

Université de MOULOUD MAMMERY de Tizi-Ouzou

Faculté de Génie Electrique et Informatique

Département d'électrotechnique



MEMOIRE

De fin d'études

En vu de l'Obtention du diplôme d'ingénieur d'état en électrotechnique

Option : Machines électriques

Thème :

LA PROTECTION ELECTRIQUE DU TURBOGENERATEUR K403 PAR LE RELAIS NUMERIQUE SEPAM



Dirigé par :

Mr. Z. SAHLI

&

Mr. H. MERRAD

Réalisé par :

Mr. M'zali Nabil

&

Mr. Mezieche Amirouch

Promotion 2008-2009

INTRODUCTION GENERALE

Chapitre I: PRESENTATION DU SITE DE HASSI R'MEL

I.1 Introduction	1
I.2 Situation géographique du site de Hassi R'mel.....	2
I.3 Historique du champ de Hassi R'mel.....	2
I.4 Développement du champ de Hassi R'mel.....	4
I.5 Les installations à Hassi R'mel.....	5
I.6 Description générale de l'usine MPP (Module Processing Plant).....	5
I.7 Définition du module II.....	6
I.8 Système d'alimentation et de protection électrique du module II	6
I.8.1 Cabine extérieur de 30 Kv.....	7
I.8.2 Sous station 20.....	8
I.8.3 Sous station 21	8
I.8.4 Sous station 22.....	9
I.8.5 Sous station 23.....	9
I.9 Le turbogénérateur K403.....	9
I.10 Schéma de l'installation électrique du module II.....	10
I.11 Conclusion	11

Chapitre II : GENERALITE SUR LES TURBINES A GAZ :

II.1 Introduction	12
II.2 Historique	12
II.3 Définition de la turbine à gaz	12
II.4 Type de turbine utilisée dans le K 403	13
II.5 Dispositif de lancement	14
II.6 Séquence de démarrage	15
II.7 Etude des organes	16
II.7.1 Compresseur d'air axial	16
II.7.2 Système de combustion	17

II.7.2.1 Rendement de combustion	18
II.7.3 Turbine	18
II.7.3.1 Turbine axiale	18
II.7.3.2 Turbine centripète ou radiale	19
II.8 Principe de fonctionnement de La turbine à gaz de K403	20
II.9 système de contrôle de la turbine à gaz (MEGAC).....	22
II.10 Caractéristiques des éléments principales.....	22
II.11 Performances prévue	23
II.12 Performances de charge de la partie turbine à gaz	24

Chapitre III : ETUDE DU FONCTIONNEMENT DE L'ALTERNATEUR .

III.1 Introduction.....	25
III.2 Principe des alternateurs de grande puissance	25.
III.3 Nombre de pôles	26
III.4 Stator	27
III.5 Rotor	28
III.5.1 Rotor à pôles saillants	28
III.5.2 Rotor à pôles lisses	29
III.6 Excitatrice	30
III.7 Principe de fonctionnement de l'alternateur	30
III.7.1 La force électromotrice générée (f.e.m)	30
III.7.2 Fonctionnement à vide de l'alternateur	31
III.7.2.1 Définition	31
III.7.2.2 Caractéristique à vide	32
III.7.2.3 Idéalisations de la caractéristique à vide	33
III.7.3 Alternateur en charge	34
III.7.4 Synchronisation des alternateurs	36
III.7.4.1 Procédures de synchronisation	36
III.7.4.1.1 Par synchronoscope	36
III.7.4.1.2. Synchronisations au moyen de lampes	37

IV. 1 Introduction	50
IV. 2 Présentation d'un relais électromécanique	50
IV.2.1 Définition	50
IV.2.2 Principe de fonctionnement	51
IV.3 Présentation du relais de protection numérique SEPAM	52
IV.3.1 Caractéristiques principales	52
IV.3.2 Entrées capteurs.....	53
IV.3.3 Fonctions de mesure	55
IV.3.3.1 Courant phase	56
IV.3.3.2 Courant résiduel	56
IV.3.3.3 Tension composée	56
IV.3.3.4 Tension résiduelle	57
IV.3.3.5 Tension du point neutre	57
IV.3.3.6 Tension directe	57
IV.3.3.7 Tension inverse	57
IV.3.3.8 Puissances active, réactive et apparente	57
IV.3.3.9 Fréquence	58
IV.3.3.10 Facteur de puissance ($\cos \varphi$)	58
IV.3.3.11 Vitesse de rotation.....	58
IV.3.4 Les différentes protections associées au turbogénérateur K403.....	59
IV.3.4.1 Surveillance température (38 /49T)	60
IV.3.4.2 Surveillance de la vitesse	61
IV.3.4.2.1 Maximum de vitesse 12	61
IV.3.4.2.2 Minimum de vitesse (14)	62
IV.3.4.3 Maximum de courant de phase, à retenue de tension. (51V)....	63
IV.3.4.4 Protection contre les pertes d'excitation	64
IV.3.4.4.1 Perte d'excitation (40)	64
IV.3.4.4.2 Maximum de puissance réactive directionnelle (32Q).....	67
IV.4.4.5 Maximum de composante inverse (46)	68

IV.4.4.6	Protection contre les courants de courts circuits internes.	69
IV.4.4.6.1	Différentielle machine (87M).....	69
IV.4.4.6.2	Maximum de courant de phase directionnel (67)....	72
IV.4.4.7	Maximum de courant à la terre (51N).....	73
IV.4.4.8	Maximum de puissance active directionnelle (32P) ...	74
IV.4.4.9	Maximum de tension (59)	75
IV.4.4.10	Surveillance TP/TC (60F)	76
IV.4.4.11	Surveillance de la fréquence	77
IV.4.4.11.1	Maximum de fréquence 81H.....	77
IV.4.4.11.2	Minimum de fréquence (81L)	78
IV.4.4.11.3	Dérivée de fréquence (81R)	78
IV.3.5	Mise en évidence de l'intérêt de la protection « Dérivée de fréquence ».....	79
IV. 4.5.1	Les enregistrements de l'oscilloperturbographie.....	80
IV.4.5.2	Interprétations des courbes	81
IV.5	Présentation du disjoncteur 52 G.....	82
IV.5.1	Introduction	82
IV.5.2	Principe de coupure	83
IV.5.3	Processus de coupure en présence d'un arc électrique	83
IV.5.3.1	La période d'attente	83
IV.5.3.2	La période d'extinction	84
IV.5.3.3	La période post-arc.....	86
IV.5.4	Rappel sur quelques définitions	86
IV.5.5	Principe de fonctionnement du disjoncteur (OCB) 52 G....	87
IV.5.6	Séquences du disjoncteur à minimum d'huile (52 G)	88
IV.5.6.1	Interprétation des schémas du disjoncteur 52 G	91

Introduction générale

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable : court-circuit, défaut d'isolement...Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique. A partir de l'analyse du comportement des matériels électriques (moteurs, transformateurs...).

Les buts visés par les dispositifs de protections sont multiples :

- participer à la protection des personnes contre les dangers électriques,
- éviter les détériorations de matériels (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50 kg de cuivre en une seconde ; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10 000 °C),
- limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques auxquelles sont soumis ces matériels,
- préserver la stabilité et la continuité de service du réseau,
- protéger les installations voisines (par exemple, réduire les tensions induites dans les circuits proches).

Pour atteindre ces objectifs, un système de protection doit avoir des qualités de rapidité, de sélectivité et de fiabilité. Cependant, il faut être conscient des limites de la protection car les défauts doivent tout d'abord se produire pour qu'elle agisse.

La protection ne peut donc empêcher les perturbations ; elle ne peut que limiter leurs effets et leurs durées. De plus, le choix d'une protection est souvent un compromis technico-économique entre la sécurité et la disponibilité de l'alimentation en énergie électrique.

Problématique

En dépit de la fiabilité et de la performance des relais électromécaniques qui assurent la protection électrique du turbogénérateur K403 depuis son installation en juin 1977, il demeure que plusieurs problèmes peuvent affecter la stabilité de l'alimentation en énergie électrique de l'usine.

En citant le problème qui a survenu le 07/11/2008 où un défaut de tension dans les lignes de SONELGAZ a provoqué l'arrêt total de toute l'usine, l'origine du problème était une chute de tension au niveau des lignes de transmission de SONELGAZ. En étant couplé au réseau, le K403 fournissait de la puissance au réseau infini ce qui a engendré des pertes considérables pour l'économie nationale en sachant que le module II à lui seul produit $60.10^6 m^3$ de gaz de vente par jour.

Cela nous ramène à remettre en cause les performances et la fiabilité du système de protection « relais électromécaniques » et à penser à la mise en place d'un relais numérique (SEPAM) pour la protection du K403.

Objectif de notre étude

Afin d'éviter une probable perturbation dans l'alimentation du module II en énergie électrique qui engendrera à son tour des perturbations dans la production de l'usine, nous avons essayé d'améliorer le système de protection du turbogénérateur K403 en adaptant une protection numérique à l'aide du relais SEPAM.

Pour bien cerner le thème de notre projet de fin d'étude « protection électrique du turbogénérateur K 403 par le relais numérique SEPAM », nous avons élaboré le

Plan de travail suivant :

Chapitre 1 Présentation de la structure d'accueil (site Hassi R'mel module II).

Chapitre 2 Généralités sur les turbines à gaz.

Chapitre 3 Etude du fonctionnement du générateur.

Chapitre 4 Etude de la protection électrique du turbogénérateur.

Conclusion générale.

I.1 Introduction

L'énergie a une place prépondérante dans la vie des êtres humains.

Les sciences et les progrès techniques ont permis à l'homme de découvrir de nouvelles ressources énergétiques. Le pétrole et le gaz naturel ; seuls capables de répondre à l'accroissement des besoins en énergie.

Le gaz naturel est un mélange des constituants à la phase gazeuse avec 78% de méthane et des quantités non négligeable de CO_2 et H_2O ainsi que des traces de certains élément métallique, sous cette forme il demeure inutilisable, le processus de traitement s'impose afin d'obtenir la gamme des produits consommable.

Pour faciliter le transport et la distribution du gaz, le traitement se fait convenablement selon les exigences du marché de commercialisation, la qualité du gaz naturel est caractérisée par certaines spécifications notamment le pouvoir calorifique, la teneur en C_5 et la teneur en eau.

Le gaz brut venant des puits subit un traitement en chaîne pour éliminer l'eau, et récupère les fractions d'hydrocarbures lourdes (condensat) et le GPL (propane+butane).

Comme l'Algérie est un pays producteur de gaz naturel avec ses réserves prouvées, il présente l'une des plus fortes concentrations mondiales de gaz naturel.

Donc afin d'exploiter ces richesses, plusieurs unités de traitement de gaz ont été installées; démarrage des travaux en 1976 (Module 1, 2,3et4), station de réinjection (SC Nord – SC Sud et de stockage CSTF) et depuis 1980, l'Algérie est devenue l'un des plus importants producteurs mondiaux de gaz naturel.

I.2 Situation géographique du site de Hassi R'mel

Hassi R'mel est située à 550km au sud d'Alger à une altitude de 760 m, le paysage est constitué d'un vaste plateau rocailleux. Le climat est caractérisé par une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver ; la température varie de -5°C en hiver à 45°C en été.

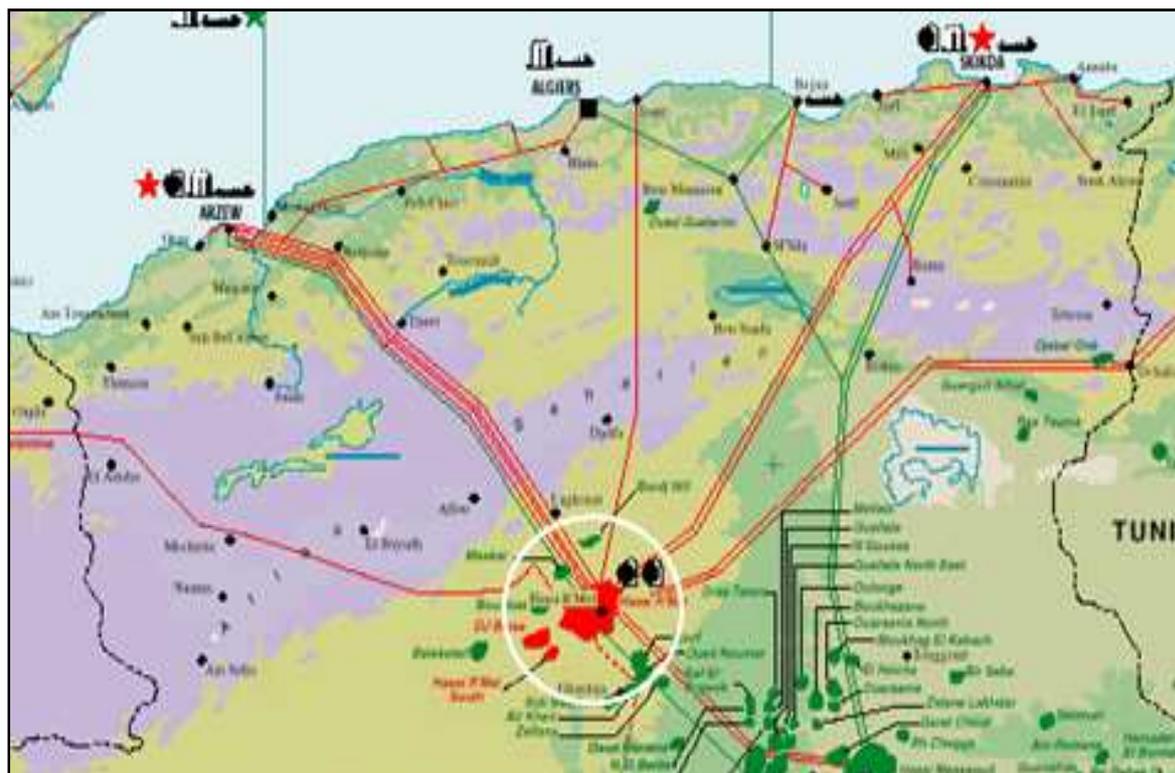


Figure. (I.1) : Situation Géographique de Hassi R'mel.

I.3 Historique du champ de Hassi R'mel

En 1965, une compagnie étrangère s'est intéressée à la région et entame une étude d'inspection, une année après, elle a passée au forage du premier puits à quelques kilomètres de Berriane dans le champ de Hassi R'Mel. Le premier puits hr1, a été foré en 1956 sous le sommet de l'anticlinal que constitue le gisement de Hassi R'mel. Ce puits a mis en évidence la présence de gaz riche en

condensat dans le trias gréseux à une pression de 310 bars et de 90°C. La profondeur atteinte est de 2332 m, et cela a révélé la présence d'un réservoir de gaz humide.

De 1957 à 1960 furent foré 8 puits (hr2,hr3.....hr9) qui ont mis à jour l'existence de trois réservoirs ;

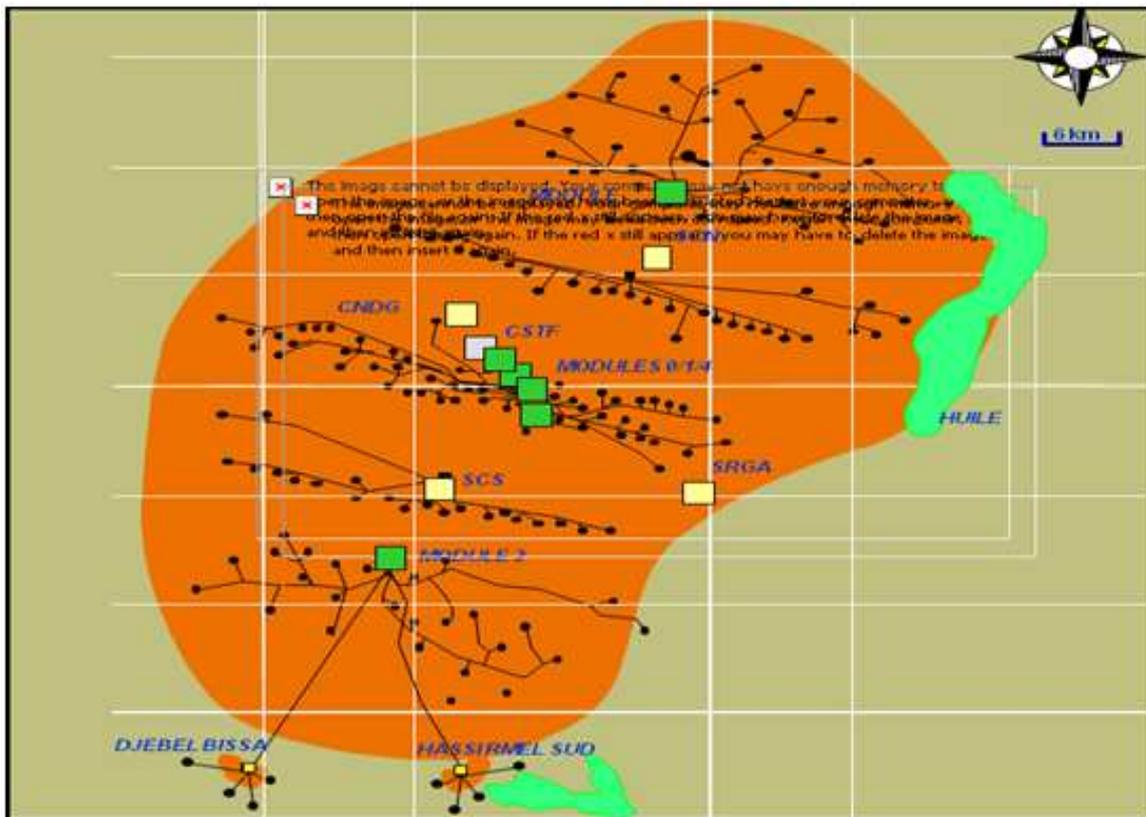


Figure (I.2) Champ gazier à Hassi R'mel.

a- réservoir a : Il s'étend sur tout le champ de Hassi R'mel, sur une largeur qui varie sur l'ensemble du champ de 15 à 30 m. Ses caractéristiques sont les suivantes:

-Porosité : 15%, - Perméabilité : 270.10^{-3} darcys, -Teneur en eau : 24%.

b- réservoir b : Il est limité à la zone centrale et la zone nord du champ, ses caractéristiques sont :

-Porosité : 15% -Perméabilité : $250. 10^{-3}$ darcys -Teneur en eau : 28%.

Cette couche présente 13% des réservoirs en place.

c- réservoir c : Il s'étend sur la majeure partie du champ excepté la zone sud, c'est le plus épais des trois niveaux et le plus important. Ses caractéristiques sont :

-Porosité : 8 % -Perméabilité : $800. 10^{-3}$ darcys -Teneur en eau : 13%

Le champ de Hassi R'mel est vaste et étendu, il s'étend sur une superficie de 3500 km^2 (70 km de longueur sur 50 km de largeur).

Les réserves trouvées en place sont évaluées à plus de $2800. 10^9 \text{ m}^3$.

I.4 Développement du champ de Hassi R'mel

Le développement de Hassi R'mel s'est trouvé étroitement lié au développement de l'industrie du gaz dans le monde et les importantes réserves découvertes ont suscité le lancement d'une politique d'industrie gazière de grande envergure pour le pays.

1^{er} étape (1961) : Réalisation d'une petite unité de traitement de gaz de 1,3 milliard de m^3 par an. Cette réalisation a coïncidé avec la construction de la première usine de liquéfaction de gaz en 1964. Cette capacité est portée à 4 milliards de m^3 par an.

2^{ème} étape : La capacité de traitement du champ de Hassi R'mel atteint, après les nationalisations des hydrocarbures en 1971, 14 milliards

de m³ par an.

3^{ème} étape (1975-1980) : Cette période a permis de concrétiser un plan de développement qui concerne l'ensemble du champ afin d'optimiser la récupération des différents produits et de répondre aux besoins du pays à moyen et long terme ainsi qu'à ceux des partenaires.

La capacité de traitement a été portée à 94 milliards de m³ par an :

- ✓ La réalisation de quatre complexes de traitement de 20 milliards de m³.
- ✓ Le forage de 150 puits producteurs.
- ✓ Le forage également de 52 puits injecteurs.
- ✓ La réalisation de réseau de collecte et de dessertes de 1000 km haute pression.
- ✓ La réalisation de station de réinjection de gaz d'une capacité unitaire de 30 milliards m³ par an.

I.5 Les installations à Hassi R'mel

La région est un champ de gaz à condensât avec une activité secondaire qui consiste à produire du pétrole. Ces champs produisent le gaz naturel, le GPL et le condensât.

Le champ est divisé en trois zones de production :

1) zone centrale : Cette zone se compose :

- Des usines de traitement du gaz tel que le module 0, module 1, les communs et le module 4.
- Un centre de stockage et de transfert de GPL et de condensât (CSTF).
- Une station de récupération des gaz associés (SRGA).

2) zone nord : Elle contient une usine de traitement de gaz (module3) et une station de compression nord.

3) zone sud : Ont trouve dans cette zone les unités de traitement de gaz qui sont le module 2, H R sud, DJEBEL BAISSA et une station de compression sud.

I.6 Description générale de l'usine MPP (Module Processing Plant)

L'usine MPP est un ensemble d'installations qui permettent le traitement gaz brut recueillis des puits pour avoir ; le gaz de vente, le gaz de réinjection et de récupérer des hydrocarbures lourdes (condensât et GPL).

Le MPP se compose de trois trains, chacun d'eux comporte le même appareillage de « Procès » et elles sont de même capacité. Chaque MPP assure une fabrication journalière de $60 \cdot 10^6 \text{ sm}^3$ de gaz traité (la lettre « S » indique les conditions standards, c'est à dire 15°C et 1bar absolu).

Les hydrocarbures liquides récupérés dans la section de séparation à haute pression sont séparés en GPL et condensât ; ces deux produits s'écoule vers les installations centrales de stockage et de transfert (dites ci-après « CSTF »).

I.7 Définition du module II

Le module II assure la production du gaz de vente, le GPL, le condensât et le butane commercial à partir du gaz brut parvenu de 48 puits producteurs de gaz.

Il contient 9 sections différentes, les sections sont classées comme suit :

20- La pomperie, stockage et expédition de GPL et condensât.

21-Train A.

22-Train B.

23-Train C.

24-Préparation et injection de GLYCOL.

25-Régénération de GLYCOL.

26-Régénération de GLYCOL.

27-Utilités : air – eau – gaz inerte (N₂).

28-Dépropaniseur.

03-Boosting.

Le chiffre 2 désigne le module II et le chiffre qui vient après désigne la section.

I.8 Système d'alimentation et de protection électrique du module II

Le système se compose de :

- Une cabine extérieure (30 kV).
- La sous station 20.
- La sous station 21.
- La sous station 22.
- La sous station 23.

I.8.1 Cabine extérieur de 30 kV

Les deux lignes de transmission aériennes véhiculent l'énergie sous tension de 30 kV, 50Hz. Elle s'étend vers la Toure portique près de la sous station à partir de laquelle l'énergie est envoyée au poste de coupure par l'intermédiaire de câbles souterrains reliés aux interrupteurs (89R1), (89R2). Chaque interrupteur est muni d'un interrupteur de mise à la terre pour mettre à la terre l'énergie triphasée de manière à ce que l'entretien des lignes de transmission se fasse en toute sécurité.

Le point d'arrivée de 30 kV est munis d'un détecteur de tension pour indiquer la présence ou l'absence d'une tension électrique au moyen d'une lampe blanche sur la portière avant de l'unité et aussi pour prévenir un fonctionnement erroné du système.

Les lignes bus sont branchées aux tirants de bus (DS 89B1) et (DS 89B2) par l'intermédiaire de (DS 89R1) et (89 R2). Chacune des lignes de bus qui se situe de part et d'autre des tirants de bus DS 89B1 et DS89B2 est connectée à un parafoudre et à un transformateur de tension de type mise à la terre **GPT** (*grounding type potentiel transformer*) et un transformateur de tension pour le comptage à travers des (disjoncteur) DS, les circuits tentiaires de GPT sont reliés aux tableaux de surveillance et aux tableaux de commande de 30 kV (tableau de relais de protection) par l'intermédiaire du poste de coupure de 30kV. Les circuits secondaires des PT sont reliés au tableau de dispositif de comptage et ont pour mission de vérifier l'énergie en provenance de SONALGAZ. Chacune des lignes bus de 30 kV est également connectée aux bornes primaires des transformateurs principaux de 7 MVA à travers le transformateur de courant pour circuit de protection DS89P1 et 89P2,

les disjoncteurs à huile minimale **52P1** et **52 P2** et les circuits pour comptage. Les équipements sont montés dans des niches séparées l'une de l'autre.

