactant d'urgence le dispatching.

FONCTIONNEMENT DU GROUPE DE SECOURS

FONCTIONNEMENT DE BASE

Le fonctionnement de base du groupe de secours SDMO en lui-même est le suivant :

- Ne pas oublier de presser la touche « Auto » du pupitre local SDMO. La position auto est signalée à la supervision ou sur l'IHM de la phase 1.
- Laisser le commutateur de « Basculement normal/secours » de la synoptique phase 1 sur la position auto.
- Le pupitre de commande local du groupe SDMO, reçoit la tension 400V d'arrivée du TAUX1, qu'il surveille jusqu'à sa disparition et sur laquelle il va se re-coupler lorsqu'elle revient.
- A la disparition, confirmée par une temporisation de 5 s dans l'automate SDMO, il démarre
 - Ouvre l'arrivée 400V du TAUX 1, si ce n'est déjà fait.
 - A réception de l'information comme quoi l'arrivée TAUX 1 est ouverte, il ferme son disjoncteur embarqué.
 - Il alimente le jeu de barres 400V phase 1
 - L'éclairage de la salle de contrôle revient
 - L'onduleur revient
 - Le chargeur de batterie 48V phase 1 redevient actif, dans la mesure où il est réglé en sortie, plus bas que celui de la phase 2. C'est donc lui qui recharge la batterie 48V contrôle.

IL permet, à ce stade, de redémarrer le groupe 1.

SECOURS DE LA PHASE 2

Si nous perdons le 400V sur le TGBT2 et que le groupe 1 n'est pas en marche, au bout de trois secondes, nous ouvrons :

- Le primaire 33 kV du TAUX1 qui devra rester ouvert jusqu'à décider d'arrêter le groupe de secours.
- Les primaires et secondaires des TAUX 2 et 3.
- La remise sous tension d'un transformateur se fera manuellement dès que nous aurons de nouveau un groupe sur le jeu de barres 33 kV.
- Les secondaires 400V se refermeront dans le cadre d'une synchronisation du groupe principal sur le groupe de secours.

Si le groupe 1 est en marche et que nous perdons le 400V sur le TGBT2, cela signifie que les disjoncteurs des deux TAUX sont volontairement ou involontairement ouverts. Nous ne faisons rien pour ne pas arrêter le groupe 1.

Donc, dans la mesure où nous avons ouvert le 33 kV du TAUX1, le groupe de secours ne voit plus le 400V sur son arrivée et démarre de la façon décrite au paragraphe précédent.

L'automate commun tranche 2 ferme également l'interrupteur d'arrivée du TGBT1 sur le TGBT2. S'assurer que le disjoncteur du départ de TGBT1 vers TGBT2, qui est normalement fermé (En local uniquement) l'est réellement sur le TL du synoptique de BX001.

Il appartient alors à l'opérateur de sélectionner le groupe qu'il veut démarrer.

- Ouvrir les départs 33 kV, pour éviter tout incident. Nous nous re-couplerons plus tard.
- Avant de démarrer le groupe, s'assurer que le groupe de secours n'a pas plus de 30 à 40 kW, entre l'éclairage et les services de base.
 - En particulier, s'il faut regonfler les bouteilles d'air 30 bar, les compresseurs font chacun 15 kW. Les laisser finir de gonfler avant de lancer le moteur.
- Lancer le moteur.
- Le disjoncteur se ferme sur jeu de barres mort.
- Choisir le transformateur à remettre en service sur le commutateur du synoptique de la tranche 2 « Choix synchro transfo ».
- Mettre le commutateur « Choix synchro » sur auto.
- Fermer le disjoncteur 33 kV du transfo sélectionné.
 - La synchronisation démarre à ce moment.
 - Le synchro-coupleur envoie des ordres au groupe Caterpillar pour l'aligner sur le SDMO.
 - Lorsque les conditions de phase sont réunies, le disjoncteur 400V du transformateur auxiliaire se ferme et l'arrivée de TGBT1 s'ouvre instantanément.
- Le groupe alimente ses auxiliaires.
- A partir de maintenant on peut démarrer un autre groupe.
- On peut mettre le second transformateur en service manuellement.
 - Mettre cependant le commutateur « Choix synchro transfo » sur la bonne position.