I.8.2 Sous station 20

C'est à ce niveau que le couplage entre le turbogénérateur K403 et la ligne de transmission de SONALGAZ est effectué et cela à travers des bus de 5.5 kV.

Les deux lignes de transmission triphasées de fréquence 50 Hz et une tension de 30 kV reçoivent l'énergie électrique à travers les deux transformateurs principaux de (7 MVA) et ils sont mis en fonctionnement parallèle à travers le disjoncteur de 5.5 kV (52B).

La sous station 20 se compose principalement des dispositifs suivants :

- 1 jeu Cabine extérieure de 30 kV,
- 1 jeu tableau de commande de 30 kV (tableau à relais),
- 1 jeu tableau de surveillance,
- 2 jeux transformateurs de 7/8,75 MVA,
- 1 jeu poste coupure métallique ferme de 5.5 kV,
- 1 jeu condensateur statique,
- 1 jeu transformateur de 500 kVA,
- 1 jeu centre de commande de moteur,
- 2 jeux tableau de distribution,
- 1 jeu tableau de relais pour sleeping de charge,
- 1 jeu générateur de 8MW par turbine à gaz,
- 1 jeu poste de coupure métallique ferme pour générateur de 5.5 kV,
- 1 jeu chargeur de batterie alcaline et tableau de distribution.

I.8.3 Sous station 21

La sous station 21 dispose d'une tension de 5.5 kV elle prend en charge des moteurs de grande puissance et elle alimente aussi des charges fonctionnant avec une tension de 400 V par l'intermédiaire de transformateurs abaisseurs, elle comporte les équipements suivants :

- 4 jeux transformateurs de puissance de 1 MVA (5.5/0.4 kV),
- 4 jeux de commande de moteur,
- 1 jeux chargeurs de batteries, onduleur cc –ca et tableau de distribution,
- 1 jeu batteries,
- 2 jeux tableaux de distribution basse tension,

I.8.4 Sous station 22

Elle reçoit l'énergie de 5.5 kV en provenance de la sous station 20 et alimente les différentes charges. Elle se compose de :

- 1jeu poste de coupure de 5.5 kV,
- 4 jeux centre de commande de moteur,
- 4 jeux transformateurs de 1 MVA (5.5/0.4 kV),
- 2 jeux tableau de distribution basse tension,
- 1 jeu chargeur de batteries,

I.8.5 Sous station 23 (boosting)

Nouvellement installée, elle est conçue pour augmenter la pression du gaz acheminé des puits afin de lui garantir un bon traitement au niveau des trains : A, B et C.

I.9 Le turbogénérateur K403

Le turbo générateur joue un rôle très important dans le bon fonctionnement du module II, en assurant un fonctionnement parallèle synchronisé de la production d'énergie avec les deux lignes de transmission ainsi que la prédisposition à prendre en charge toute l'usine en cas de coupure de ces deux lignes de transmission.

I.10 Schéma de l'installation électrique du module II

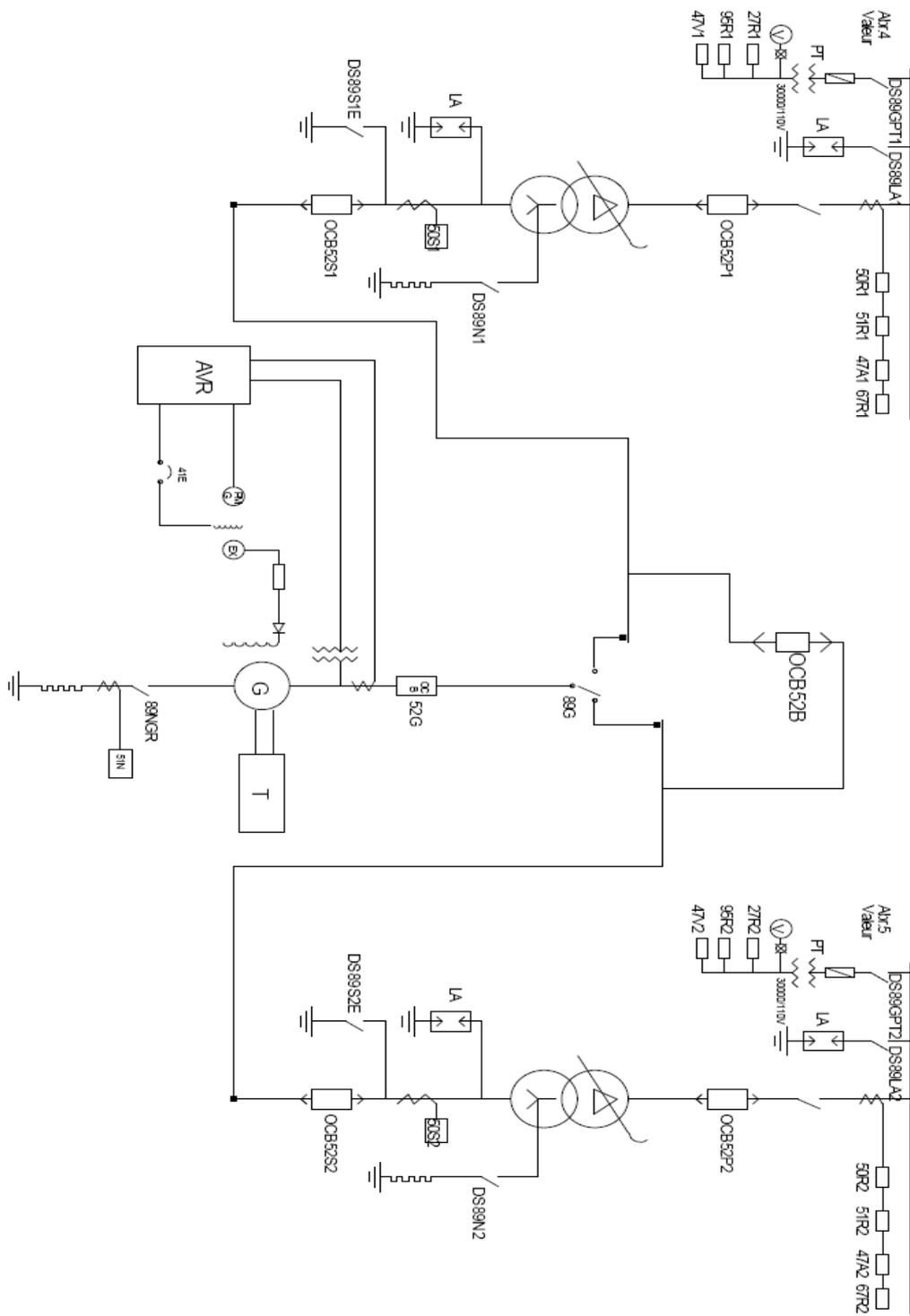


Figure I.1 Schéma de l'installation électrique du module II.

I.11 Conclusion

Durant notre stage de mise en situation professionnelle, nous avons eu accès à la technologie qu'utilise la SONATRACH pour traiter le gaz naturel, notamment celle qui concerne l'alimentation, la distribution et la production d'énergie électrique. Nous avons pu mettre en œuvre nos connaissances théoriques avec la pratique, en visitant les différentes sous stations que comporte l'usine, nous nous sommes familiarisés avec l'armada d'appareils qui veillent à l'alimentation et à la protection des machines qui fonctionnent jours et nuit afin d'assurer la continuité de la production. Parmi ces dernières nous citons le turbogénérateur (K403) dont son étude a fait l'objet de notre mémoire. Cette machine a jouée et joue un rôle très important dans le bon fonctionnement du module II en assurant un fonctionnement parallèle synchronisé de la production d'énergie avec les deux lignes de transmission, ainsi que la prédisposition à alimenter toute la charge de l'usine en cas de coupure des deux lignes.

II.1 Introduction

Les turbines à gaz font partie de la catégorie des TURBOMACHINES définies comme étant des appareils dans lesquels a lieu un échange d'énergie entre un rotor tournant autour d'un axe à vitesse constante et un fluide en écoulement permanent.

Selon le type d'énergie délivrée, les turbines à gaz se répartissent en deux classes : d'une part, les turbomoteurs fournissant de l'énergie mécanique disponible sur un arbre et, d'autre part, les turboréacteurs fournissant de l'énergie cinétique utilisable pour la propulsion.

II.2 Historique

La turbine à gaz et la turbine à vapeur ne doit pas être considérée comme une invention récente de la technique puisque la première idée date de l'époque de Léonard de Vinci ; le premier brevet d'invention fut déposé en 1791 et la première turbine à gaz capable de produire de l'énergie mécanique fut réalisée en 1903.

II.3 Définition de la turbine à gaz

La turbine à gaz est un moteur constitué de trois éléments Principaux :

- Un compresseur d'air.
- Une chambre de combustion dans laquelle est introduit un combustible liquide ou gazeux qui, en brûlant, consomme partiellement l'air amené par le compresseur et élève la température de ce mélange air-gaz de combustion, ce qui augmente en même temps son volume.
- Une turbine, dans laquelle le mélange air-gaz sortant de la chambre de combustion à la pression obtenue après compression se détend dans plusieurs étages pour produire de l'énergie mécanique. Cette énergie sert à entraîner le compresseur d'air et à fournir l'arbre une puissance utilisable, recueillie par exemple par un alternateur.



Roue HP

Roue BP

Compresseur

Figure II.1 : les organes de la turbine à gaz. [2]

II.4 Type de turbine utilisée dans le K 403 [1]

Elle est du type liée qui ne comporte qu'un seul ensemble tournant, arbre sur lequel sont montés le compresseur et la turbine de détente. La chambre de combustion est intégrée à la machine.

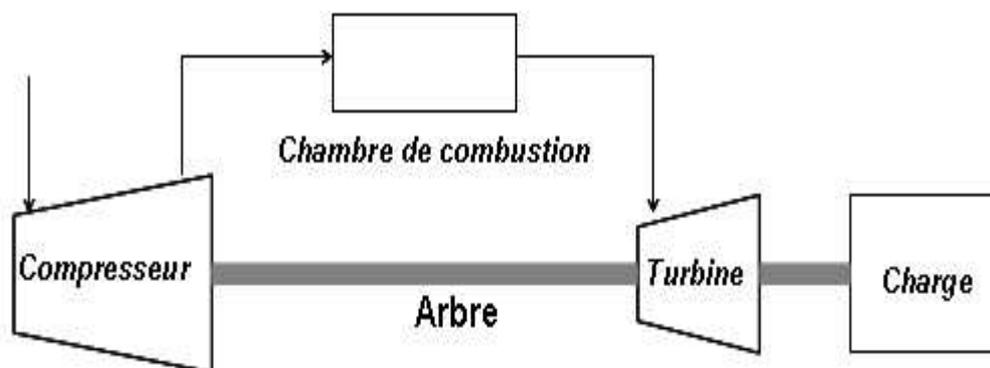


Figure II.2 : Schéma simplifié d'une turbine liée.

II.5 Dispositif de lancement [1]

Dans le K403 le générateur de gaz est entraîné par une petite turbine à gaz via des embrayages à cames, lorsque la vitesse de rotation atteint 16% de la vitesse nominale le processus d'allumage commence, puis continue à entraîner le rotor de la turbine jusqu'à la vitesse d'auto sustentation, qui se situe aux environs de 70% de la vitesse nominale. La vitesse d'auto sustentation est celle à laquelle la turbine délivre une puissance dépassant celle du moteur d'entraînement. Dès lors, celui-ci se désaccouple par inertie et il reçoit un ordre d'arrêt. La vitesse de la turbine continue jusqu'à ce qu'elle atteigne sa valeur nominale (3000tr/mn).

Après un ordre d'arrêt, lorsque la vitesse en diminuant atteint environ 50tr/mn, un moteur spécialement prévu pour faire tourner la turbine pendant la période de refroidissement; c'est le virage turbine. La durée du virage est réglée à une vingtaine d'heures au moyen d'une minuterie. Après cette période, on peut l'arrêter en donnant un ordre d'arrêt par commutateur marche/arrêt de la turbine sur l'armoire turbine. Mais il est conseillé de le laisser virer pendant 24h. La vitesse de virage est d'environ 120tr/mn.

On distingue deux catégories de systèmes de démarrage : ceux qui entraînent le générateur de gaz directement et ceux qui l'entraînent par l'intermédiaire d'une boîte d'engrenages. Les démarreurs peuvent être un moteur diesel, électrique, hydraulique ou pneumatique (air ou gaz).

Le démarreur satisfait deux fonctions indépendantes : la première est de tourner le générateur de gaz jusqu'à ce qu'il atteigne sa vitesse de régime, et la seconde est d'entraîner le compresseur du générateur de gaz pour purger ce dernier et le

canal d'échappement de tous les gaz volatils avant d'initier le cycle d'allumage.

Le processus de démarrage comprend les étapes suivantes :

- Engager le démarreur.
- Purger les conduites d'admission et d'échappement d'air.
- Activer les bougies d'allumage.
- Mettre le circuit de carburant en marche.

La fonction primaire du starter est de tourner l'arbre de la turbine initialement en repos. Pour accomplir ceci, le démarreur doit développer assez de puissance pour compenser le couple résistant du compresseur et de la turbine du générateur de gaz, toutes les charges jointes comprenant les accessoires et la résistance des paliers. Les turbines à gaz avec un seul arbre reliées directement à la charge (telle que la génératrice d'électricité) représentent le couple de démarrage le plus élevé, car l'inertie de la charge s'ajoute à celle du générateur de gaz. Par contre, les turbines à deux arbres dont la charge est reliée à la turbine libre représentent les plus basses conditions de couple au démarrage, car elles n'entraînent que le générateur de gaz.

Une autre fonction des systèmes de démarrage est de tourner le générateur de gaz, après arrêt, pour accélérer le refroidissement. Les fonctions de purge et de refroidissement mènent à l'utilisation des démarreurs à deux vitesses;

- La vitesse réduite est employée pour la purge et le refroidissement.
- La vitesse élevée est employée pour démarrer l'unité.

Les générateurs de gaz sont démarrés en tournant le compresseur. Ceci est accompli de différentes manières :

- Démarreur directement relié à l'arbre du compresseur.

- Démarreur indirectement relié à l'arbre du compresseur par l'intermédiaire d'une boîte d'engrenages.
- Jet d'air dirigé vers le compresseur ou le compresseur et la turbine.

Les dispositifs de mise en marche des générateurs de gaz incluent les moteurs pneumatiques, les moteurs hydrauliques, les moteurs diesel, les petites turbines à gaz et les moteurs électriques (courant alternatif et courant continu) pour l'excitation des bougies avec une tension qui peut atteindre les 2500 V.

II.6 Séquence de démarrage [1]

La séquence de démarrage automatique est la suivante :

1. la pompe auxiliaire entraînée par un moteur à courant alternatif commence à tourner et la turbine à gaz est tournée après l'engagement de l'engrenage de rotation.
2. le détendeur de gaz commencera à tourner l'arbre de la turbine à gaz jusqu'à une vitesse prédéterminée.
3. l'arrivée du combustible et l'allumage commenceront automatiquement lorsque la vitesse de la turbine à gaz atteint une valeur prédéterminée.
4. quand la combustion est assurée, l'allumage est stoppé et le détendeur de gaz continue d'assister l'arbre de la turbine à gaz pour atteindre une vitesse prédéterminée plus élevée.
5. une quantité suffisante de combustible est admise automatiquement pendant le démarrage par la soupape de démarrage et d'étranglement contrôlées par le MEGAC, qui place la turbine sous la commande du régulateur de vitesse et maintient la température d'admission de la turbine à un niveau sans danger.

6. la pompe principale d'huile de graissage est arrêtée lorsque la turbine à gaz atteint la vitesse déterminée.

II.7 Etude des organes [2]

II.7.1 Compresseur d'air axial

Le compresseur d'air axial est une construction multi-étagée (17 étages) La roue du compresseur comprend des disques séparés et contractés sur un arbre. Les aubes mobiles sont forgées en acier chrome ce qui rend excellent la résistance à la corrosion, le freinage et les caractéristiques de solidité. Des pieds solides qui sont une partie intégrale des aubes, retiennent les aubes dans le disque. Après le montage complet de la roue du compresseur, l'équilibrage dynamique est effectué à l'atelier.

Le corps du compresseur est fabriqué en deux moitiés avec des plaques d'acier et les aubes fixes sont des sections de feuilles laminées et roulées en acier chrome. L'aubage fixe est soudé en anneaux intérieurs et extérieure pour former des demi-diaphragmes qui sont usinés de façon à ce qu'ils s'adaptent aux rainures dans le

couvercle et la base du corps du compresseur. L'étanchéité entre les deux pièces est accomplie à l'aide de deux bandes minces d'étanchéité qui sont fixées aux diamètres intérieurs des anneaux.

Les diaphragmes de l'aubage fixe peuvent être enlevés avec la roue en place facilitant ainsi l'inspection de l'aubage entier sans avoir enlever l'ensemble rotatif.

Un des équilibres de butée quelconque entre la turbine à gaz et le compresseur d'air est absorbé par un palier de butée segmentaire à l'extrémité d'admission du compresseur d'air.

II.7.2 Système de combustion

La combustion du gaz qui fournit l'énergie pour la turbine, a lieu dans 14 chambres de combustion qui sont arrangées en forme circulaire entre le compresseur axial et la turbine. Le combustible entre dans le panier de combustion à travers une tuyère située dans l'ouverture à l'extrémité du panier, la tuyère est trouée et conçue de façon à provoquer un mélange turbulent du combustible avec l'air.

L'une des chambres à combustion est équipée de deux bougies, elles sont utilisées pour l'allumage du mélange air-gaz. Le système d'allumage s'arrête lorsque la combustion indépendante est assurée.

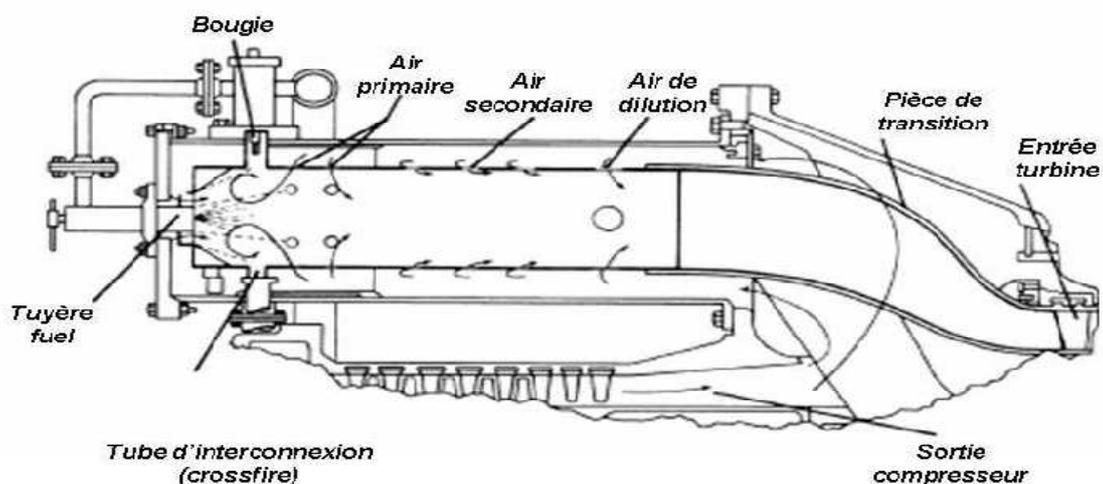


Figure II.3 : chambre de combustion.

II.7.2.1 Rendement de combustion

Le débit de carburant q_c est introduit dans la chambre de combustion et la combustion n'étant pas parfaite, il subsiste des imbrûlés dans les gaz d'échappement et seul le débit de carburant brûlé q_{cb} apporte de l'énergie au fluide actif.

L'efficacité ou le rendement de combustion est donc :

$$\eta_{comb} = \frac{q_{cb}}{q_c}$$

La valeur de ce rendement est généralement comprise dans l'intervalle [0.97÷0.99].

Ce rendement sert à déterminer la richesse du mélange air – combustible:

$$\alpha = \alpha_{id} \frac{Q_i}{Q_{ir}} \frac{1}{\eta_{comb}}$$

Q_i : pouvoir calorifique inférieur.

□ α_{id} : richesse idéale du mélange gazeux.

Q_{ir} : pouvoir calorifique inférieur réel du carburant utilisé.

II.7.3 Turbine

Les turbines des turbomoteurs sont le siège d'une détente adiabatique qui transforme

L'énergie disponible dans le fluide actif en énergie mécanique. Il en existe deux types : les *turbines axiales* et les *turbines centripètes ou radiales* :

II.7.3.1 Turbine axiale

Un étage de la turbine axiale est composé d'une grille d'aubes fixes appelée distributeur

et d'une grille d'aubes mobiles appelée roue.

La figure suivante explique le fonctionnement d'une turbine axiale à partir du développement plan d'une coupe cylindrique de rayon r .

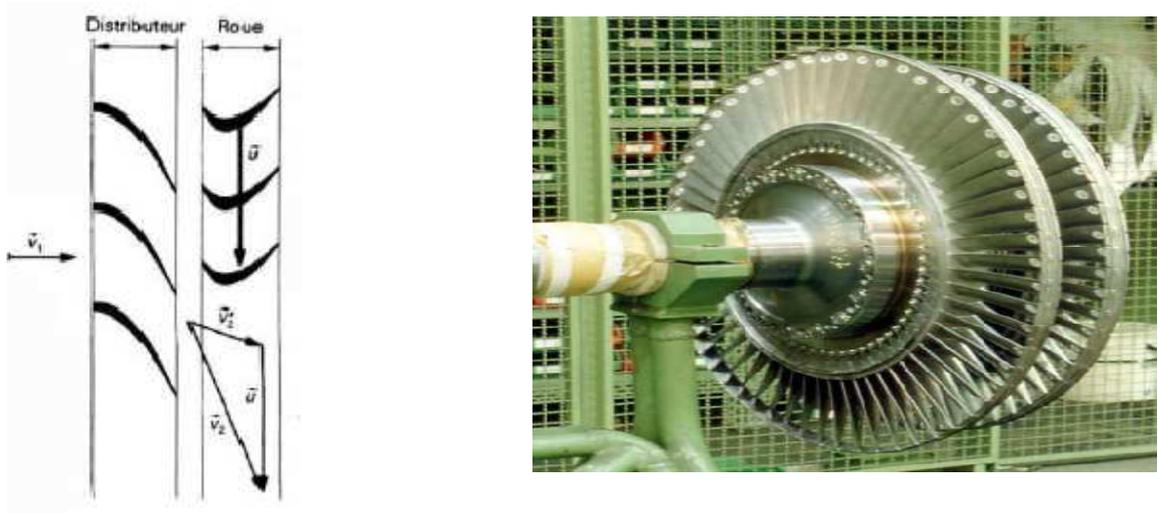


Figure II.4 : Roue d'une turbine axiale.

Les aubes du distributeur augmente la vitesse d'entrée du distributeur (axiale pour un premier étage de détente). Cette prise de vitesse s'accompagne d'une première diminution de la pression. La courbure du profil de la roue dévie ensuite la vitesse relative du filet fluide avec accroissement simultané de son module : il s'ensuit une nouvelle diminution de la pression.

Le filet fluide sort de la roue avec une vitesse absolue axiale ou avec un angle(θ). Par ailleurs, les sections annulaires d'une turbine axiale sont croissantes au fur et à mesure de la détente. Avec une vitesse d'entraînement de l'ordre de 500 m/s, un étage de turbine axiale est capable d'atteindre un taux de détente de

l'ordre de 3,6% avec un rendement isentropique supérieur ou égal à 0,85. Pour des turbines moins chargées, les rendements peuvent atteindre et dépasser 0,90.

II.7.3.2 Turbine centripète ou radiale

Elle est également constituée de deux éléments : le distributeur et le rouet et son fonctionnement est illustré sur la figure suivante :

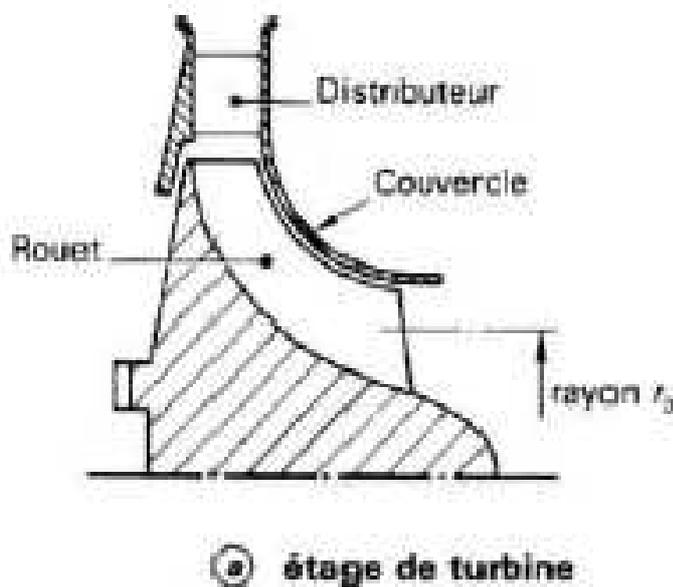


Figure II.5 : Coupe verticale d'une turbine radiale.

Le distributeur est chargé d'accélérer l'écoulement par déviation angulaire dans le sens de la rotation du rouet, ce qui implique une première détente. Dans le rouet, l'enthalpie diminue corrélativement à la vitesse d'entraînement, ce qui produit une seconde détente.

La gamme des taux de détente couverte par une turbine radiale va de 2,5 à 7%, la vitesse d'entraînement peut atteindre 700 m/s.

Ce type de turbine, qui est souvent utilisé dans les applications industrielles, conserve un bon rendement: 0,85 à 0,90 malgré son taux de détente élevé.

II.8 Principe de fonctionnement de La turbine à gaz de K403 [1]

Dés que la ligne d'arbre est mise en mouvement par le moteur de lancement, l'air atmosphérique est aspiré, filtré, et dirigé à travers les gaines d'admission vers l'entrée du compresseur axial à 17 étages. Pour prévenir le pompage du compresseur, des vannes d'extraction d'air en aval du 11^{ème} étage (vannes anti-pompage) sont en position «ouverte» pendant le démarrage, et les aubes à orientation variable situées à l'entrée du compresseur sont en position dite « fermée ».

Lorsque la vitesse de rotation atteint 95% de sa valeur nominale, un relais de vitesse provoque la fermeture automatique des vannes d'extraction d'air du 11^{ème} étage et l'ouverture des aubes se trouvant à l'entrée du compresseur à une position prédéterminée.

A la sortie du compresseur axial, l'air pénètre dans un espace annulaire entourant les 14 chambres de combustion.

Les injecteurs introduisent le combustible dans chacune des chambres de combustion qui se mélange avec l'air de combustion venant du compresseur, la mise à feu est réalisée par deux bougies d'allumage. Chacune de ces deux bougies occupe une chambre de combustion déterminée. La combustion se propage dans les autres chambres à travers les tubes d'interconnexion qui les relient entre elles.

Quand la turbine atteint sa vitesse nominale (6000 tr/min), la pression des gaz à l'intérieur des chambres provoque le retrait des électrodes rétractables équipant les bougies d'allumage. Ainsi les électrodes son protégé de la flamme.

Les gaz chauds venant des chambres de combustion se propagent à travers les 14 pièces de transition placées à l'arrière des tubes de flamme pour traverser ensuite les cinq étages de la turbine. Dans chaque rangée d'aubes fixes, l'énergie cinétique du jet de gaz augmente, parallèlement à la diminution de la pression.

Dans la rangée adjacente d'aube mobile, une partie de l'énergie cinétique de jet est convertie en travail utile transmis au rotor de la turbine.

Après leur passage dans les deux étages de la turbine, les gaz d'échappement traversent le diffuseur, constitué d'une série de déflecteur transforme la direction axiale des gaz en direction radiale. Les gaz parviennent ensuite au caisson d'échappement où ils seront évacués à l'atmosphère par le système d'échappement.

Le travail fourni au rotor de la turbine est utilisé pour entrainer le compresseur axial et l'alternateur.

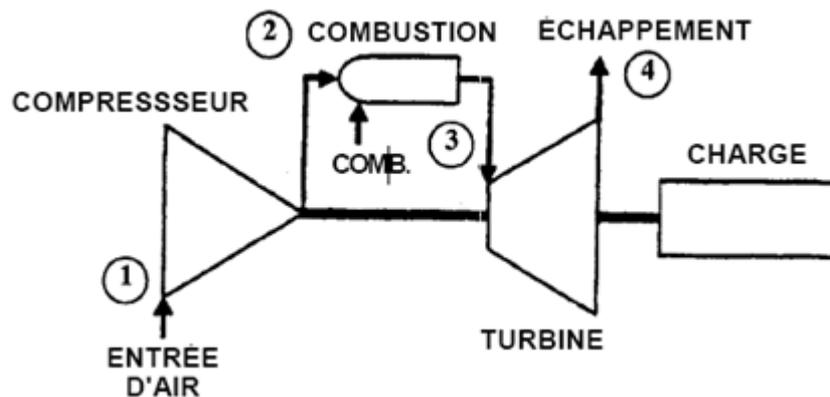


Figure II.6 : Digramme de fonctionnement de la turbine à gaz.

II.9 système de contrôle de la turbine à gaz (MEGAC) [1]

La vitesse et la température de fonctionnement du groupe turbogénérateur à gaz sont contrôlées à l'aide du réglage du débit de combustible.

L'alimentation du combustible est réglée par la vanne d'étranglement en proportion à la sortie du signal de contrôle (CSO) du MEGAC (régulateur analogique).

Le MEGAC détermine la CSO appliquée sur la vanne d'étranglement en fonction de la commande du régulateur de vitesse et la vitesse de la turbine à gaz.

La turbine à gaz est munie d'un déclencheur de survitesse de secours de type mécanique. Si la turbine à gaz tourne à survitesse, jusqu'au niveau sur lequel le mécanisme de déclenchement est ajusté, la vanne d'alimentation se fermera arrêtant ainsi le débit de combustible vers les tuyères.

Le système de contrôle comprend des relais de réglages, des pressostats, de l'ensemble de combustible et d'allumage et des pompes d'huile de graissage auxiliaires. S'il y a une combustion anormale quelconque pendant le démarrage le groupe à combustion sera arrêté. Un tableau annonciateur affiche les alarmes et indique leurs origines.

II.10 Caractéristiques des éléments principales [1]

Groupe turbine à gaz

Type : cycle ouvert, arbre simple, turbine à gaz industrielle.

Modèle : *MW-101L*

Compresseur : 17 étages, débit axial.

<i>Chambre de combustion :</i>	6 paniers.
<i>Turbine :</i>	5 étages, débit axial.
<i>Vitesse :</i>	6047 tours par minute.
<i>Réglage du déclenchement de survitesse :</i>	6652 tours par minute.
<i>Roue de la turbine à gaz</i>	5400 kg.

II.11 Performances prévue [1]

Puissance et taux calorifique de la turbine à gaz

Indice	Indice de base
Température d'air admissible (°C)	40
Puissance (kW)	6220
Taux calorifique (kcal/kWh)	4095

Conditions :

Combustible : gaz naturel propre.

Pression atmosphérique : 0,948 atm (746 m d'altitude).

Perte de gaine de ventilation : 100 mm H₂O ou moins.

Perte de conduite de gaz d'échappement : 50 mm H₂O.

II.12 Performances de charge de la partie turbine à gaz [1]

PUISSANCE % (kW)	Taux calorifique (kcal/kWh)	Consommation de combustible (N m ³ /h)
100% (6220)	4095	3082
75% (4665)	4533	2559
50% (3110)	5421	2040
25% (1555)	8272	1557

III.1 Introduction

Les alternateurs triphasés sont la source primaire de toute l'énergie électrique que nous consommons. Ces machines constituent les plus gros convertisseurs d'énergie au monde. Elles transforment l'énergie mécanique en énergie électrique avec des puissances allant jusqu'à 1500 MW.

III.2 Principe des alternateurs de grande puissance

Les alternateurs commerciaux sont construits avec un inducteur fixe ou un inducteur rotatif. L'inducteur est composé de deux ou de plusieurs pôles produisant un champ magnétique constant. Un alternateur à inducteur fixe a la même apparence extérieure qu'une génératrice à courant continu.

Les pôles saillants produisent le champ magnétique qui est coupé par les conducteurs situés sur l'induit. L'induit porte un enroulement triphasé dont les bornes sont connectées à trois bagues montées sur l'arbre. Un groupe de balais fixes recueille la tension triphasée qui est appliquée à la charge. L'induit est entraîné par un moteur à explosion ou toute autre source de force motrice.

La valeur de la tension triphasée dépend de la vitesse de rotation et de l'intensité du champ magnétique. La fréquence dépend de la vitesse et du nombre de pôles de l'inducteur. Les alternateurs à inducteur fixe sont utilisés pour des puissances inférieures à 5 kVA . Pour des puissances plus importantes, il est plus économique, plus sécuritaire et plus pratique d'employer un inducteur tournant. Un alternateur à inducteur tournant possède un induit fixe, appelé stator. Cette construction est plus avantageuse car elle permet d'alimenter directement le circuit d'utilisation sans passer par les bagues de fortes dimensions qui seraient requises avec un induit tournant. De plus, l'isolement des bobinages du stator est grandement simplifié du fait qu'ils ne sont soumis à aucune force centrifuge.

Une génératrice à courant continu, appelée excitatrice, habituellement montée sur le même arbre que l'alternateur, fournit le courant d'excitation aux électroaimants inducteurs.

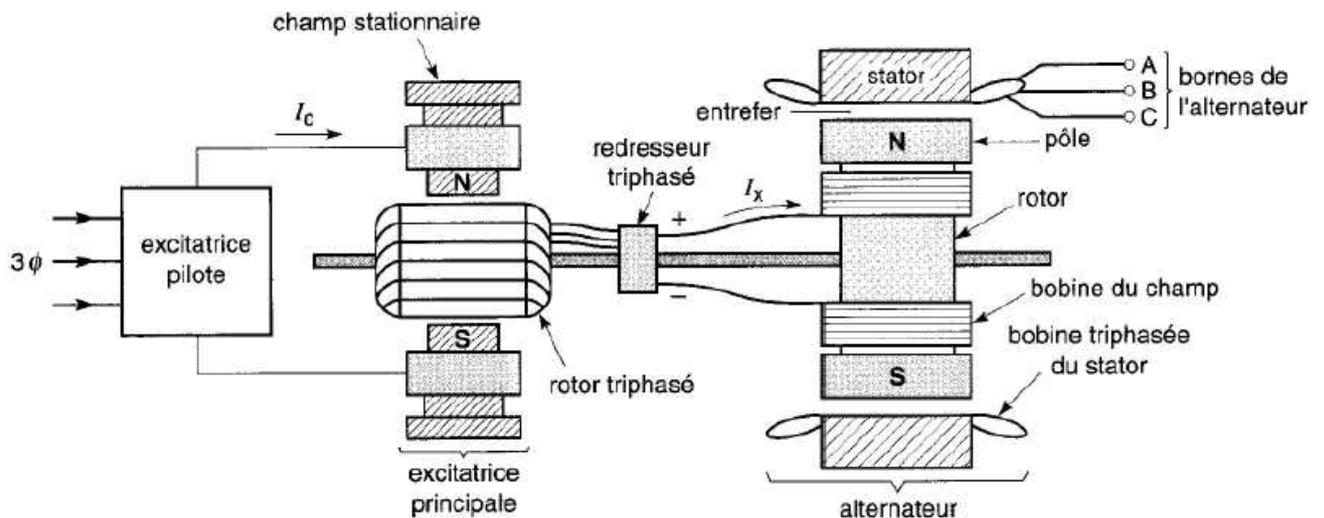


Figure III.1 : Vue en coupe d'un alternateur avec excitation sans balais. [3]

La Figure III.1 montre les parties principales d'un alternateur à inducteur tournant. Pour alimenter le champ au moyen du courant I_x , les balais frottant sur le collecteur de l'excitatrice doivent être raccordés à un deuxième groupe de balais qui glissent sur deux bagues. Nous verrons plus loin que dans les systèmes

modernes, on remplace l'excitatrice à c .c par un générateur à c.a. et un redresseur monté sur l'arbre.

III.3 Nombre de pôles

Le nombre de pôles d'un alternateur est imposé par la vitesse du rotor et par la fréquence du courant à produire. Ainsi, considérons un conducteur de l'induit devant lequel se déplacent les pôles nord et les pôles sud du rotor.

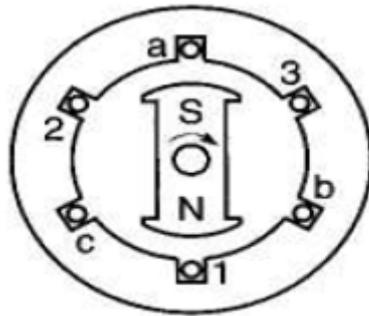


Figure III.2 : Alternateur triphasés à deux pôles.

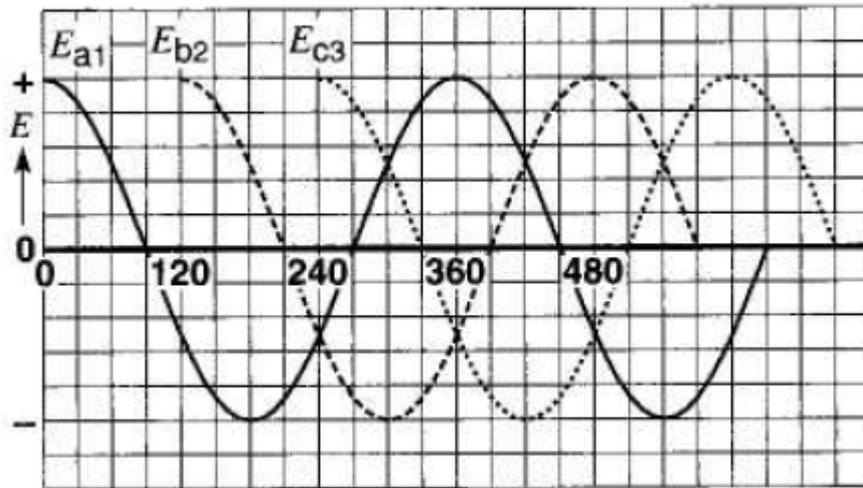


Figure III.3 : Tensions alternatives générées par les trois enroulements de l'alternateur. [3]

Si la tension induite dans ce conducteur prend une série de valeurs positives pendant le passage d'un pôle nord, elle prendra une série de valeurs égales, mais négatives, pendant le passage d'un pôle sud. Chaque fois qu'une paire de pôles se déplace devant un conducteur, la tension induite décrit donc un cycle complet. On en déduit que la fréquence est donnée par l'équation :

$$f = \frac{P.n}{60}$$

n : nombre de tours par minute.

f : la fréquence en Hz.

P : le nombre de paires de pôles de l'inducteur.

III.4 Stator

Du point de vue électrique, le stator d'un alternateur est identique à celui d'un moteur asynchrone triphasé. Il se compose d'un noyau feuilleté ayant la forme d'un cylindre vide et comportant des encoches dans lesquelles sont logés les conducteurs d'un enroulement triphasé. L'enroulement est toujours raccordé en étoile et le neutre est accessible pour permettre sa mise à la terre.

On préfère la connexion en étoile à celle en triangle pour les raisons suivantes :

1. La tension par phase étant seulement $\frac{1}{\sqrt{3}}$ ou 58 % de celle entre les lignes, on peut réduire l'épaisseur de l'isolant dans les encoches. Cela permet de grossir la section des conducteurs et, par conséquent, la puissance de la machine.

2. La tension nominale entre phases d'un alternateur varie selon sa puissance en kVA. En général, plus la capacité de la machine est grande, plus sa tension est élevée. Cependant, la tension nominale d'un alternateur dépasse rarement 25 kV, car autrement le volume de l'isolation des conducteurs dans les encoches deviendrait prohibitif.

III.5 Rotor

Si l'on fait tourner le rotor, les lignes de flux produites par les pôles inducteurs balayent les trois enroulements du stator et induisent dans ceux-ci des tensions triphasées. Les rotors sont à pôles saillants ou à pôles lisses selon qu'ils sont entraînés à basse vitesse par des turbines hydrauliques ou à haute vitesse par des turbines à vapeur.

III.5.1 Rotor à pôles saillants

Afin d'extraire la puissance maximale de la chute d'eau, les turbines hydrauliques des centrales à basse et à moyenne chutes d'eau tournent toujours à basse vitesse : entre 50 et 300 tr/min. Comme les alternateurs sont raccordés directement aux turbines et puisqu'une fréquence de 60 Hz (ou 50 Hz) est imposée, on doit placer un grand nombre de pôles sur le rotor. Les alternateurs à basse vitesse ont donc toujours un grand

diamètre, de façon à donner l'espace nécessaire pour loger le nombre de pôles requis. Dans ces machines, le rotor est constitué d'une roue en acier montée sur un arbre vertical et sur laquelle sont fixées les pièces polaires. Les bobinages d'excitation placés sur les pièces polaires sont constitués de barres de cuivre ordinairement nues, mais isolées entre elles par des bandes de mica.

L'emploi de conducteurs nus favorise leur refroidissement. Les bobines sont reliées en série de façon que deux pôles voisins soient de polarités contraires.

En plus de l'enroulement à courant continu, on installe une cage d'écureuil dans la face des pôles. En régime permanent, cet enroulement ne porte aucun courant, car le rotor tourne à la vitesse synchrone. Lorsque la charge de l'alternateur change brusquement, il en résulte une oscillation mécanique du rotor de part et d'autre de la vitesse synchrone et un courant induit se met à circuler transitoirement dans la cage. Ce courant réagit avec le champ et amortit les oscillations du rotor ; pour cette raison, cette cage d'écureuil est appelée enroulement amortisseur. Lorsque la

charge triphasée n'est pas équilibrée, l'enroulement amortisseur tend également à combattre le déséquilibre des tensions induites dans le stator et à maintenir une forme d'onde sinusoïdale à ses bornes.

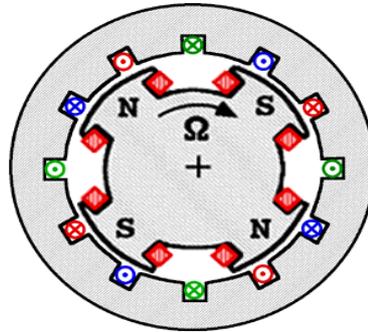


Figure III-4: rotor à pôles saillants

III.5.2 Rotor à pôles lisses

Les turbines à vapeur et à gaz tournent toujours à haute vitesse : 3600 tr/min ou 1800 tr/min sur les réseaux à 60 Hz, et 3000 ou 1500 tr/min sur ceux à 50 Hz. Par conséquent, les alternateurs qu'elles entraînent comportent 2 ou 4 pôles seulement; on les désigne sous le nom de turbo-alternateurs. Leur rotor a une forme cylindrique, car les pôles sont formés en plaçant des bobines dans des encoches taillées dans la masse

même du rotor. Les forces centrifuges intenses dues à la haute vitesse de rotation imposent une limite au diamètre du rotor ;

Comme, d'autre part, les grandes puissances (500 MW à 1500 MW) nécessitent un gros rotor, on est obligé de lui donner une forme très allongée.

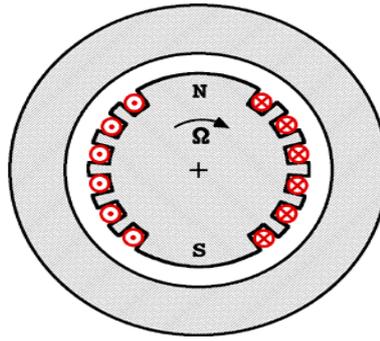


Figure III.5 : rotor à pôles lisses.

III.6 Excitatrice

L'excitatrice d'un alternateur puissant constitue de ses éléments les plus importants. En effet, le champ doit non seulement induire une tension appropriée, mais il doit aussi pouvoir varier rapidement lorsque la charge varie brusquement. La vitesse de réponse est un facteur important pour le maintien de la stabilité du réseau auquel l'alternateur est branché.

En régime normal, l'excitatrice est commandée automatiquement ; elle varie suivant les fluctuations de la charge pour garder la tension constante ou, encore, pour changer la puissance réactive débitée par l'alternateur.

III.7 Principe de fonctionnement de l'alternateur

III.7.1 La force électromotrice générée (f.e.m):

L'expression de la f.e.m. générée par un alternateur peut être définie en considérant le cas le plus général d'une machine multipolaire, en développant sa circonférence d'induit sur un plan, comme celui représenté dans la *figure III-5*, ou est indiquée aussi approximativement la courbe des lignes de force du champ inducteur générées par le rotor.

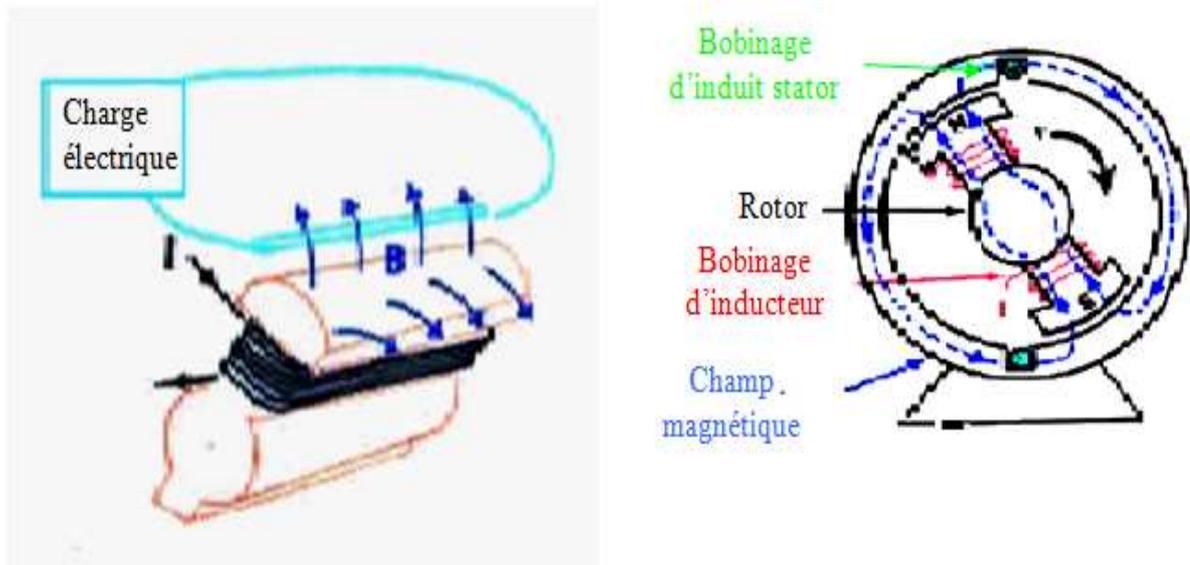


Figure III-6 : *Déplacements du champ d'inducteur.*[Réf 3]

Si ce champ se déplace à une vitesse constante V , une f.e.m sera induite au niveau du conducteur du stator, qui s'exprime par la formule suivante :

$$e = B . L . V$$

B : induction magnétique du champ [Tesla]

L : longueur du conducteur [mètre]

V : vitesse de déplacement [m/s]

La variation de la (f.e.m) induite est proportionnelle à la variation de l'induction magnétique B dans l'entrefer, elle atteint son maximum (positif ou négatif) au niveau de l'axe polaire et égale à zéro au niveau de l'axe inter polaire.

III.7.2 Fonctionnement à vide de l'alternateur

III.7.2.1 Définition

Le stator n'est traversé par aucun courant. Le champ tournant est issu de la roue polaire (traversée par un courant d'excitation I_x), entraîné par un système auxiliaire.

Nous récupérons trois f.e.m induites sinusoïdales de valeurs efficaces E_0 , aux bornes du stator

III.7.2.2 Caractéristique à vide

La *figure III-7-a* montre un alternateur bipolaire tournant à vide à une vitesse constante. Le courant d'excitation I_x , provenant d'une excitatrice appropriée, crée le flux Φ dans l'entrefer. Les extrémités de l'enroulement triphasé du stator sont raccordées aux bornes A, B, C et N. la *figure III-7-b* est un diagramme schématique de l'alternateur, montrant le rotor et les trois phases du stator.

Supposons que l'on augmente graduellement le courant d'excitation tout en observant la tension E_0 entre une phase et le neutre, on constate que E_0 augmente d'abord proportionnellement à I_x .

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 de I_x . En effet, si l'on trace la courbe de E_0 en fonction de I_x on obtient une courbe de saturation semblable à celle d'une génératrice à c.c.