COUPLAGE AU RESEAU EXTERIEUR

Au sortir d'un blackout, un ou plusieurs groupes sont sur le jeu de barres, prêtent à se répartir la charge de leurs propres auxiliaires.

Le couplage au réseau extérieur se fait au synoptique de l'armoire commune de la tranche 1, sur les départs Zagtouli ou Ouaga 2000.

On ne peut effectuer qu'une seule synchronisation à la fois. C'est pourquoi il n'y a qu'une seule clef « Marteau » en service à la fois sur le tableau.

Il y a trois types de fermeture du disjoncteur considéré :

- U=0
- Manu
- Auto

U=0

U=0 signifie fermeture sur jeu de barres mort ou sur câble mort.

L'absence de tension est confirmée par deux relais à seuil qui mesurent entre phase 1 et 2, 2 et 3 au secondaire des TP barres ou câble suivant le cas de figure.

L'automate vérifie également que la mesure est valide, parce que le disjoncteur secondaire TP est bien fermé.

Il autorise alors la fermeture manuelle par le TPL.

Les groupes sont par défaut en « F Manu ». S'il y a de la charge disponible sur le réseau, il est possible de les passer en contrôle de charge.

Vérifier et régler la tension du jeu de barres.

MANU

En manuel, les tensions des TP barres et ceux du départ considéré sont appliquées à la colonne de synchronisation.

La tension et la fréquence du jeu de barres sont ajustées à l'aide des commutateurs +/-V, +/-U du synoptique. Les ordres sont envoyés en câblé à tous les groupes de la tranche 1 comme de la tranche 2, qu'ils soient en marche ou à l'arrêt.

Lorsque les conditions de phase sont réunies, l'opérateur ferme son disjoncteur par le TPL.

Il prend de la charge en faisant du + Vite par le même commutateur.

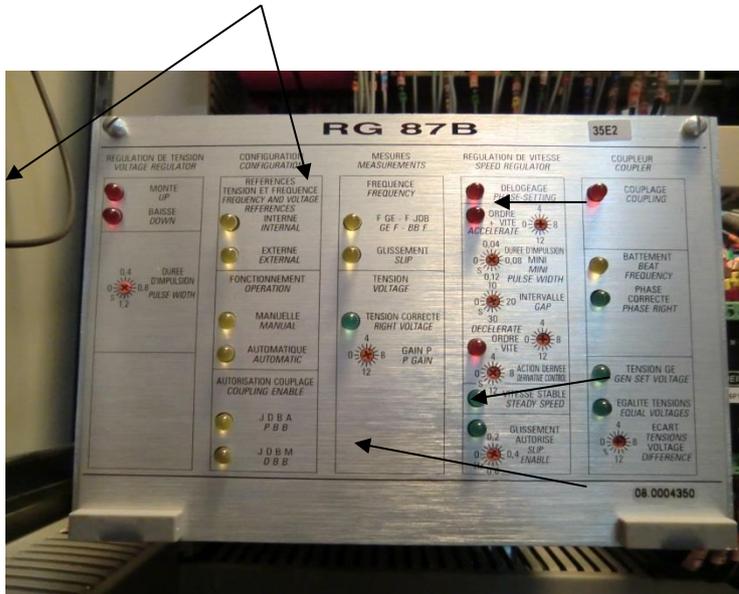
Il passe les groupes en contrôle de charge

ATTENTION : Les commutateurs +/- Vite, +/- U des deux armoires communes tranche 1 et tranche 2 sont actifs en permanence. Ils peuvent être utilisés à tout moment, avec prudence.

AUTO

En automatique, le synchro-coupleur RG87B délivre les ordres de vitesse et de tension, ainsi que l'ordre de fermeture au disjoncteur lorsque les conditions sont réunies.

Les ordres sont visualisés sur l'appareil par des LED rouges.



Visualisation de l'ordre de couplage

Lorsque ces deux LED seront allumées en même temps et stables, l'ordre de couplage sera donné au prochain passage en phase

Par sécurité, l'ordre de couplage est placé en série avec l'autorisation de la colonne de synchronisation qui sert en manuel et qui permet également de visualiser la synchronisation automatique.

- A la fermeture du disjoncteur, prendre un peu de charge à l'aide des commutateurs +/- V.
- Placer les groupes en contrôle de charge dès que possible.
- Ajuster le réactif sur les groupes pour régler la tension de jeu de barres.