Figure III-7:

a) *Alternateur bipolaires.*

b) *Diagramme schématique des enroulements de l'alternateur.*

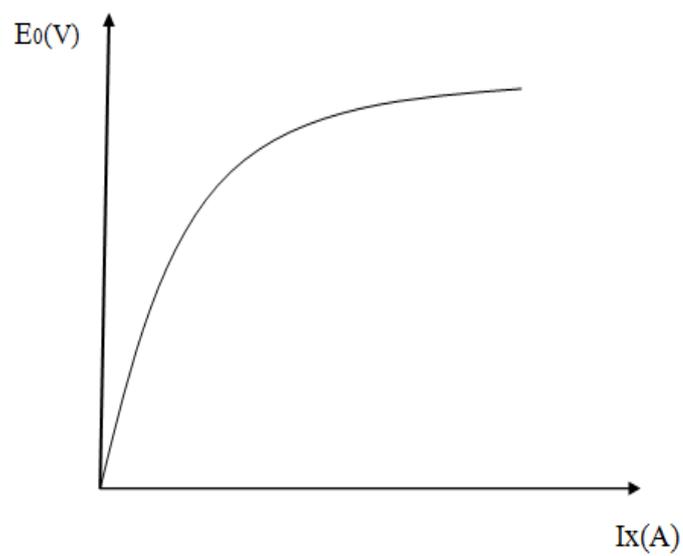


Figure III.8 : *Caractéristique à vide de l'alternateur*

III.7.2.3 Idéalisisation de la caractéristique à vide

Nous supposons que la machine n'est pas saturée, seule la partie linéaire de la caractéristique ne sera retenue, pour la suite de notre étude, E_0 restera proportionnelle à I_x .

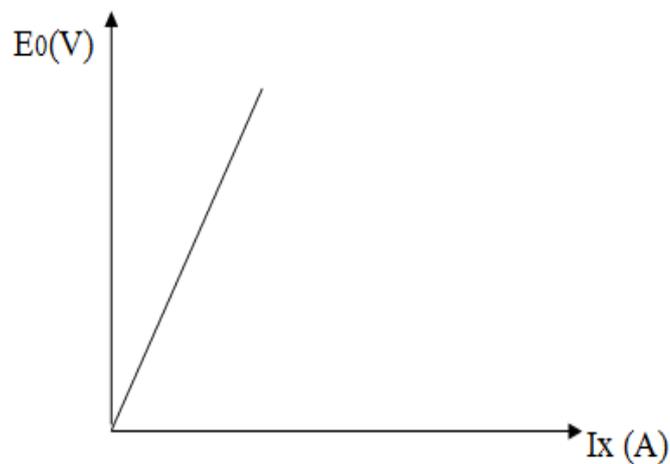


Figure III-9 : *Caractéristique à vide idéale.*

III.7.3 Alternateur en charge

Le comportement d'un alternateur dépend de la nature de la charge qu'il alimente. On distingue quatre sortes de charges :

- Charge résistive.
- Charge inductive.
- Charge capacitive.
- Réseau infini

Nous étudierons d'abord les trois premiers types de charges, reportant l'étude de réseau infini à la suite. On branche successivement une seule phase de la

machine à une charge résistive, inductive et capacitive en ajustant l'excitation à chaque fois.

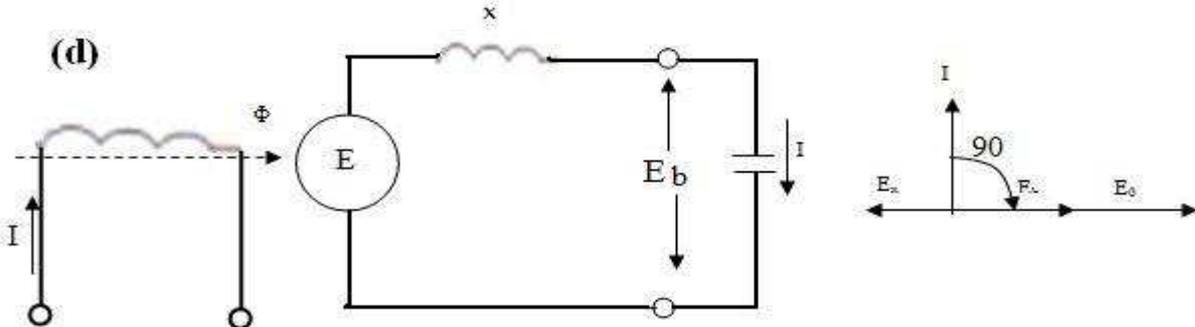
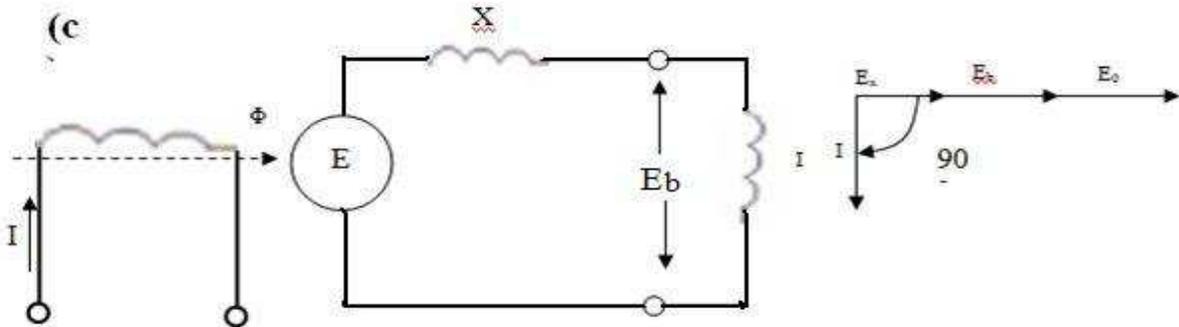
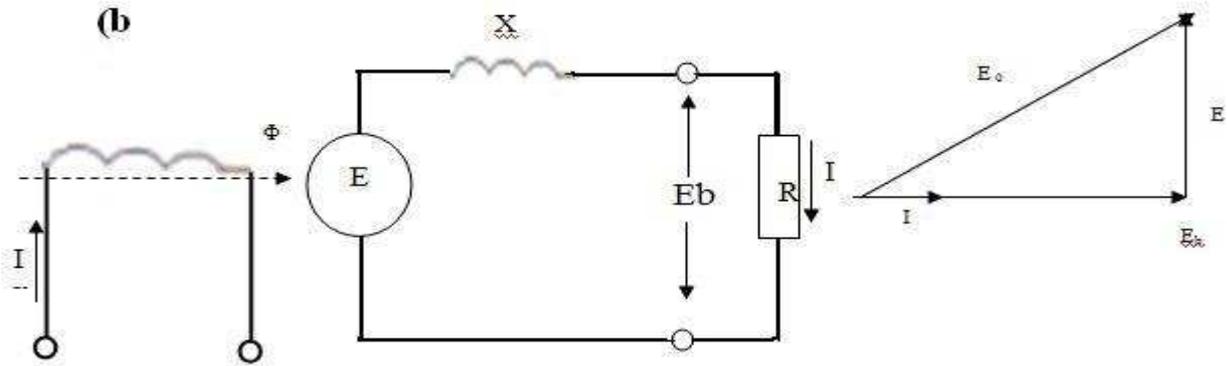
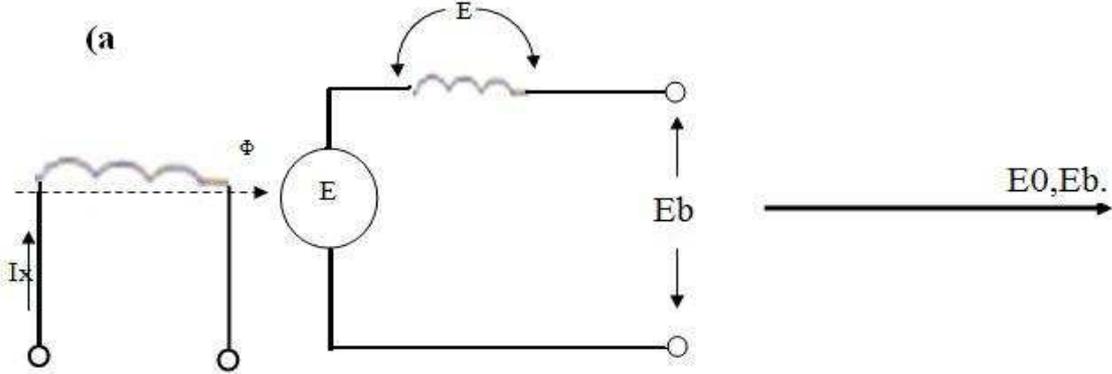


Figure III-10 : circuits équivalents et diagrammes vectoriels pour diverses charges raccordées aux bornes de l'alternateur. [R]

Figure III.10.a : l'alternateur tournant à vide, la tension induit E_0 est égale à la tension aux bornes E_b , car la chute de tension dans X_s est nulle. On a donc : $E_0 = E_b$.

Figure III.10.b : avec une charge résistive le courant I est en phase avec E_b de sorte que la tension est déphasée de 90° en avant de E_0 . Et on donne :

$$E_0 = \sqrt{E_b^2 + E_x^2}$$

Il faut donc augmenter le courant d'excitation I_x pour maintenir une tension aux bornes de l'alternateur.

Figure III.10.c : avec une charge inductive, le courant I est déphasé de 90° en arrière de E_b de sorte que la tension est en phase avec E_b . Il s'ensuit qu'il faut augmenter E_0 à :

$$E_0 = E_b + E_C$$

Figure III.10.d : avec une charge capacitive, le courant I est de 90° en avance sur E_b de sorte que la tension est déphasée de 180° par rapport à E_b . Il s'ensuit qu'on doit diminuer E_0 à.

$$E_0 = E_b - E_C$$

III.7.4 Synchronisation des alternateurs

Pour brancher un alternateur sur le réseau ou le coupler avec un autre alternateur, il

faut respecter les conditions suivantes :

1. la tension de l'alternateur doit être égale à celle du réseau ;
2. la fréquence de l'alternateur doit être la même que celle du réseau ;
3. la tension de l'alternateur doit être en phase avec celle du réseau ;
4. la séquence des phases de l'alternateur doit être la même que celle du réseau.

III.7.4.1 Procédures de synchronisation

En agissant sur le régulateur de vitesse de la turbine, on amène tout d'abord l'alternateur à une vitesse voisine de la vitesse synchrone, afin que sa fréquence soit proche de celle du réseau. On règle ensuite l'excitation de façon que la tension de l'induit soit égale à celle du réseau.

III.7.4.1.a Par synchronoscope

On observe que les tensions ont une même fréquence et sont en phase au moyen d'un synchronoscope *Figure III-11*. Suivant le sens de rotation de l'aiguille de cet instrument, on ralentit ou on accélère la machine jusqu'à ce que l'aiguille

tourne très lentement. Au moment où l'aiguille passe devant le point zéro du synchronoscope, les tensions sont en phase ; on ferme l'interrupteur qui réalise le couplage de l'alternateur avec le réseau.

Dans les centrales modernes, la synchronisation se fait automatiquement au moment précis où les conditions énumérées précédemment sont respectées.

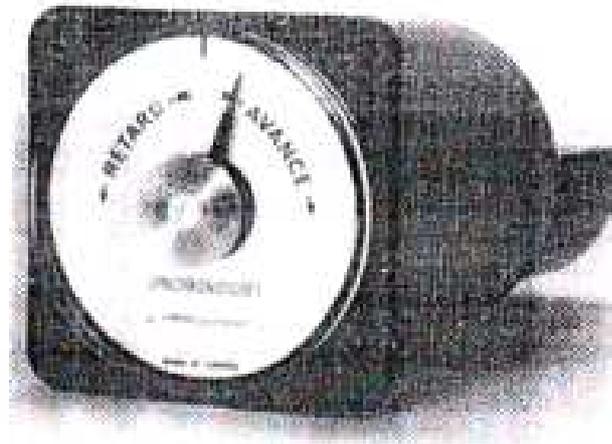


Figure III-11 : *Synchronoscope.*

III.7.4.1.b Synchronisations au moyen de lampes

Bien que cette méthode soit rarement utilisée, on peut synchroniser un alternateur avec un réseau triphasé en utilisant trois lampes incandescentes. Le montage est donné à la *figure III-12*. La fréquence et la tension E_0 de l'alternateur sont ajustées à des valeurs proches de celles imposées par le réseau. On remarque alors

que les lampes s'allument et s'éteignent ensemble à un rythme correspondant à la différence entre les deux fréquences. Par exemple, si la fréquence de l'alternateur est de 50.1Hz alors que celle du réseau est de 50Hz, la fréquence du battement est de. (50.1 - 50 = 0.1Hz.) et les lampes s'éteindront toutes les 10 secondes.

Le disjoncteur peut être fermé au moment où les lampes sont éteintes. C'est en effet à ce moment précis que les tensions du réseau et de l'alternateur sont en phase.

Lors de battement, la tension maximale apparaissant aux bornes de chaque lampe est environ deux fois la tension simple du réseau. Donc si la tension ligne à ligne est E_L , la valeur efficace de cette tension est :

$$E_{lampe} = 2 \times \frac{E_L}{\sqrt{3}} = 1.15 \times E_L$$

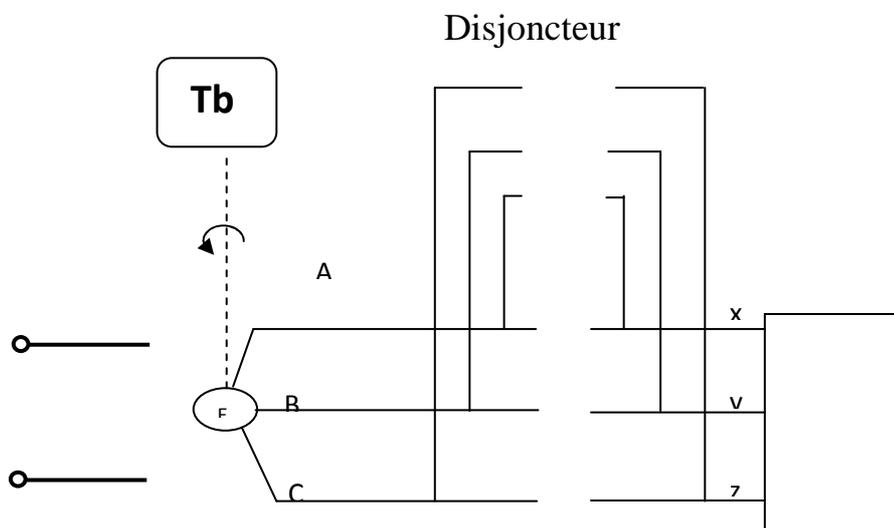


Figure III-12 : Synchronisation d'un alternateur à l'aide de trois lampes.

Lorsque la séquence des phases de l'alternateur n'est pas la même que celle du réseau, le battement existe toujours, mais au lieu de s'éteindre simultanément, les lampes s'éteignent à tour de rôle. Dans ces circonstances, il est essentiel d'invertir

deux des phases de l'alternateur avant de fermer le disjoncteur.

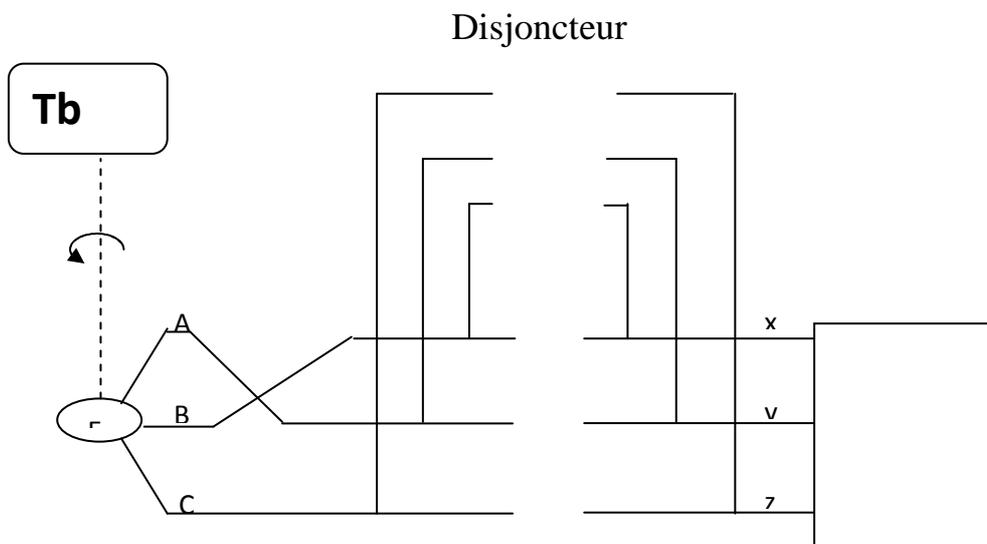


Figure III -13 : *lorsque la séquence des phases de l'alternateur n'est pas la même que celle du réseau*

III.7.5 Alternateur branché sur un réseau infini

A l'exception des endroits isolés il est assez rare que l'on soit obligé de coupler deux alternateurs en parallèle. Il arrive plus souvent que l'on branche un alternateur à un grand réseau comportant déjà plusieurs centaines d'alternateurs. Ce réseau est tellement puissant qu'il impose une tension et une fréquence constante à tout appareil branché à ses bornes. C'est pourquoi on l'appelle réseau infini.

Une fois couplé à un grand réseau, un alternateur fait partie d'un système comprenant des centaines d'autres alternateurs qui alimentent des milliers de charge. Il est alors impossible de préciser la nature de la charge (grosse ou petite, résistive, inductive ou capacitive) branchée aux bornes de cet alternateur en particulier.

La tension et la fréquence appliquées aux bornes de la machine étant constantes, on ne peut plus faire varier que deux paramètres :

- Le courant d'excitation I_x ;
- Le couple mécanique exercée par la turbine.

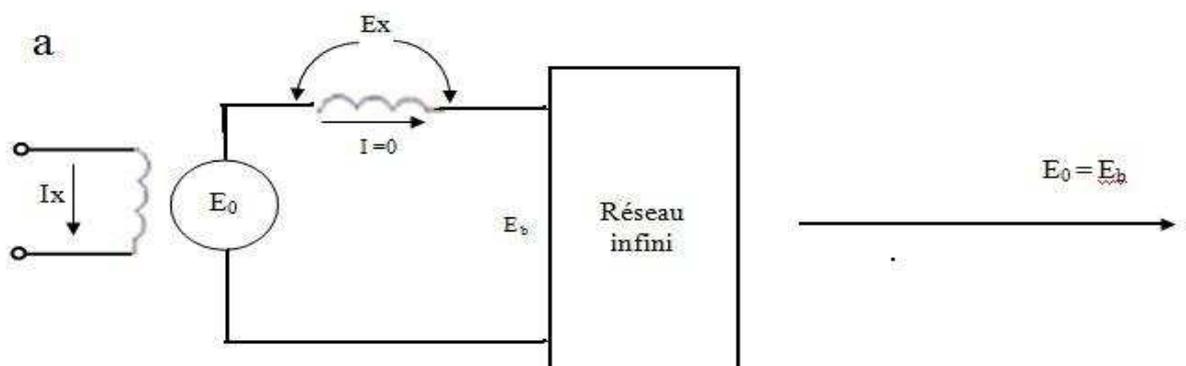
III.7.5.1 Effet du courant d'excitation

Lorsqu'on synchronise un alternateur, la tension induite E_0 est égale et en phase avec la tension E_b du réseau *figure III-14-a*. Il n'existe donc aucune différence de potentiel E_x aux bornes de la réactance synchrone. Par conséquent, le courant I est nul et, bien que l'alternateur soit raccordé au réseau, il n'y débite aucune puissance. On dit alors qu'il « flotte » sur le réseau.

Si l'on augmente le courant d'excitation la tension E_0 augmente et la réactance X_s est soumise à une tension $E_x = E_0 - E_b$. Un courant $I = \frac{E_0 - E_b}{X_s}$ s'établit dans le circuit et, puisque la réactance synchrone est inductive, ce courant est déphasé de 90° en arrière de E_b *figure III-14-b*. L'alternateur voit donc le réseau comme une inductance.

Donc lorsque l'on surexcite un alternateur, il fournit au réseau une puissance réactive d'autant plus grande que le courant d'excitation est plus élevé. Contrairement à ce qu'on pourrait penser, il est impossible de changer la puissance active débitée par un alternateur en agissant sur son excitation.

Enfin, si l'on diminue le courant d'excitation de façon que E_0 devienne plus petit que E_b , le courant I reste déphasé de 90° en arrière de E_x . Cependant, il est maintenant déphasé de 90° en avance sur E_b de sorte que l'alternateur voit le réseau comme une capacité. Donc, lorsque l'on sous- excite un alternateur il absorbe de la puissance réactive (retour de puissance). Cette puissance produit une partie du champ magnétique nécessaire à la machine, l'autre partie étant fournie par le courant I_x .



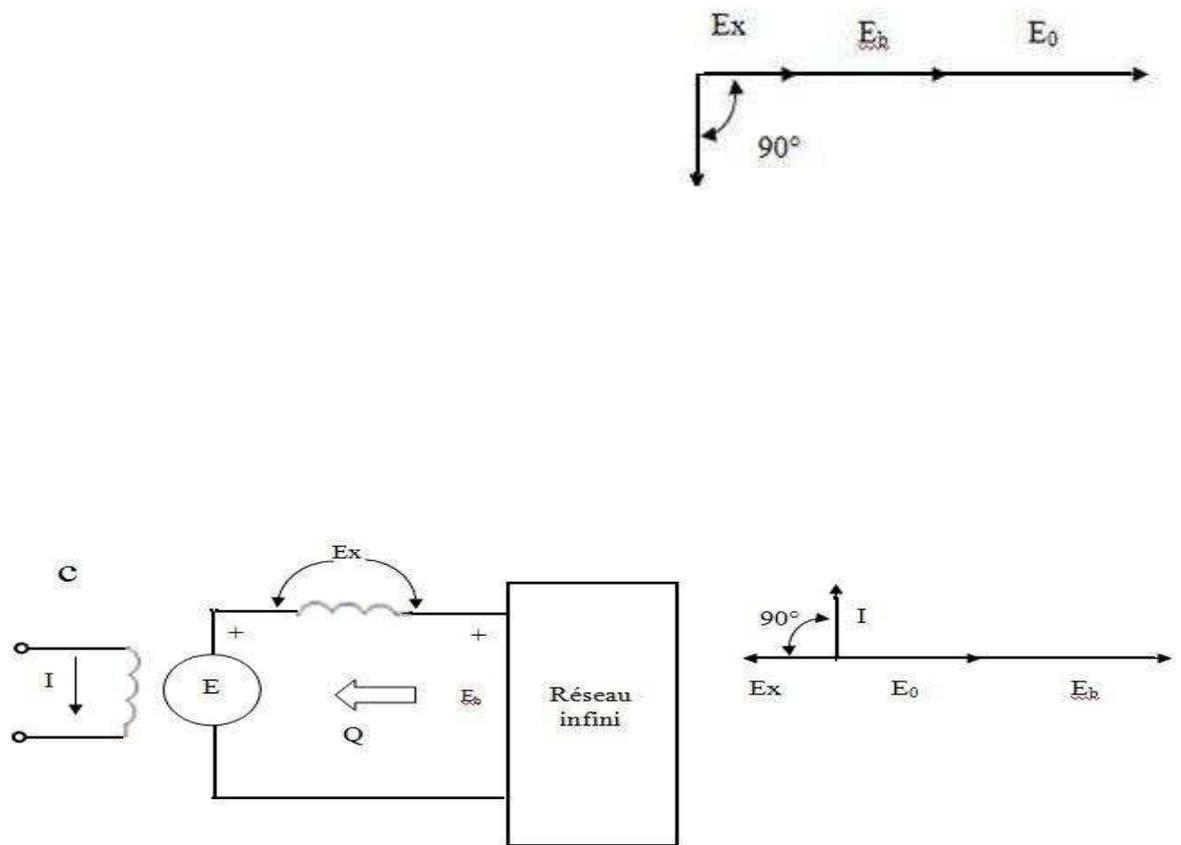


Figure III-14: Alternateur sur un réseau infini- effet du courant d'excitation. [3]

- Alternateur flottant sur le réseau.
- L'alternateur surexcité fournit de la puissance réactive au réseau.

c) L'alternateur sous- excité absorbe de la puissance réactive du réseau.

III.7.5.2 Effet du couple mécanique

Imaginons de nouveau que l'alternateur flotte sur le réseau, E_0 et E_b étant égale et en phase. Si l'on ouvre les vannes de la turbine afin d'augmenter le couple mécanique, le rotor accélère, et la tension E_0 atteint sa valeur maximale un peu plus tôt que précédemment. Tant que le rotor accélère, le vecteur E_0 glisse graduellement en avant du vecteur E_b .

Supposons que le rotor cesse d'accélérer à un angle bien défini entre E_0 et E_b . L'alternateur continue à tourner à la vitesse synchrone, mais l'angle de décalage entre E_0 et E_b reste constant. Bien que les deux tensions aient les mêmes valeurs, l'angle de décalage produit une différence de tension.

$$E_x = E_0 - E_b$$

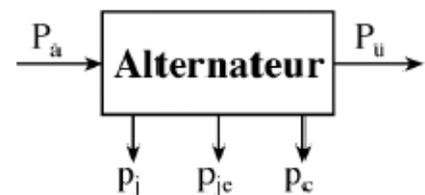
Aux bornes de la réactance synchrone *figure III-14-b*. Il résulte un courant I toujours déphasé de 90° en arrière de E_x . mais l'on constate, sur la *figure III-14-b*, qu'il est maintenant presque en phase avec E_b . Il s'ensuit que l'alternateur débite une puissance active dans le réseau. Comme le courant est légèrement en avance sur E_b , l'alternateur absorbe en même temps une faible puissance réactive du réseau.

III.8 Bilan de puissance d'un alternateur

III.8.1 Puissance absorbée

La turbine, entraîne l'arbre de l'alternateur et

La puissance absorbée par ce dernier est mécanique :



$$P_a = \Omega_s \cdot T_M = 2 \pi n_s T_M$$

Ω_s : pulsation de rotation en rad.s^{-1}

n_s : vitesse en trs.s^{-1}

T_M : couple utile sur l'arbre en N.m

Si l'alternateur n'est pas auto-excité il faut encore tenir compte de l'énergie électrique absorbée par l'excitation (rotor).

$$P_a = \Omega_s \cdot T_M + U_e I_e = 2 \pi n_s T_M + U_e I_e$$

III.8.2 Puissance utile

En triphasé avec une charge équilibrée.

$$P_u = \sqrt{3} U I \cos \varphi$$

III.8.3 Bilan des pertes

III.8.3.1 Pertes par effet joule dans l'inducteur

$$P_{je} = U_e I_e = r_e I_e^2$$

III.8.3.2 Pertes par effet joule dans l'induit

$$P_j = \frac{3}{2} R I^2$$

R : la résistance vue entre deux bornes de l'alternateur. Ces pertes dépendent de la charge.

III.8.3.3 Pertes dites « collectives » P_c

Pertes mécaniques et pertes fer qui ne dépendent pas de la charge.

III.8.4 Rendement

$$= \frac{P_u}{P_a} = \frac{UI\sqrt{3} \cos \varphi}{2\pi n_s T_M + U_e I_e} \quad \text{Ou} \quad = \frac{P_u}{P_a} = \frac{P_u}{P_u + U_e I_e + \frac{3}{2}RI + P_c}$$

III.9 PRESENTATION DE L'ALTERNATEUR DU K403 [1]

III.9.1 Introduction

Le générateur du K403 est un ensemble complet du type refroidissement par air libre, avec armature fixe et rotor cylindrique, pour installation entièrement à l'extérieur de façon à correspondre à l'usine et à la turbine à gaz, l'excitation est de type sans charbon, à courant alternatif à aimant permanent, installée en porte-à-faux au bout de l'arbre du générateur.

Pour le refroidissement du générateur et de l'excitation, l'air extérieur est introduit dans la machine par la conduite d'entrée d'air à travers le séparateur à air en passant par le silencieux et le filtre à air d'entrée, et il s'échappe par ceux de la sortie.

Les silencieux sont fournis pour réduire les bruits de la machine dus à l'air du système de refroidissement, dans le circuit d'entrée autant que dans le circuit d'échappement.

III.9.2 Spécification du Générateur

Normes : ANSI-C50-14

Altitude : 746 m

Classe d'isolation :

Statorclasse F

Rotorclasse F

Température air ambiant a la conception 40°C

Valeurs nominales :

Puissances nominales :.....7775 kVA /6220 kW

Facteur de puissance :.....0,8

Nombre de phases :..... 3

Tension nominale :.....5500 V

Courant nominal :.....816 A

Nombre de pôles :..... 2

Fréquence nominale :.....50Hz

Vitesse nominale :..... 3000 tr/min

Excitation :.....70kW/250V

III.9.3 Définition du système d'excitation

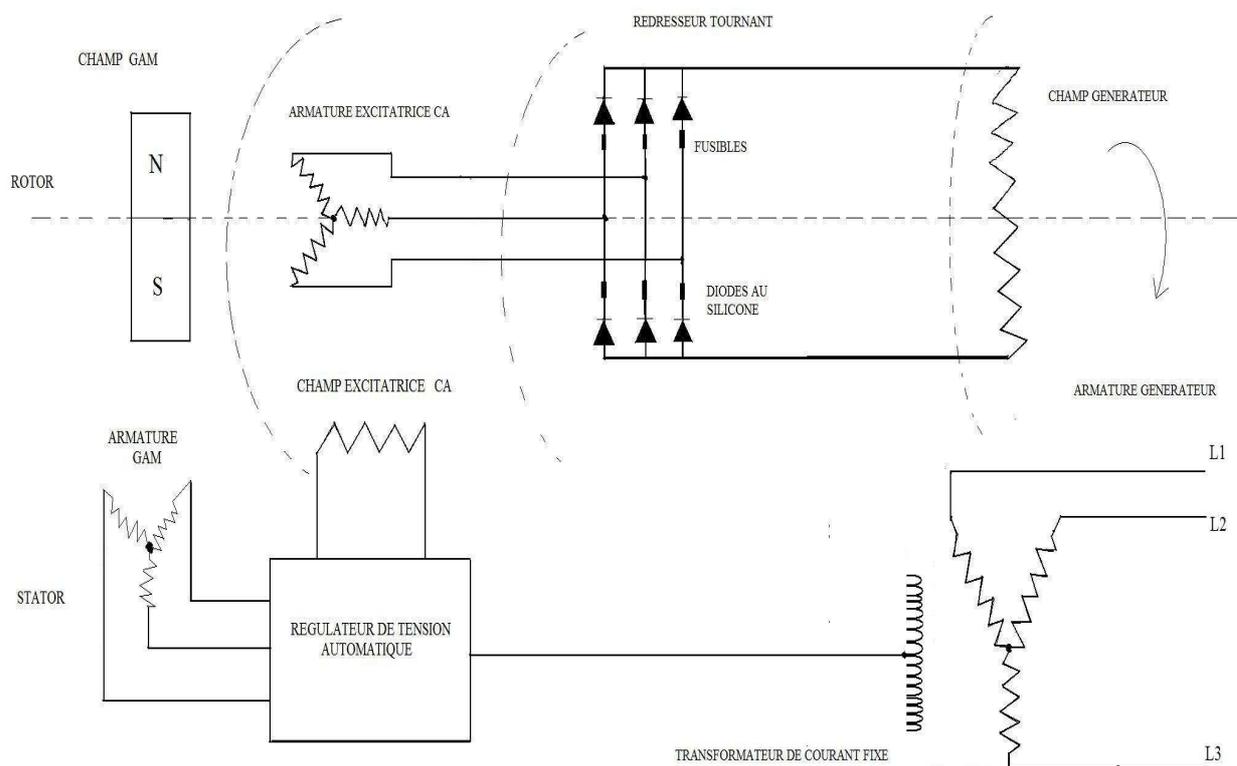


Figure III-15 : schéma de fonctionnement du système d'excitation. [1]

Le courant d'excitation de l'alternateur est obtenu à partir d'un ensemble appelé système d'excitation comportant:

- La source de puissance proprement dite, fournissant la puissance d'excitation.
- Le régulateur de tension, servomécanisme ayant, dans le cas le plus simple, pour grandeur de sortie une tension commandant la puissance délivrée par la source d'excitation et, pour grandeur d'entrée, l'écart entre la tension aux bornes de la machine synchrone principale et une tension de consigne
- Eventuellement, des étages amplificateurs intermédiaires sont Intercalés entre le régulateur et la source de puissance.

III.9.3.1 Excitation primaire (GAM)

L'excitation primaire se fait via un générateur à aimant permanent (GAM) de haute fiabilité monté à l'intérieur de la couronne tournante sur l'arbre principal qui assure une variation de flux en tournant, le courant alternatif triphasé induit sur le stator (sortie du GAM) subit une transformation avant d'être conduit vers le régulateur automatique.

III.9.3.2 Principe du système d'excitation sans charbons

Le courant à la sortie du rotor de l'excitatrice CA est redressé par un pont à diodes tournant et envoyé vers le rotor du générateur à travers l'arbre.

Le redresseur de courant, l'armature d'excitation CA et le rotor du générateur principal sont montés sur le même arbre ; ce qu'élimine l'utilisation de balais commutateurs et collecteurs.

III.9.3.2.1 Avantage du système d'excitation sans charbons

✓ **Haute fiabilité en fonctionnement ;**

Ce système élimine les problèmes relatifs aux collecteurs ainsi que ceux qui sont dus à la poussière de charbon qui engendre une faible résistance d'isolation par rapport à la terre. Il élimine aussi l'utilisation d'un rhéostat de champ de shunt d'un commutateur de champ pour le générateur principal et d'un système de câblage entre l'excitatrice et le champ principal du générateur.

✓ **Sécurité :**

Il assure la sécurité et la continuité de fonctionnement en éliminant la nécessité de changer des balais sous charge, ou bien d'arrêter la machine pour effectuer ce changement. On élimine aussi les étincelles qui se produisent entre balais et collecteurs.

✓ **réduction des dépenses d'entretien :**

Ceci est possible grâce à l'absence des commutateurs et des collecteurs.

III.9.3.3 Circuit de redressement

Le circuit de redressement est à branchement biphasé sur trois phases, avec éléments à double diodes en parallèle (branchement Graetz).

Des indicateurs équipés de fusibles en série avec les diodes au silicium qui supportent un courant allant jusqu'à 600 A cc, ce qui fait qu'on peut obtenir un courant à la sortie de 1200 A cc.

III.9.3.3.1 Spécifications de détail des diodes de silicium

Valeurs max : tension inverse de crête (VERM)	1600 V.
Tension inverse de rétablissement :	2000 V.
Courant sens positif (IF) :	240 A.
Valeur de pointe courant en un cycle :	5000A.
Couple de serrage (C) ;	300 kg .cm.
Courant de fuite inverse moyen IR (AV) :	30 mA.
Chute de tension sens positif :	750 V.
T° de fonctionnement :	25 °C.

III.9.3.3.2 Fusible à action rapide avec indicateur

Courant nominal :	400 A
Courant de coupure :	1200 A ,1sec

III.9.3.4 Description générale du Régulateur de tension automatique pour excitation Sans balais

Dans le système d'excitation sans balais le générateur est excité par une dynamo et un redresseur rotatif. Le réglage de l'excitation de la dynamo, qui commande le champ du générateur, est obtenu en appliquant la tension de sortie

directement couplée avec l'axe de la dynamo excitatrice à courant alternatif par l'intermédiaire des amplificateurs à thyristors. Lorsque le régulateur de tension automatique est ouvert l'ampli AVR ne fournit pas sa tension de sortie aux amplificateurs à thyristors. Dans ce cas, la tension à la sortie du générateur est prise en charge par l'ajusteur de tension manuel (70 E),

autrement dit, une tension d'entrée déterminée est appliquée à l'ampli à thyristors par le

biais de l'ajusteur de tension manuel, et cela se traduit par l'établissement de la tension d'excitatrice et de la sortie. Quand le commutateur MI est fermé, la tension d'erreur de l'amplificateur à thyristor s'ajoute au volume d'excitation requis par la bonne marche du générateur. La tension triphasée du générateur est ensuite appliquée au régulateur de tension automatique par l'intermédiaire des transformateurs de potentiel et l'ajusteur de tension (90R). Puis cette dernière tension est convertie en tension de continu appropriée par le redresseur à pont triphasé à la tension de référencé par l'amplificateur à un étage.

Cette tension d'erreur est par la suite amplifiée par les amplis à deux et à trois étages, et réunie à la tension de l'ajusteur de tension manuel, elle transforme la tension de sortie de l'amplificateur à thyristors et elle maintient toujours constante la tension finale à la sortie du générateur.

La puissance fournie pour l'ampli AVR, mixeur et amplificateur à thyristors provient d'un générateur magnétique permanent (PMG) directement couplé à l'arbre de la dynamo.

Pour stabiliser le système de réglage, la tension de sortie de l'amplificateur à thyristors est envoyée à l'amplificateur.

III.9.3.4.1 Fiche technique du régulateur de tension

Modèle : régulateur de tension automatique avec système de thyristors.

Régulation : assurée avec précision de plus ou moins 1%.

Tension d'entrée : 125 V en courant alternatif 350/420 Hz.

Tension de sortie : 130 V en courant continu.

Intensité de sortie : 20 A en courant continu

III.9.3.4.2 Schéma de fonctionnement du régulateur de tension

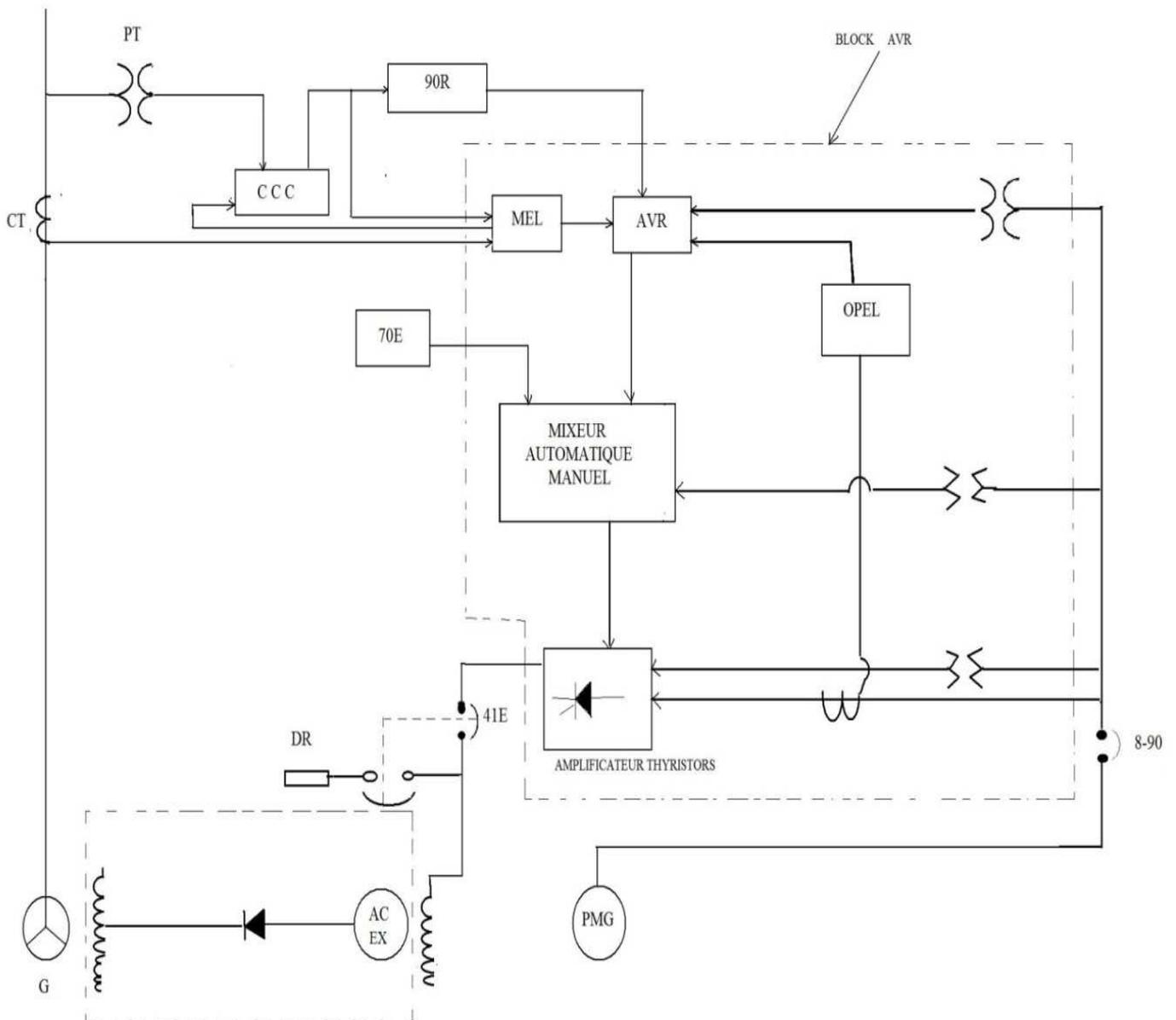


Figure III-16 : schéma de fonctionnement du régulateur de tension. [Réf 1]

III.9.3.5 Spécifications de l'excitation sans charbons

Normes :..... IEC 34

Classe d'isolation :

Armature (rotor)..... Classe F

Champ (stator)classe F

Valeurs nominales

Puissance nominales : 78 kVA

Facteur de puissance : 0,9

Nombre de phases : 3

Nombre de pôles : 8

Tension nominale :	<i>200 V</i>
Courant nominal :	<i>225 A</i>
Fréquence nominale :	<i>200 Hz</i>
vitesse nominale :	<i>3000 tr/min</i>
Excitation :	<i>110 V</i>

III.9.3.6 Spécification du générateur à aimant permanent

Normes	<i>IEC 34</i>
Classe d'isolation	<i>classe B</i>

Valeurs nominales :

Puissance nominales	<i>2, 5 kVA</i>
Tension nominal	<i>100 V</i>
Courant nominal	<i>14,4 A</i>
Facteur de puissance	<i>0.95</i>
Nombre de phases	<i>3</i>
Fréquence nominale	<i>350 Hz</i>
Vitesse nominale	<i>3000 tr/ min</i>
Nombre de pôles	<i>14</i>

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons eu à faire à l'étude du fonctionnement de l'alternateur de grande puissance de manière générale et nous avons cité l'exemple Du générateur du K403 en expliquant son système d'excitation et son régulateur de tension automatique.

IV. 1 Introduction

Dans le module II à Hassi R'mel, le turbogénérateur K403 est couplé avec le réseau de SONALGAZ au niveau de la sous station 20 via un disjoncteur à minimum d'huile (après avoir transformer la tension de 30 kV à 5.5 kV).

Le signal d'ouverture et de fermeture est généré par les relais électromécaniques ; les protections sont schématisées sur la (**Figure IV.2**).

Chaque relais est associé à une protection électrique. Pour illustrer le principe de fonctionnement de ces derniers, nous allons voir un relais électromécanique (relais thermique) (**Figure IV.1**).

IV. 2 Présentation d'un relais électromécanique [1]

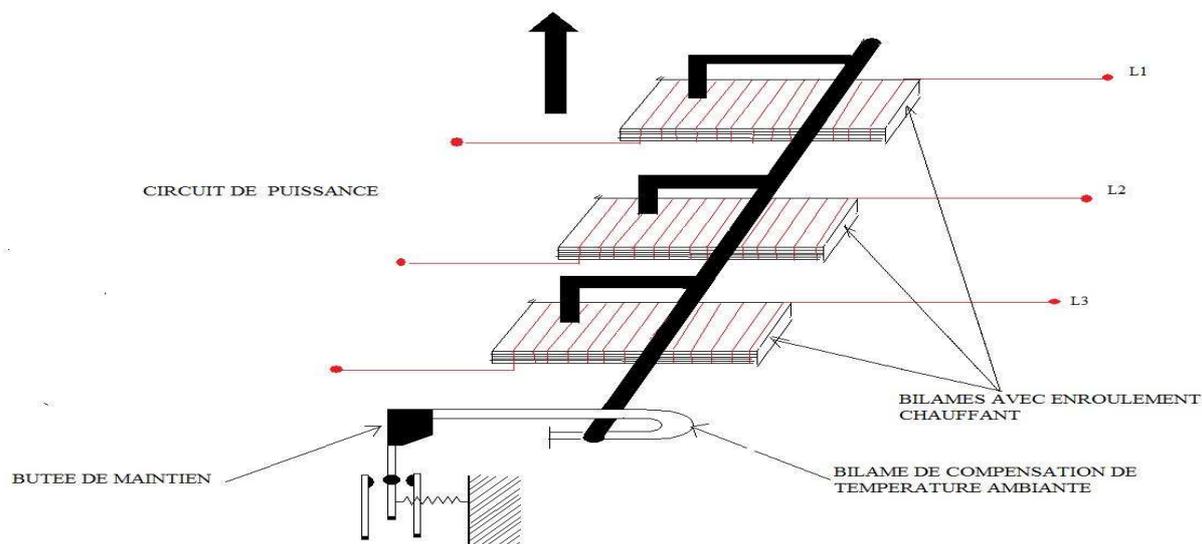


Figure IV. 1 Exemple de relais électromécanique (Relais thermique).

IV.2.1 Définition

C'est un système déclencheur utilisable en alternatif et en continu, qui fonctionne sous l'effet thermique du courant qui le parcourt et assure la protection contre les surcharges faibles et prolongées, les relais thermiques sont généralement :

- triphasés, diphasés et monophasés.
- compensés : insensibles aux variations de températures.
- différentiel : capable de déceler un déséquilibre ou une coupure de phase.

IV.2.2 Principe de fonctionnement

Le relais comprend trois bilames constituées chacune de deux métaux dont le coefficient de dilatation est très différent (invar et ferronickel) sur lesquelles est bobiné un enroulement chauffant, raccordé en série avec chaque phase du circuit à protéger **Figure IV.1**

Lors d'un défaut, l'intensité absorbée par le récepteur augmente, les bilames se déforment et actionnent le dispositif de déclenchement.

Le réarmement du dispositif ne peut s'effectuer que lorsque les bilames sont suffisamment refroidis.

La distance que doit parcourir le dispositif de déclenchement pour échapper à la butée de maintien est fonction de l'intensité de réglage affichée sur le relais et de la température ambiante du local dans lequel est placé ce dernier ; d'où la nécessité de correction par la bilame de compensation.

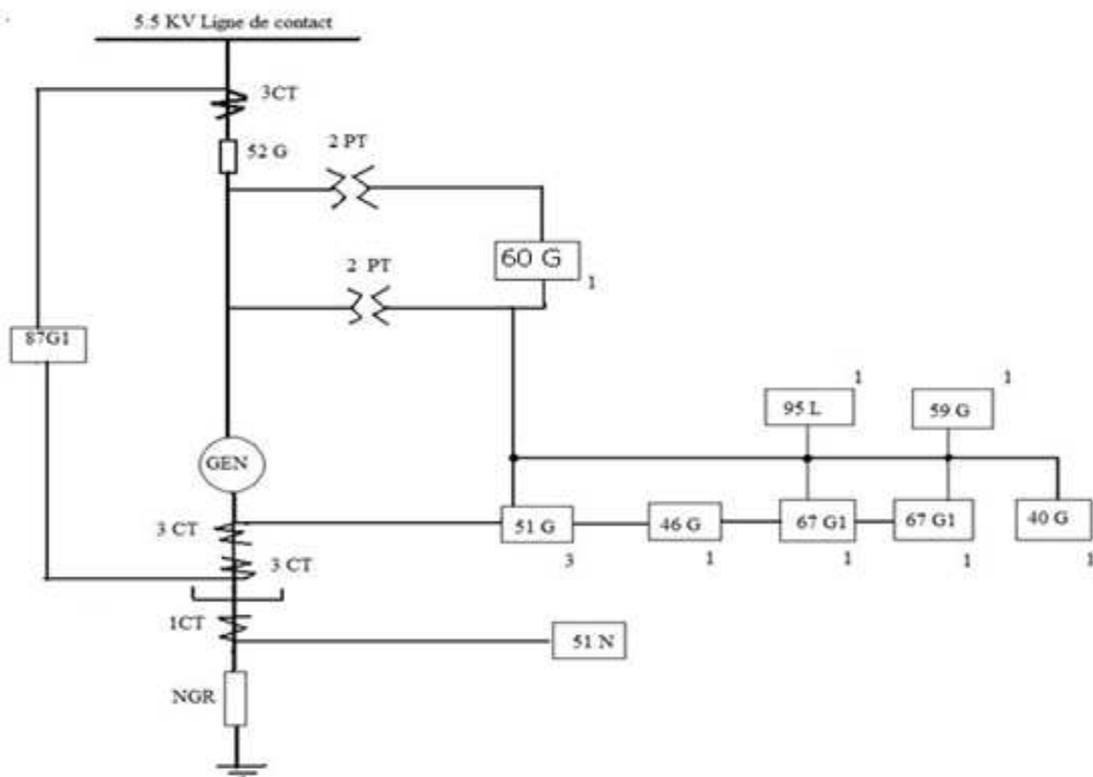


Figure IV.2 : Schéma unifilaire typique de protection [1]

Les relais de protection de base sont les suivants :

(87G) relais différentiel de rapport du générateur ;

(51N) relais de surintensité à la terre du générateur ;

(40G) relais de pertes d'excitation du générateur ;

- (67G1) relais contre le fonctionnement moteur du générateur ;
- (46G) relais de maximum de courant inverse ;
- (51V) relais de maximum de courant de phase à retenu de tension ;
- (59G) relais de surtension du générateur ;
- (60G) relais d'équilibrage de tension ;
- (95L) relais de basses fréquences ;

IV. 3 Présentation du relais de protection numérique SEPAM série 80

La gamme de relais de protection SEPAM série 80 est destinée à l'exploitation des machines et des réseaux de distribution électrique, des installations industrielles et des sous stations des distributeurs d'énergie pour tous les niveaux de tension. Il offre des solutions intelligentes pour des applications personnalisées.

IV.3.1 Caractéristiques principales

- Protection des réseaux en boucle fermée ou avec arrivées en parallèle par protection et sélectivité logique directionnelles ;
- Protection contre les défauts à la terre par la protection directionnelle adaptée à tous les systèmes de mise à la terre du neutre impédant, isolé ou compensé;
- Protection complète des transformateurs et groupes-blocs;
- Protection complète des moteurs et des générateurs;
 - contre les défauts internes :
 - ✓ protection différentielle machine, sensible et stable, avec retenue au démarrage.

- ✓ perte d'excitation... etc.
- contre les défauts liés au réseau : perte de synchronisme, contrôle de la vitesse, mise sous tension accidentelle... etc.
- Contrôle du synchronisme entre deux réseaux à coupler ;
- Mesure du taux de distorsion harmonique sur le courant et la tension, pour évaluer la qualité de l'énergie du réseau ;
- 42 entrées / 23 sorties pour assurer la commande intégrale de l'équipement ;
- Interface homme-machine synoptique pour la commande locale de l'appareillage ;
- Logiciel SFT2841 de paramétrage et d'exploitation, outil simple et complet indispensable à chaque utilisateur de SEPAM série 80 :
 - ✓ préparation assistée des paramètres et des réglages
 - ✓ information complète lors de la mise en service
 - ✓ gestion et diagnostic à distance de l'équipement en exploitation
- Editeur d'équations logiques intégré au logiciel SFT2841, pour adapter les fonctions de commande prédéfinies ;
- Logiciel SFT2885 (Logipam) de programmation en option, pour programmer des Fonctions de commande et de surveillance spécifiques ;
- Cartouche mémoire amovible pour remise en service rapide après remplacement d'une unité de base défectueuse ;
- Pile de sauvegarde pour conservation des données historiques et des enregistrements d'Oscilloperturbographie.

IV.3.2 Entrées capteurs [4]

SEPAM série 80 dispose d'entrées analogiques à raccorder aux capteurs de mesure nécessaires à son application :

Les entrées analogiques principales, disponibles sur tous les types de SEPAM série 80 sont les suivantes :

- 3 entrées courant de phase I_1, I_2, I_3
- 1 entrée courant résiduel I_0
- 3 entrées tension de phase V_1, V_2, V_3
- 1 entrée tension résiduelle V_0

Les entrées analogiques supplémentaires, qui dépendent du type de SEPAM :

- 3 entrées courant de phase supplémentaires I'_1, I'_2, I'_3
- 1 entrée courant résiduel supplémentaire I'_0
- 3 entrées tension de phase supplémentaires V'_1, V'_2, V'_3
- 1 entrée tension résiduelle supplémentaire V'_0

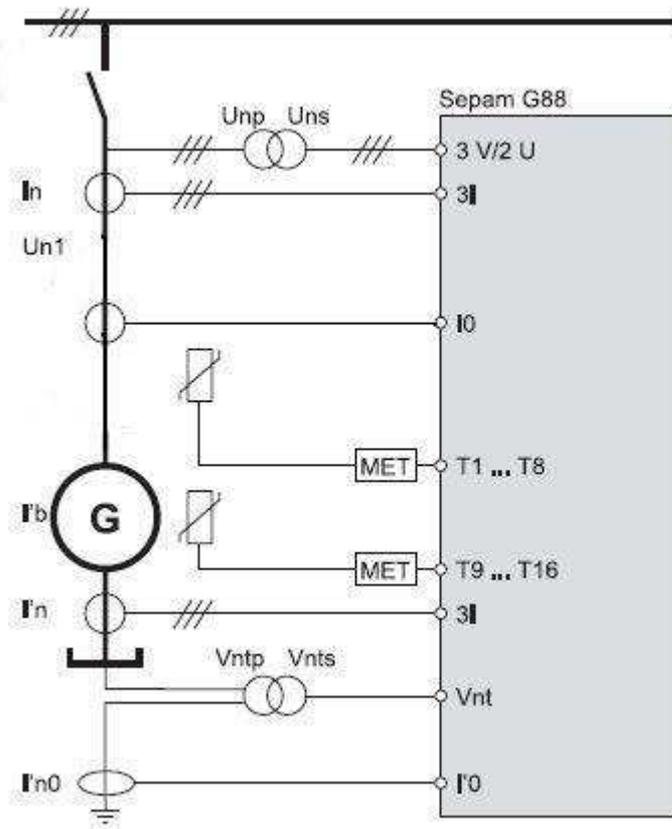


Figure IV.3 Schéma unifilaire explicitant les entrées capteurs du SEPAM. [4]

IV.3.3 Fonctions de mesure [4]

SEPAM mesure les grandeurs physiques suivantes :

- courants de phase (3I)
- courant résiduel (I_0)
- tensions de phase (3V)
- tension résiduelle (V_0).

Chaque signal physique est mesuré et traité par SEPAM pour disposer de toutes les grandeurs nécessaires aux fonctions de mesure, de diagnostic et de protection, avec :

RMS = valeur RMS valeur efficace du courant jusqu'à l'harmonique 13

RMS : Root means Square

H₁ = composante fondamentale 50 Hz ou 60 Hz

ΣH_1 = somme vectorielle des composantes fondamentales des trois phases

H₃ = composante de l'harmonique 3

ΣH_3 = somme vectorielle des composantes de l'harmonique 3 des trois phases.

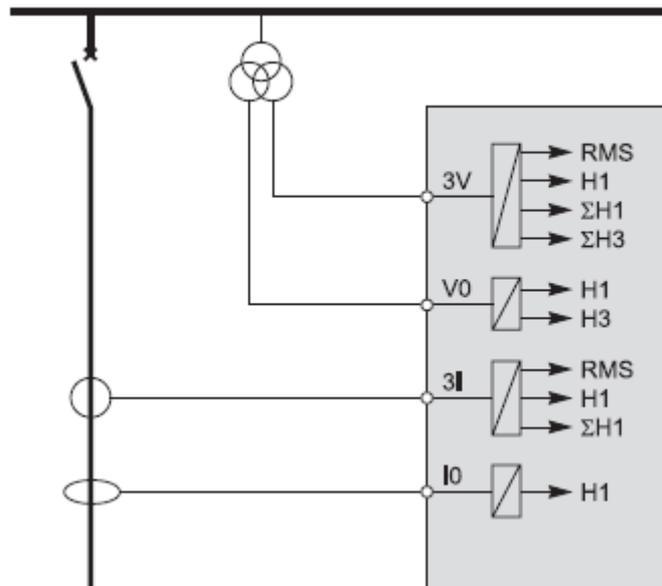


Figure IV.4 Grandeurs mesurées par le SEPAM [4]

IV.3.3.1 Courant de phase

Cette fonction fournit la valeur efficace des courants de phases :

I_1 : courant de la phase 1, voies principales,

I_2 : courant de la phase 2, voies principales,

I_3 : courant de la phase 3, voies principales,

I'_1 : courant de la phase 1, voies supplémentaires,

I'_2 : courant de la phase 2, voies supplémentaires,

I'_3 : courant de la phase 3, voies supplémentaires.

Elle est basée sur la mesure du courant **RMS** et prend en compte les harmoniques

jusqu'au rang 13. Différents types de capteurs peuvent être utilisés.

IV.3.3.2 Courant résiduel

Cette fonction fournit la valeur efficace du courant résiduel. Elle est basée sur la mesure du fondamental. En fonction du type de SEPAM et des capteurs raccordés, quatre valeurs de courant résiduel sont disponibles :

- 2 courants résiduels ΣI_0 et $\Sigma I'_0$ calculés à partir de la somme vectorielle des 3 courants de phases.
- 2 courants résiduels I_0 et I'_0 mesurés comme suit.

Différents types de capteurs peuvent être utilisés pour mesurer le courant résiduel :

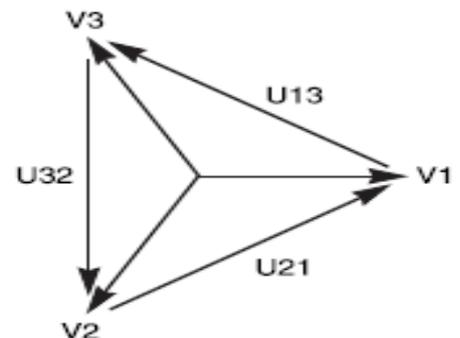
- Tore homopolaire spécifique CSH120 ou CSH200
- Transformateur de courant classique 1 A ou 5 A avec tore adaptateur CSH30

IV.3.3.3 Tension composée

Cette fonction fournit la valeur efficace de la composante fondamentale

$$\vec{U}_{21} = \vec{V}_1 - \vec{V}_2, \text{ Tension entre les phases 2 et 1}$$

$$\vec{U}_{32} = \vec{V}_2 - \vec{V}_3, \text{ Tension entre les phases 3 et 2}$$



$$\vec{U}_{13} = \vec{V}_3 - \vec{V}_1, \text{ Tension entre les phases 1 et 3}$$

IV.3.3.4 Tension résiduelle

$$\vec{V}_0 = \vec{V}_1 + \vec{V}_2 + \vec{V}_3$$

IV.3.3.5 Tension du point neutre

$$\overline{V}_{nt} = \frac{(\overline{V}_1 + \overline{V}_2 + \overline{V}_3)}{3}$$

IV.3.3.6 Tension directe

Soit à partir des trois tensions simples : $\overline{V}_d = \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a\overline{V}_2 + a^2\overline{V}_3)$

Soit à partir des deux tensions composées : $\overline{V}_d = \frac{1}{3}(\overline{U}_{21} - a^2\overline{U}_{32})$

IV.3.3.7 Tension inverse

Soit à partir des trois tensions simples $\overline{V}_i = \frac{1}{3}(\overline{V}_1 + a^2\overline{V}_2 + a\overline{V}_3)$

Soit à partir des deux tensions composées $\overline{V}_i = \frac{1}{3}(\overline{U}_{21} - a\overline{U}_{32})$

Le sens de rotation des phases est : 1-2-3 et $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

IV.3.3.8 Puissances active, réactive et apparente

Les puissances sont calculées à partir des courants de phases I_1 , I_2 et I_3 :

Puissance active $P = 3.V.I. \cos \varphi$

Puissance réactive $Q = 3.V.I. \sin \varphi$

Puissance apparente $S = 3.V.I$

En fonction des capteurs raccordés, le calcul des puissances est basé sur la méthode des deux ou trois wattmètres.

La méthode des deux wattmètres est précise en l'absence de courant résiduel, et elle n'est pas applicable si le neutre est distribué.

- Par la méthode des 3 wattmètres :

$$\vec{P} = \vec{V}_1 \vec{I}_1 \cos(\vec{V}_1, \vec{I}_1) + \vec{V}_2 \vec{I}_2 \cos(\vec{V}_2, \vec{I}_2) + \vec{V}_3 \vec{I}_3 \cos(\vec{V}_3, \vec{I}_3)$$

$$\vec{Q} = \vec{V}_1 \vec{I}_1 \sin(\vec{V}_1, \vec{I}_1) + \vec{V}_2 \vec{I}_2 \sin(\vec{V}_2, \vec{I}_2) + \vec{V}_3 \vec{I}_3 \sin(\vec{V}_3, \vec{I}_3)$$

- Par la méthode des deux wattmètres :

$$\vec{P} = \vec{U}_{13} \vec{I}_1 \cos(\vec{U}_{13}, \vec{I}_1) + \vec{U}_{32} \vec{I}_3 \cos(\vec{U}_{32}, \vec{I}_3)$$

$$\vec{Q} = \vec{U}_{13} \vec{I}_1 \sin(\vec{U}_{13}, \vec{I}_1) - (\vec{U}_{32} \vec{I}_3 \sin(\vec{U}_{32}, \vec{I}_3)) \sqrt{3}$$

- $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$

IV.3.3.9 Fréquence

La mesure de la fréquence f est effectuée à partir de U_{21} ou V_1 si une seule tension est câblée sur le SEPAM, à partir de la tension directe dans les autres cas.

La fréquence f n'est pas mesurée si la tension U_{21} (ou V_1) ou la tension directe V_d est inférieure à 40 % de la tension nominale

IV.3.3.10 Facteur de puissance ($\cos \varphi$)

Le facteur de puissance est défini par :

$$\cos \varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}}$$

Il exprime le déphasage entre les courants de phases et les tensions simples. Les signes « + » et « - » ainsi que les indications **IND** (inductif) et **CAP** (capacitif) indiquent le sens d'écoulement de l'énergie ainsi que la nature des charges.

IV.3.3.11 Vitesse de rotation

Cette fonction fournit la vitesse de rotation du rotor d'un moteur ou d'un générateur.

Elle est calculée par la mesure de l'intervalle de temps entre deux impulsions générées par un détecteur de proximité au passage d'une came entraînée par la rotation de l'arbre moteur ou générateur.

IV.3.4 Les différentes protections associées au turbogénérateur K403

Pour assurer le bon fonctionnement du turbogénérateur le système de protection doit être capable de protéger contre :

1. Surveillance de la température
2. Surveillance de la vitesse
3. Protection contre les courts-circuits électriques dans le réseau (maximum de courant de phase, à retenue de tension)
4. Protection contre la perte de l'excitation
5. Protection contre les déséquilibres (maximum de composante inverse)
6. Protection contre les défauts internes courts circuits entre phases
7. Protection contre les défauts à la terre (maximum de courant à la terre)

8. Protection contre le fonctionnement moteur du générateur maximum de puissance active directionnelle)
9. Surveillance de la tension (maximum de tension)
10. Surveillance des TP et TC
11. Surveillance de la fréquence

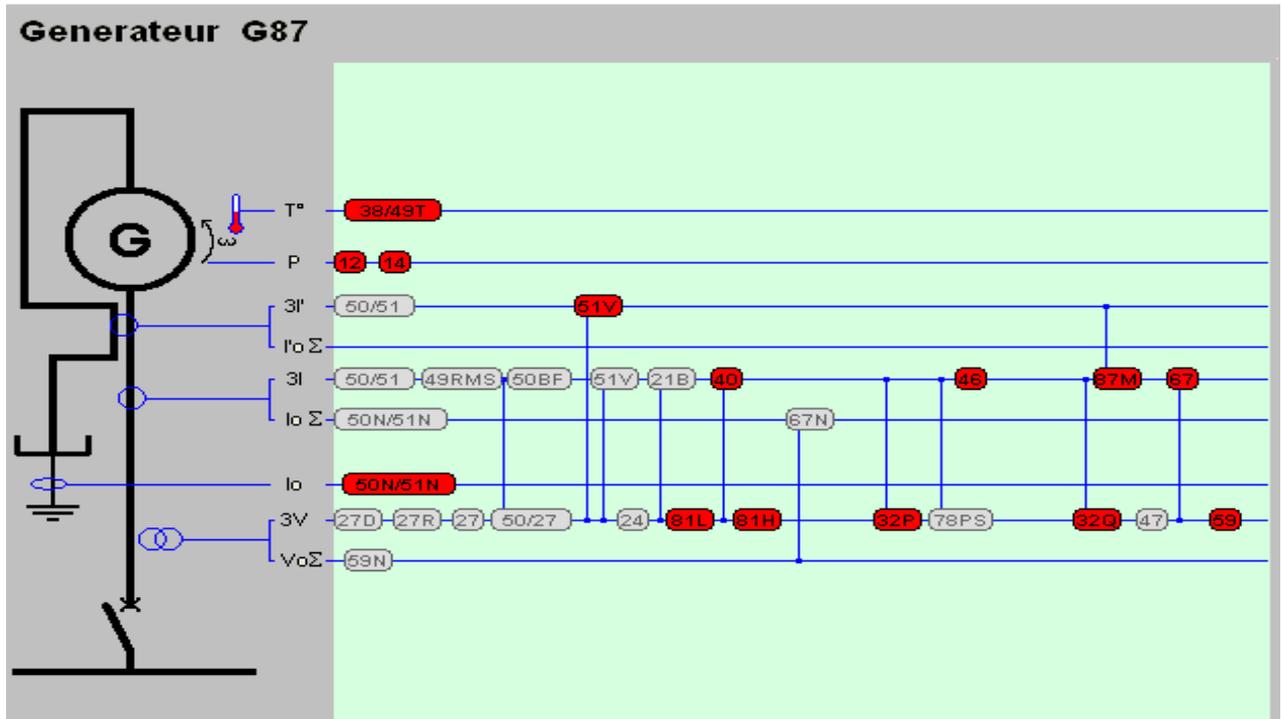


Figure IV.5 : Schéma de l'installation électrique (protections associées au K403).

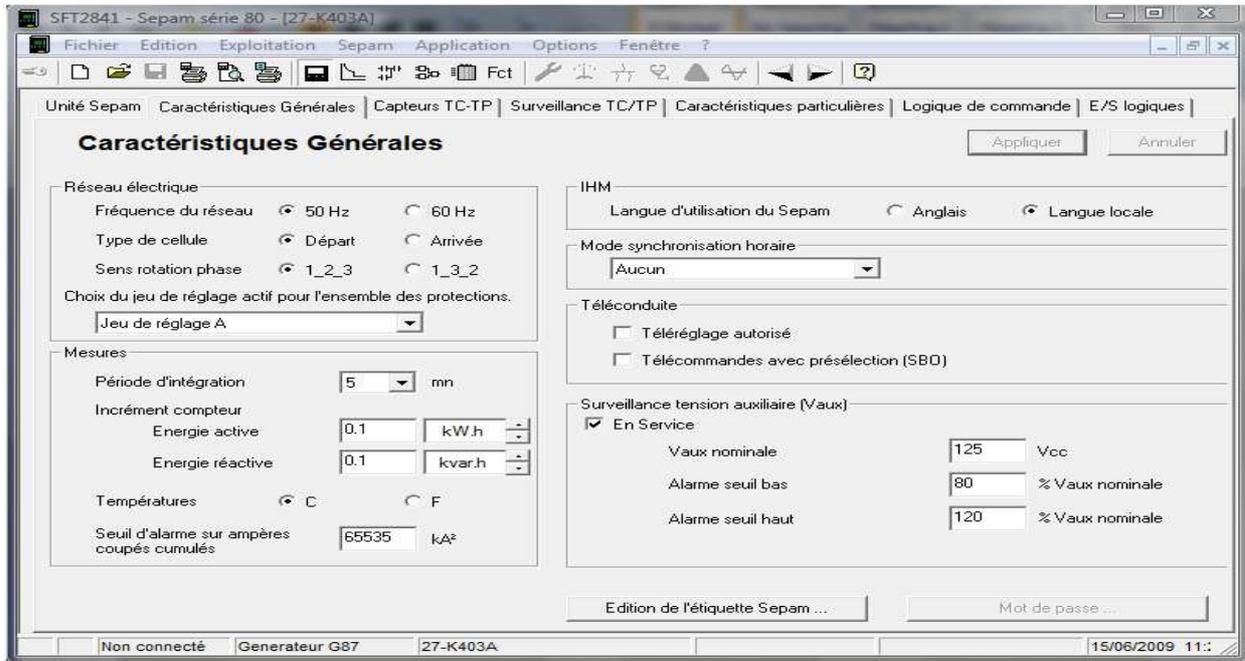


Figure IV.6 La configuration SEPAM des paramètres généraux de la protection avec le logiciel SFT 2841.

IV.3.4.1 Surveillance température (38 /49T)

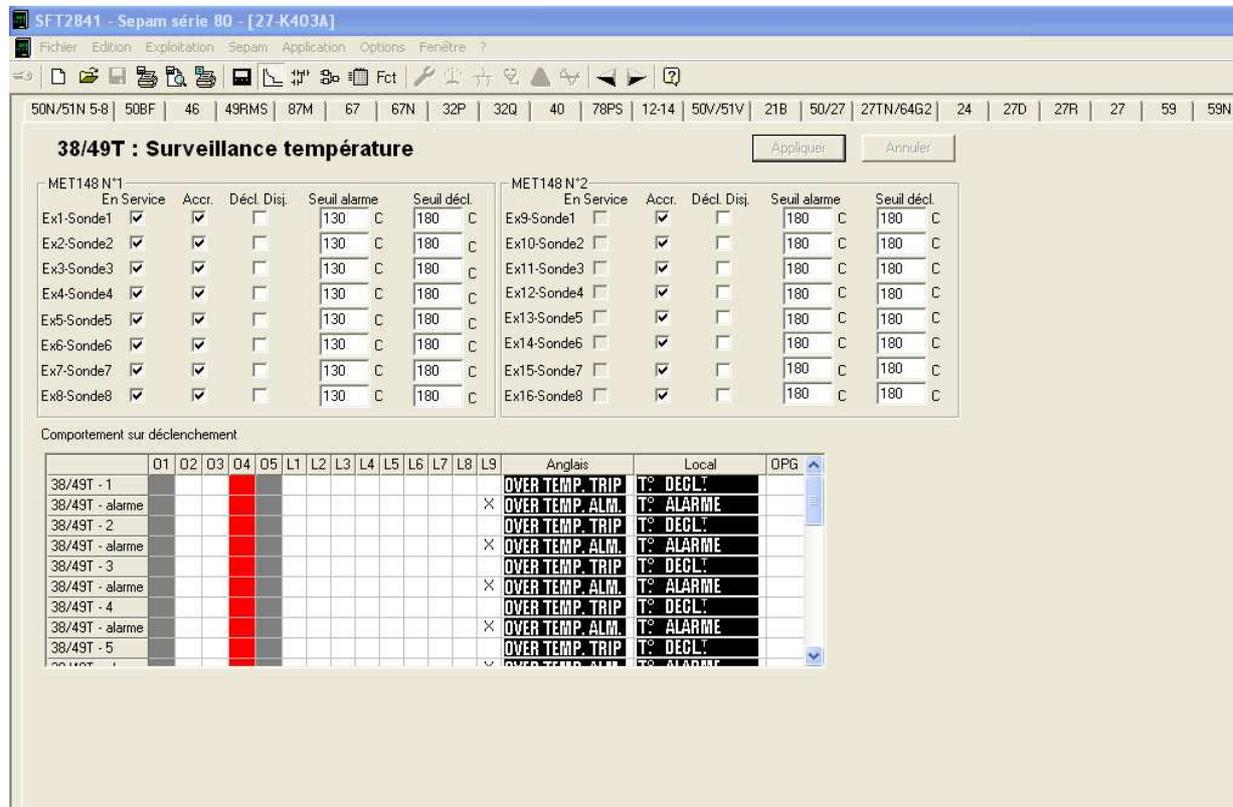
a) Description de la protection

La Protection détecte les échauffements anormaux par mesure de la température au sein des installations équipées de sondes, cette protection est conçue pour protéger les enroulements du stator et les paliers.

Cette protection est associée à un détecteur de température de type thermo-sonde.

- La protection est excitée si la température surveillée est supérieure à une valeur de seuil $T_s = 130^\circ\text{C}$

b) Configuration de la protection Surveillance température (38 /49T) dans le SEPAM



IV.3.4.2 Surveillance de la vitesse

IV.3.4.2.1 Maximum de vitesse 12

a) Description de la protection

Elle est basée sur la détection des survitesses du générateur, qui caractérise les emballements des générateurs synchrones dus à la perte de synchronisme.

Les paramètres d'acquisition de la vitesse sont à régler dans l'onglet "caractéristique particulière" du logiciel SFT2841. L'entrée logique **I104** doit être configurée avec la fonction "Mesure vitesse rotor" pour permettre l'utilisation de cette fonction.

La protection est excitée si la vitesse mesurée dépasse le seuil de vitesse.

- Vitesse de seuil : $V_s = 102\%$, $V_n = 3000 \text{ tr/min}$
 $V_s = 1.02 \times 3000 = 3060 \text{ tr/min}$ **$V_s = 3060 \text{ tr/min}$**

- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant) **T= 1 seconde**

IV.3.4.2.2 Minimum de vitesse (14)

a) Description de la protection

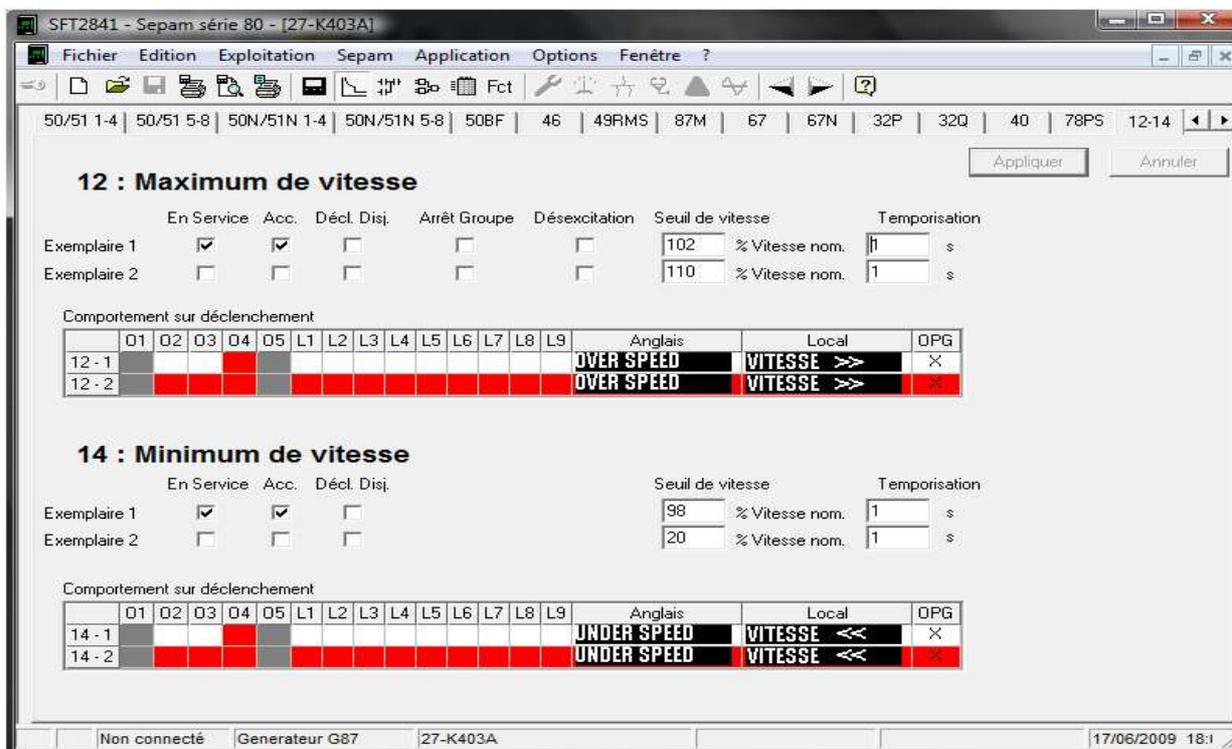
Cette protection assure la détection des sous-vitesses du générateur après démarrage, pour le contrôle du procès par exemple et elle nous renseigne sur le blocage du rotor par la détection de la vitesse nulle.

La protection est excitée si la vitesse mesurée est inférieure à un seuil préalablement définit

- Vitesse de seuil : $V_s = 98 \% V_n$, $V_n = 3000 \text{ tr/min}$
 $V_s = 0.98 \times 3000 = 2940 \text{ tr/min}$ **$V_s = 2940 \text{ tr/min}$**

- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant) **T= 1 seconde**

b) Configuration de la protection maximum (14) vitesse et minimum vitesse (12) dans le SEPAM



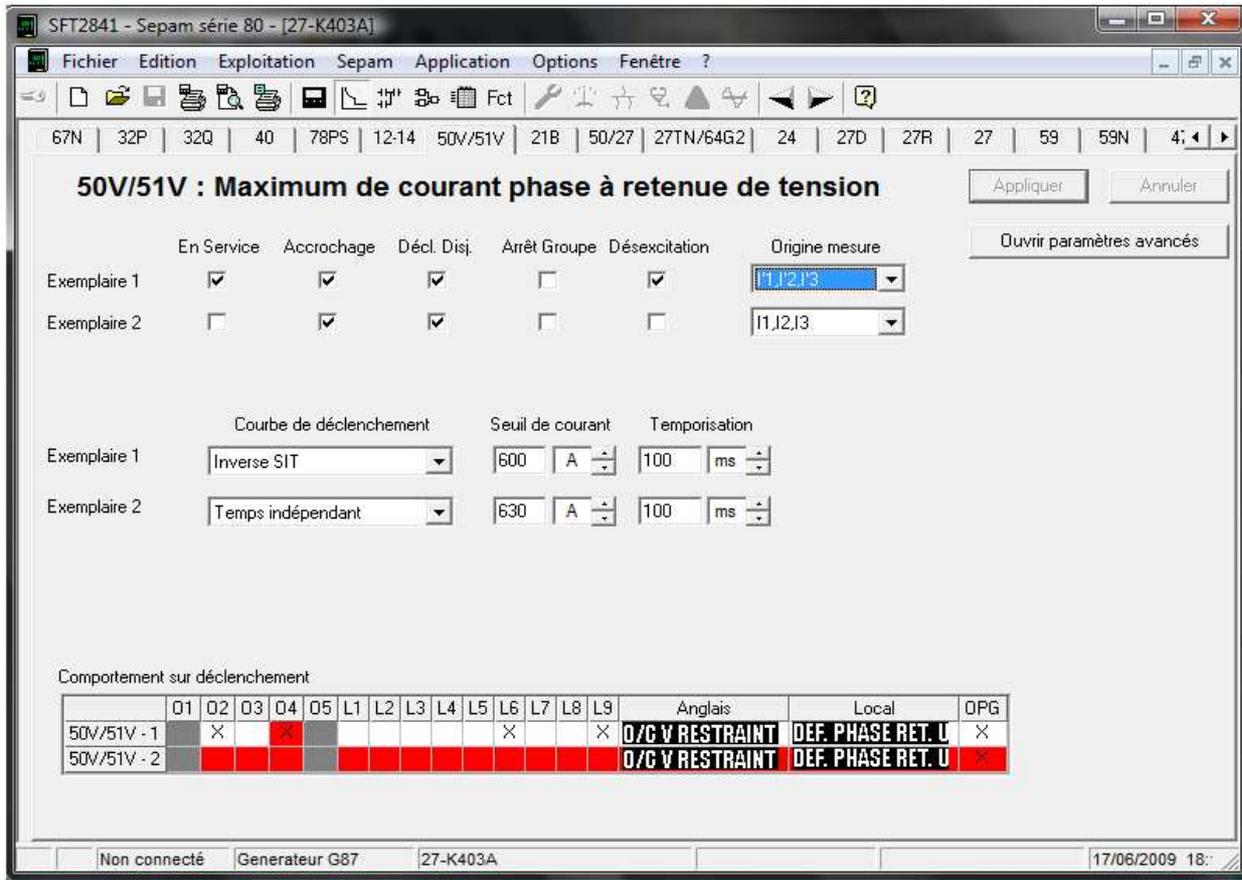
IV.3.4.3 Maximum de courant de phase, à retenue de tension (51V)

a) Description de la protection

C'est une protection installée pour protéger contre les courants de courts circuits provenant du réseau qui est relié au turbogénérateur K 403.

La valeur du courant de court-circuit étant décroissante dans le temps, elle est de l'ordre du courant nominal (sinon plus faible) en régime permanent, une simple détection de courant peut être insuffisante. Ce type de défaut est détecté efficacement par une protection à maximum de courant à retenue de tension, l'augmentation de l'intensité du courant est caractérisée par une chute de tension.

b) Configuration de la protection maximum de courant de phase, à retenue de tension de tension 51 V dans le SEPAM



IV.3.4.4 Protection contre les pertes d'excitation

IV.3.4.4.1 Perte d'excitation (40)

a) Description de la protection

Une perte d'excitation du générateur peut présenter de sérieux dangers autant pour le générateur que pour le système raccordé à lui.

Quand une machine perd son excitation, son fonctionnement se poursuit mais en régime asynchrone et en survitesse et elle absorbe de la puissance réactive.

Le générateur continue à fournir de l'énergie à l'installation, mais celle-ci doit remplir ses exigences de magnétisation. Ceci se traduit par une quantité importante de flux réactif circulant dans la machine

Les conséquences sont un échauffement du stator car le courant réactif peut être élevé, et un échauffement du rotor car il n'est pas dimensionné pour les courants induits.

La protection est composée de deux caractéristiques circulaires de déclenchement dans le plan d'impédance (R,X). La protection 40 est activée lorsque l'impédance directe $\vec{Z}_d = \frac{\vec{V}_d}{\vec{I}_d}$ entre dans une des deux caractéristiques circulaires de déclenchement.

Caractéristiques circulaires de déclenchement

Cas d'un générateur en arrivée

	Cercle 1	Cercle 2
Centre	$C1 = -(Xa + Xb)/2$	$C2 = -(Xa + Xc)/2$
Rayon	$R1 = (Xb - Xa)/2$	$R2 = (Xc - Xa)/2$

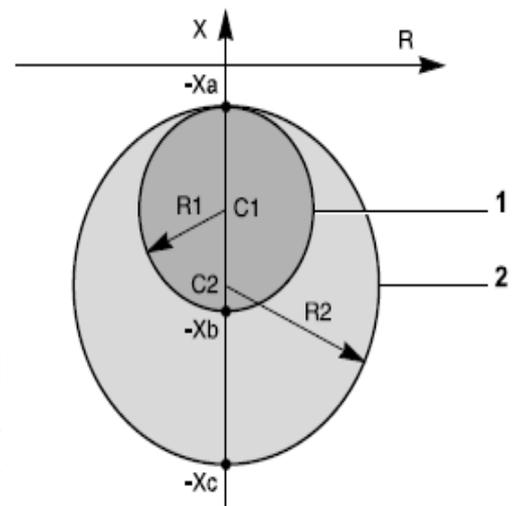


Figure VI.7 Schéma de la caractéristique circulaire de déclenchement.

Données du générateur K 403 [1]

$$S = 7.775 \text{ MVA}$$

$$U_{n1} = 5.5 \text{ kV}$$

$$X_d = 214.1 \%$$

$$X'_d = 31.4 \%$$

Afin de régler la protection, il est nécessaire de calculer l'impédance Z_n de référence

du générateur :

$$I_b = \frac{S}{3.U_{n1}} = 816 \text{ A} \quad I_b: \text{ Courant de base}$$

$$Z_n = \frac{U_{n1}}{3.I_b}$$

Typiquement le cercle 1 est réglé avec un diamètre de Z_n décalé de $-\frac{X'_d}{2}$ et le cercle 2 est réglé avec un diamètre de X_d , décalé de $-\frac{X'_d}{2}$:

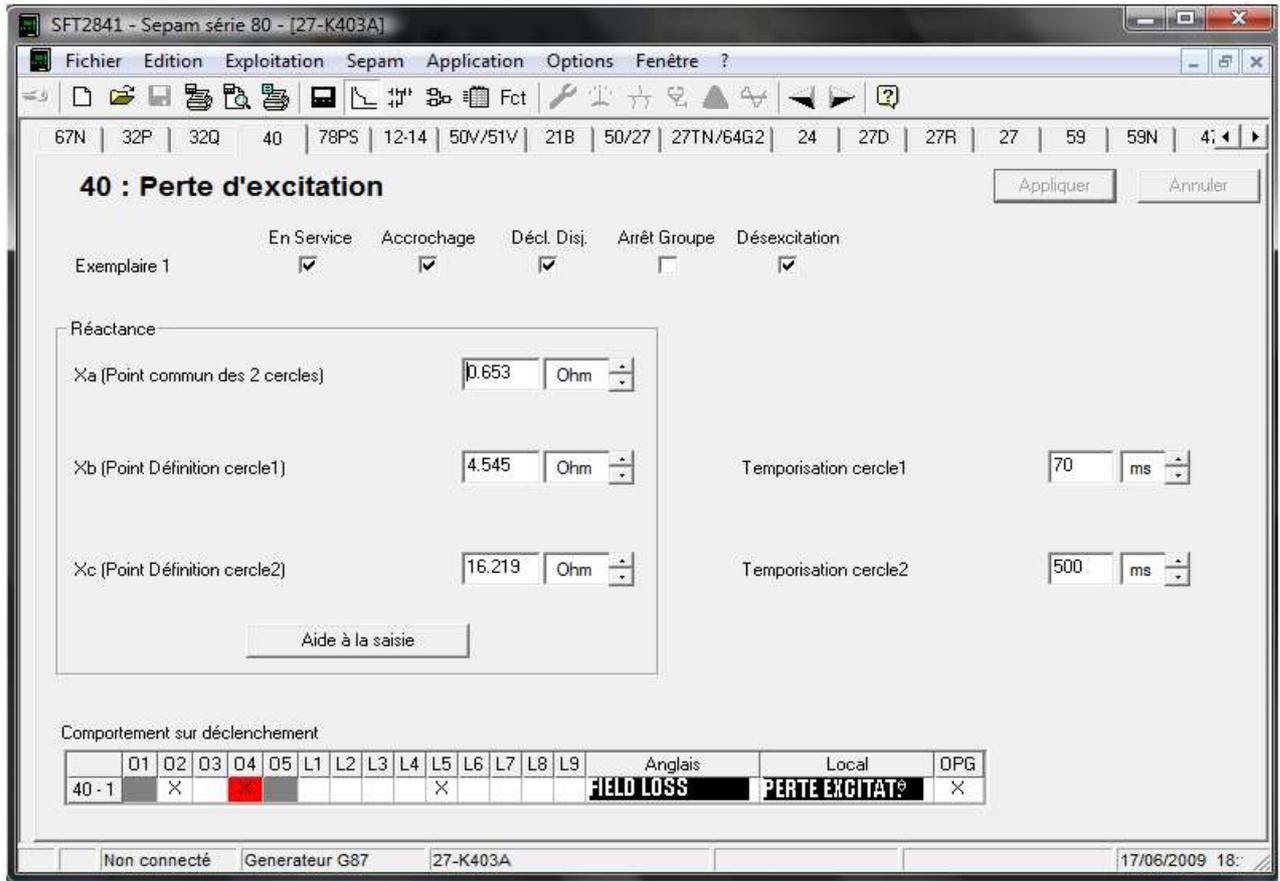
$$X_a = \frac{X'_d\%}{200} \times Z_n = 0.603 \Omega \quad X_a = 0.603 \Omega$$

$$X_b = \left(\frac{X'_d\%}{200} + 1 \right) \times Z_n = 4.494 \Omega \quad X_b = 4.494 \Omega$$

$$X_c = \left(\frac{X'_d\%}{200} + \frac{X_d}{100} \right) \times Z_n = 8.93 \Omega \quad X_c = 8.93 \Omega$$

Les défauts détectés dans le cercle 1 sont des défauts d'excitation violents devant être éliminés rapidement **T1 = 70 ms**. Le cercle 2 pouvant concerner des défauts autres que ceux de l'excitation, son temps de déclenchement est plus long **T2 = 500 ms**

b) Configuration de la protection perte d'excitation (40) dans le SEPAM



IV.3.4.4.2 Maximum de puissance réactive directionnelle (32Q)

a) Description de la protection

C'est une protection bidirectionnelle basée sur la valeur de la puissance réactive calculée, conçue pour la détection de la perte d'excitation des machines synchrones et le retour de puissance réactive pour la protection des générateurs qui deviennent consommateurs de puissance réactive en cas de perte d'excitation.

La protection est excitée si la puissance réactive transitant dans un sens ou dans l'autre (fournie ou absorbée) est supérieure à la valeur de seuil Q_s .

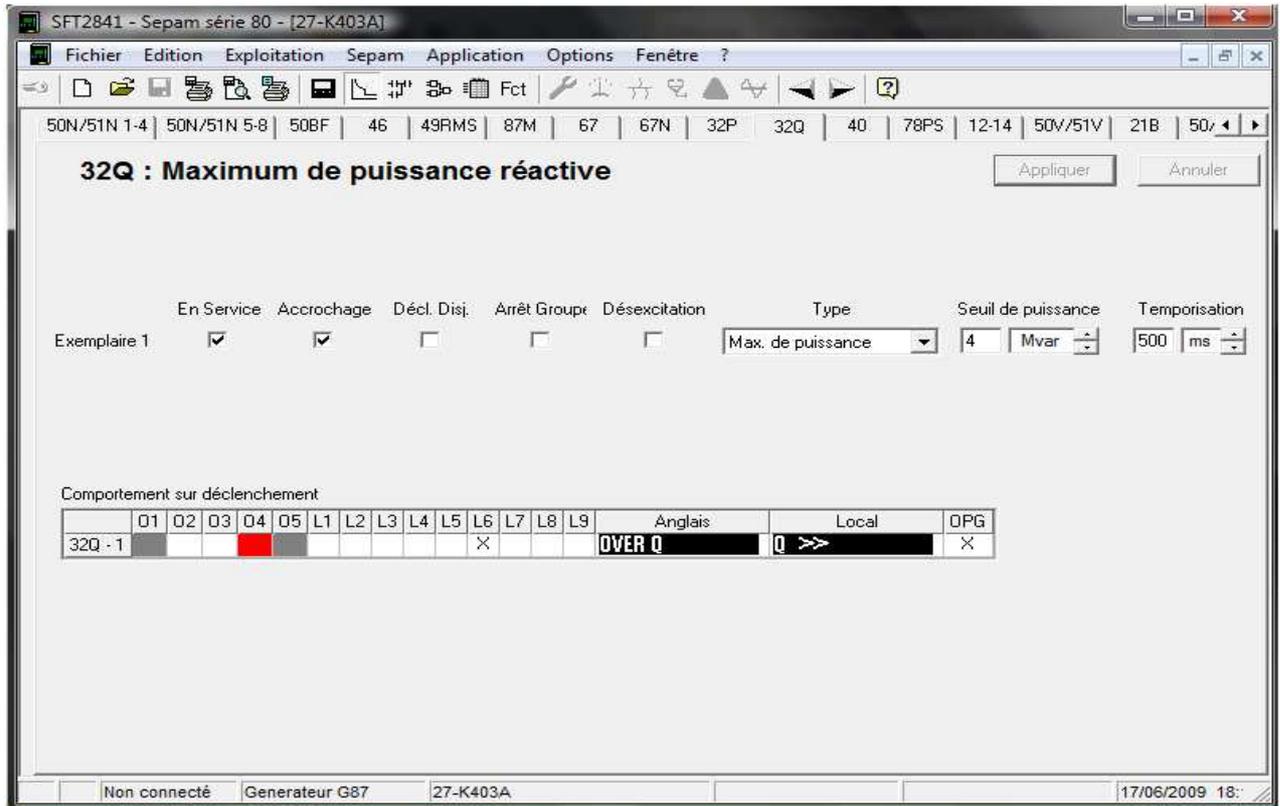
➤ Seuil de puissance réactive :

$Q_s = 4 \text{ MVA}$

- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant)

$$T = 500\text{ms}$$

b) Configuration la protection maximum de puissance réactive directionnelle (32 Q) dans le SEPAM



IV.3.4.5 Maximum de composante inverse (46)

a) Description de la protection

La présence de composantes inverses dans l'enroulement du stator du générateur provoque des dommages dans les dents du rotor et dans les enroulements.

La protection à maximum de composante inverse contre les déséquilibres des phases, détectées par la mesure du courant inverse, elle assure aussi la protection de l'équipement contre l'échauffement provoqué par une alimentation déséquilibrée, contre l'inversion ou la perte d'une phase et contre les déséquilibres des courants de phase.

La protection est excitée si la composante inverse des courants de phase est supérieure à la valeur du seuil de fonctionnement.

Le générateur peut supporter un certain courant inverse en permanence. Ce seuil du courant permanent est fourni par le fabricant du générateur

➤ Seuil de courant inverse

$$I_s = 20 \% I_b \quad , \quad I_b = 816 A$$

$$I_s = 0.2 \times 816 = 163.2 A$$

$$I_s = \mathbf{163.2 A}$$

➤ La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant). **T= 100ms**

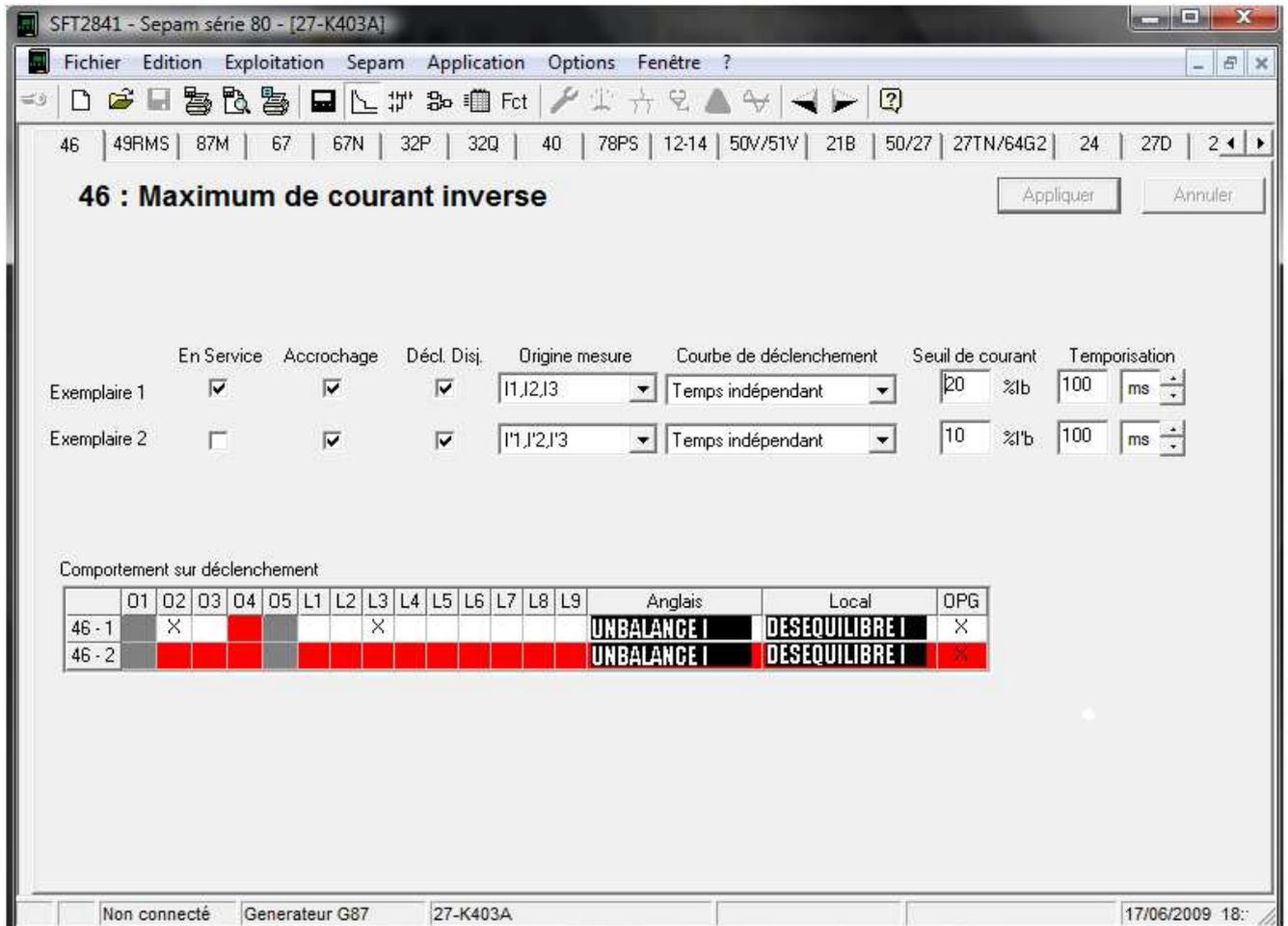
Une fois ce courant dépassé, le générateur peut supporter un courant inverse I_i pendant un temps t_d qui correspond à la règle suivante :

$$t_d = \frac{K}{\left(\frac{|\vec{I}_i|}{I_b}\right)^2}$$

Avec $K= 40$ pour un générateur à pôles saillants

b) Configuration de la protection maximum de composante inverse (46)

dans le SEPAM



IV.3.4.6 Protection contre les courants de courts circuits internes

IV.3.4.6.1 Différentielle machine (87M)

a) Description de la protection

C'est probablement le relais primaire le plus important, ce type de relais est employé pratiquement sur tous les générateurs à courant alternatif d'une puissance égale ou supérieur à 1000 kVA. Ce relais compare les intensités aux deux extrémités d'enroulements du générateur et si la différence dépasse les 10% la protection est excitée. Cette protection est basée sur la comparaison phase à phase des courants de part et d'autre des enroulements du générateur.

La protection est activée lorsque la différence de courant est supérieure au seuil défini par :

Une courbe à pourcentage

Une courbe différentielle, seuil haut.

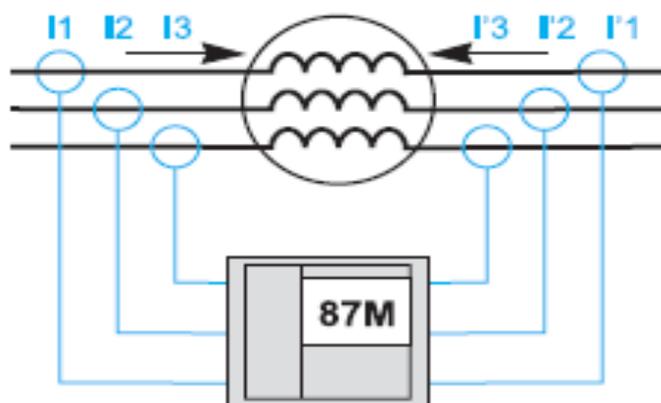


Figure IV.8 Branchement de la protection différentielle machine 87M.

❖ Différentielle à pourcentage

La caractéristique de déclenchement à pourcentage est obtenue en comparant le courant traversant au courant différentiel. Suivant la convention de mesure des courants représentée sur la (**Figure IV.8**) et respectant le câblage préconisé, les courants différentiels et les courants traversant sont calculés comme suit

Courant différentiel

$$I_{dx} = |\vec{I}_x + \vec{I}'_x| \quad \text{où } x = 1,2,3$$

Courant traversant

$$I_{tx} = \frac{|\vec{I}_x - \vec{I}'_x|}{2} \quad \text{où } x = 1,2,3$$

La caractéristique à pourcentage est composée de deux demi-courbes définies par les inégalités qui suivent :

La première demi-courbe dépendant du seuil I_s

$$I_{dx}^2 - \frac{I_{tx}^2}{32} > I_s^2 \quad \text{où } 0 \leq I_{tx} \leq \sqrt{2} I_n \text{ et } x = 1,2,3$$

La deuxième demi-courbe

$$\frac{I_{dx}^2}{8} - \frac{I_{tx}^2}{32} > (0.005 I_n)^2 \quad \text{où } I_{tx} > \sqrt{2} I_n \text{ et } x = 1,2,3$$

❖ Différentielle seuil haut

Pour éviter tout retard de la protection sur un défaut asymétrique important, une différentielle à seuil haut, non soumise aux retenues est utilisée, la caractéristique de ce seuil est la suivante :

$$I_{dx} > 5.5 I_n \text{ et } \frac{I_{dx}}{I_{tx}} > 1 \quad \text{où } x = 1,2,3$$

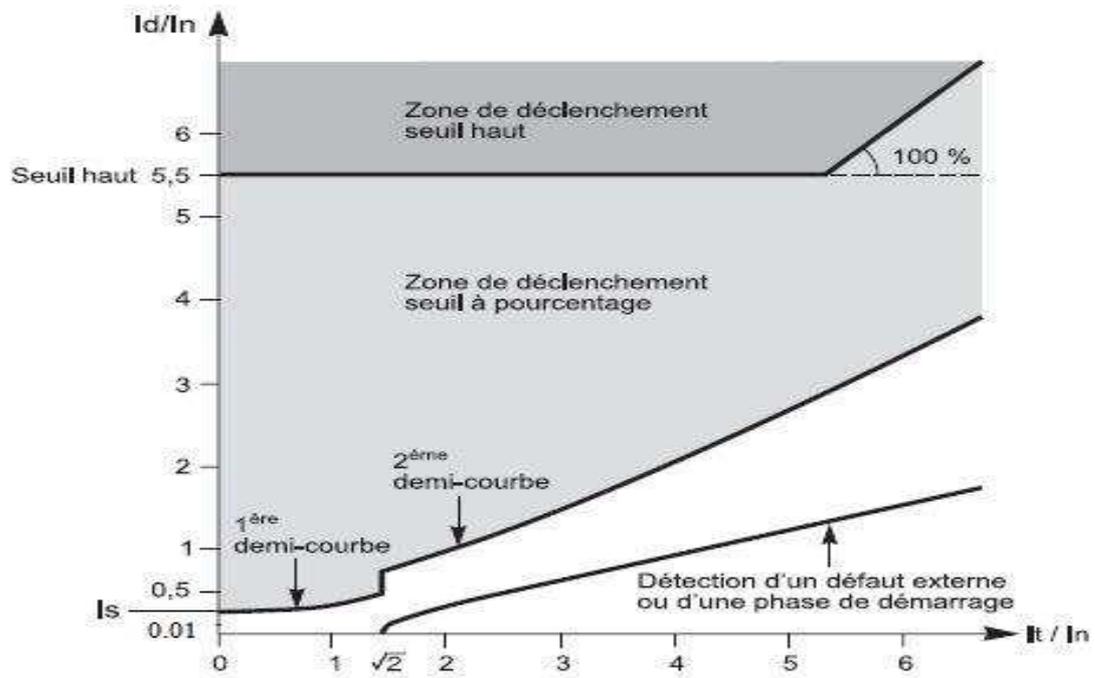
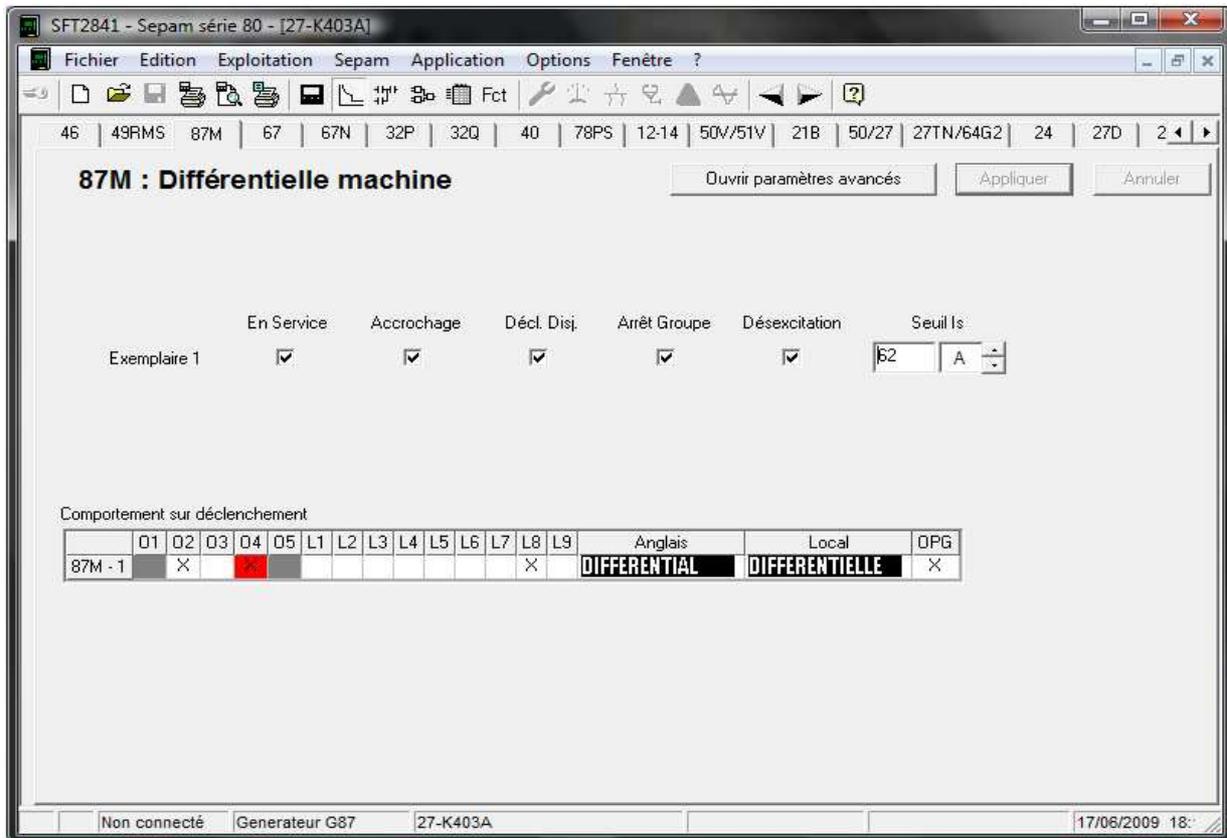


Figure IV.8 : Les courbes de déclenchement à pourcentage et à seuil haut

b) Configuration de la protection Différentielle machine (87 M) dans le SEPAM



IV.3.4.6.2 Maximum de courant de phase directionnel (67)

a) Description de la protection

La protection est composée d'une fonction à maximum de courant de phase associée à une détection de la direction, elle est excitée si la fonction maximum de courant de phase dans la direction choisie (ligne ou barre) est activée.

b) Configuration de la protection maximum de courant de phase directionnel (67) dans le SEPAM

SFT2841 - Sepam série 80 - [27-K403A]

Fichier Edition Exploitation Sepam Application Options Fenêtre ?

50N/51N 5-8 | 50BF | 46 | 49RMS | 87M | 67 | 67N | 32P | 32Q | 40 | 78PS | 12-14 | 50V/51V | 21B | 50/27 | 27TN/64G2 | 24 | 27D | 27R | 27

67 : Maximum de courant phase directionnel

Ouvrir paramètres avancés Appliquer Annuler

	En Service	Accrochage	Décl. Disj.	Arrêt Groupe	Désexcitation
Exemplaire 1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Exemplaire 2	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Jeu A (jeu actif)		Courbe de déclenchement		Seuil Is		Temporisation		Angle
Jeu A	1	Temps indépendant	1.26 kA	100 ms	45°			
	2	Temps indépendant	1.26 kA	100 ms	45°			
Jeu B	1	Temps indépendant	1.26 kA	100 ms	45°			
	2	Temps indépendant	1.26 kA	100 ms	45°			

Comportement sur déclenchement

	01	02	03	04	05	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Anglais	Local	DFG
67 - 1		X		X					X					X	DIR. PHASE FAULT	DEF. PHASE DIR.	X
67 - 2															DIR. PHASE FAULT	DEF. PHASE DIR.	X

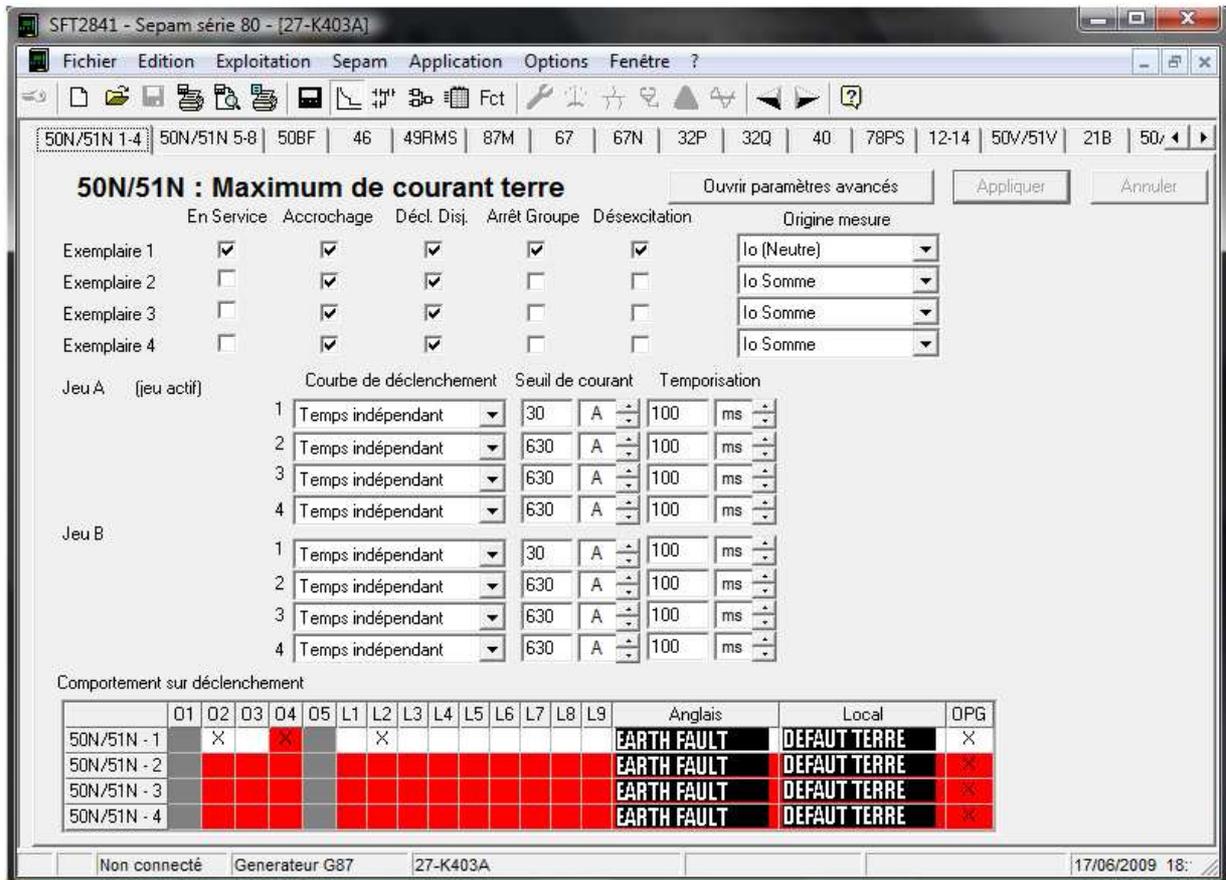
IV.3.4.7 Maximum de courant à la terre (51N)

a) Description de la protection

Afin de détecter une erreur de mise à la terre dans le générateur un relais de mise à la terre est prévu. Le relais de sur intensité doit être réglé pour détecter de 5 à 10% d'intensité de terre totale.

- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant). $T = 1s$
- Courant de seuil $I_s = 30 A$

b) Configuration de la protection maximum de courant à la terre (51 N) dans le SEPAM



IV.3.4.8 Maximum de puissance active directionnelle (32P) :

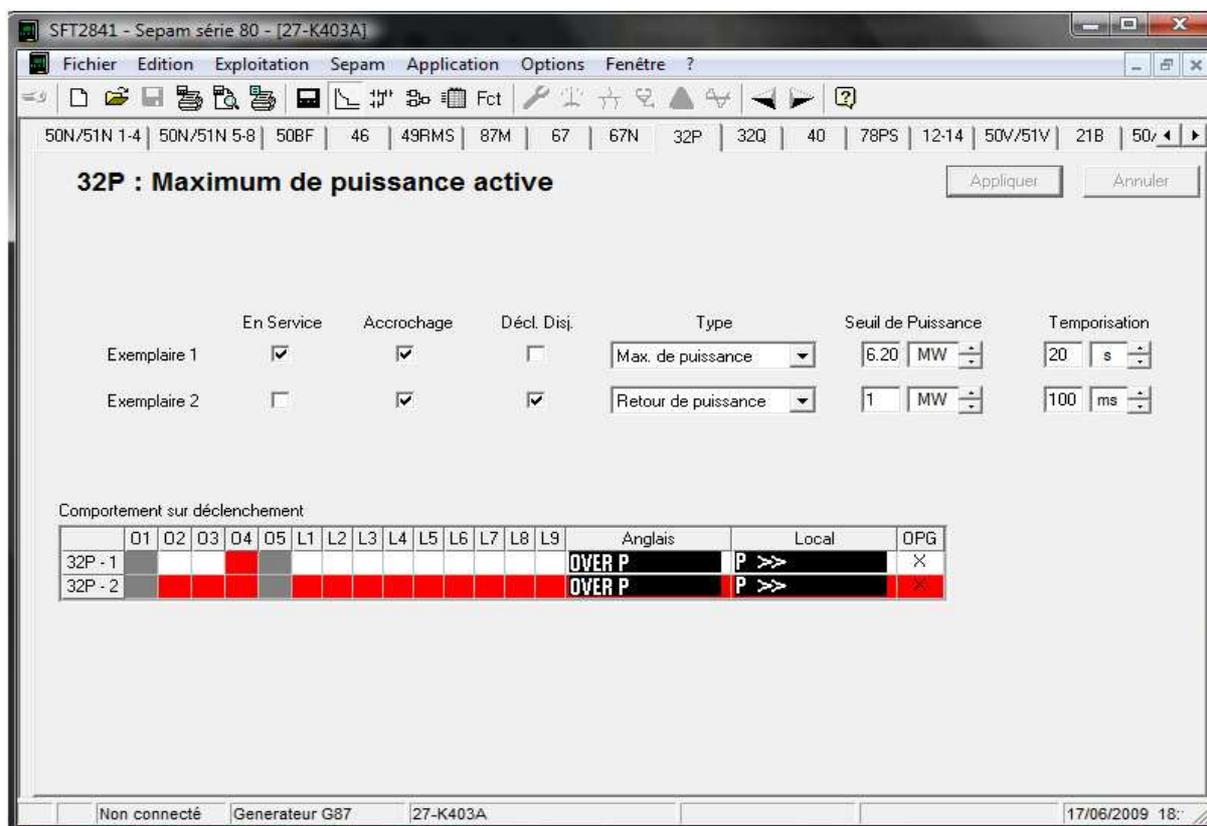
a) Description de la protection

Quant l'alimentation en combustible de la turbine à gaz est interrompue alors que le générateur est encore couplé au système, il va fonctionner comme un moteur synchrone et continuera d'entraîner la turbine à gaz à un régime synchrone. Cette condition d'entraînement est souvent néfaste pour la turbine à gaz et elle doit être évitée. Un relais de puissance directionnelle est employé pour assurer une protection contre un probable fonctionnement moteur. Ce relais détecte l'écoulement de la puissance active dans le sens inverse.

La protection est excitée si la puissance active transitant dans un sens ou dans l'autre (fournie ou absorbée) est supérieure à une valeur de seuil P_s .

- Seuil de puissance active **$P_s = 6,20 \text{ MW}$**
- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant) **$T = 20 \text{ s}$**

b) Configuration de la protection maximum de puissance active directionnelle (32 P) dans le SEPAM



IV.3.4.9 Maximum de tension (59)

a) Description de la protection

En général il est bien rare que la tension du secteur augmente de façon anormale dans un important réseau électrique tel que le réseau d'une usine. D'autre part quant il s'agit d'un réseau électrique réduit tel que celui d'une centrale d'usine, il est impossible que la tension du secteur augmente de façon anormale.

La norme ANSI C-50 stipule qu'un générateur peut supporter continuellement 110% de surtension, néanmoins le générateur doit être protégé des surtensions excessives.

- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant

$$T = 100 \text{ ms}$$

- Seuil de la tension $U_{lim} = U_n \cdot 1.1$ $U_n = 5500 \times 1.1 \text{ V}$

$$U_{lim} = 6050 \text{ V}$$

b) Configuration de la protection maximum de tension protection (59) dans le SEPAM

The screenshot shows the configuration window for protection 59 (Maximum de tension) in the SEPAM software. The window title is 'SFT2841 - Sepam série 80 - [27-K403A]'. The menu bar includes 'Fichier', 'Edition', 'Exploitation', 'Sepam', 'Application', 'Options', and 'Fenêtre ?'. The toolbar contains various icons for file operations and configuration. The status bar at the top shows parameters: 67N, 32P, 32Q, 40, 78PS, 12-14, 50V/51V, 21B, 50/27, 27TN/64G2, 24, 27D, 27R, 27, 59, 59N, 4;.

The main configuration area is titled '59 : Maximum de tension' and includes 'Appliquer' and 'Annuler' buttons. It contains a table with the following columns: 'En Service', 'Accrochage', 'Décl. Disj.', 'Désexcitation', 'Origine mesure', 'Tension surveillée', 'Seuil Tension', and 'Temporisation'.

	En Service	Accrochage	Décl. Disj.	Désexcitation	Origine mesure	Tension surveillée	Seuil Tension	Temporisation
Exemplaire 1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	V1,V2,V3 / U21,U32	Simple	110 %Vnp	100 ms
Exemplaire 2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	V1,V2,V3 / U21,U32	Composée	110 %Unp	100 ms
Exemplaire 3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	V1,V2,V3 / U21,U32	Composée	110 %Unp	100 ms
Exemplaire 4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	V1,V2,V3 / U21,U32	Composée	110 %Unp	100 ms

Below the table is a section titled 'Comportement sur déclenchement' with a matrix table:

	O1	O2	O3	O4	O5	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Anglais	Local	OPG
59 - 1		X		X											OVERVOLTAGE	TENSION >>	X
59 - 2															OVERVOLTAGE	TENSION >>	X
59 - 3															OVERVOLTAGE	TENSION >>	X
59 - 4															OVERVOLTAGE	TENSION >>	X

The status bar at the bottom shows: 'Non connecté', 'Generateur G87', '27-K403A', and '17/06/2009 18:'.

IV.3.4.10 Surveillance TP/TC (60F) :

a) Description de la protection

C'est une protection qui surveille l'état des transformateurs de courant et des transformateurs de potentiel, cette protection a pour but d'éviter l'excitation des protections par erreur (sur un défaut dû à la défaillance des TP et TC).

b) Configuration de la protection Surveillance TP/TC (60 F) dans le SEPAM

The screenshot shows the 'Surveillance des circuits TC/TP' configuration window in the SEPAM software. The window title is 'SFT2841 - Sepam série 80 - [27-K403A]'. The menu bar includes 'Fichier', 'Edition', 'Exploitation', 'Sepam', 'Application', 'Options', and 'Fenêtre ?'. The toolbar contains various icons for file operations and settings. The main menu is 'Unité Sepam', and the current view is 'Surveillance TC/TP'. The window is divided into two main sections: 'TC' and 'TP'. Each section has a table of parameters and behavior options.

	En Service	Principale	Supplémentaire
TC	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
Temporisation TC		150 ms	150 ms
Comportement	21B,32P,32Q,37P,40,46,50N/51N,64REF,67N,78PS	<input checked="" type="radio"/> Sans action <input type="radio"/> Inhibition	<input checked="" type="radio"/> Sans action <input type="radio"/> Inhibition
TP	<input checked="" type="checkbox"/>		
Perte partielle tension (linv,Vinv) Temporisation linv, Vinv		1 s	
Perte de toutes les tensions (3V/2U) Temporisation 3V/2U		1 s	
Comportement	21B,27,27D,27TN,32P,32Q,37P,40 47,50/27,50V/51V,59,59N,78PS 67 67N	<input checked="" type="radio"/> Sans action <input type="radio"/> Inhibition <input checked="" type="radio"/> Non directionnelle <input type="radio"/> Inhibition <input checked="" type="radio"/> Non directionnelle <input type="radio"/> Inhibition	

At the bottom of the window, there are status indicators: 'Non connecté', 'Generateur G87', '27-K403A', and a timestamp '17/06/2009 18:...'.

IV.3.4.11 Surveillance de la fréquence

IV.3.4.11.1 Maximum de fréquence 81H

a) Description de la protection

C'est une protection basée sur la détection de fréquence anormalement élevée par rapport à la fréquence nominale, afin de contrôler la qualité de l'alimentation ou de protéger le générateur K 403 contre les survitesses.

Cette protection compare la fréquence détectée à une valeur de seuil F_s .

- Le seuil de fréquence maximale $F_s = 53 \text{ Hz}$
- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant) $T=100\text{ms}$

IV.3.4.11.2 Minimum de fréquence (81L)

a) Description de la protection

La protection détecte les fréquences anormalement basses par rapport à la fréquence nominale, afin de contrôler la qualité de l'alimentation, la protection est utilisée soit en déclenchement général, soit en découplage. La fréquence détectée est comparée à la valeur de la fréquence de seuil F_s

- Seuil de fréquence minimale $F_s = 47 \text{ Hz}$
- La protection comporte une temporisation T à temps indépendant (constant) $T = 100\text{ms}$

IV.3.4.11.3 Dérivée de fréquence (81R)

a) Description de la protection

La protection à dérivée de fréquence est complémentaire aux protections à minimum et à maximum de fréquence, elle est utilisée pour détecter les configurations de réseau nécessitant un délestage ou un découplage.

La fonction est activée si la dérivée de la fréquence df/dt est supérieure à une valeur de seuil.

➤ Seuil de la dérivée de fréquence **$df/dt = 3 \text{ Hz/s}$**

b) Configuration des protections maximum de fréquence 81H, minimum de fréquence (81L) et dérivée de fréquence (81R) dans le SEPAM

The screenshot shows the configuration window for the SEPAM system, titled "SFT2841 - Sepam série 80 - [27-K403A]". The interface includes a menu bar (Fichier, Edition, Exploitation, Sepam, Application, Options, Fenêtre ?) and a toolbar. The main area is divided into two sections: "81H : Maximum de fréquence" and "81L : Minimum de fréquence".

81H : Maximum de fréquence

Buttons: Ouvrir paramètres avancés, Appliquer, Annuler

	ES	Acc.	Décl.	Disj.	Origine mesure	Seuil de fréquence	Temporisation
Exemplaire 1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	53 Hz	100 ms
Exemplaire 2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	53 Hz	100 ms

Comportement sur déclenchement

	O1	O2	O3	O4	O5	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Anglais	Local	OPG
81H - 1		X													OVER FREQ.	FREQUENCE >>>	X
81H - 2															OVER FREQ.	FREQUENCE >>>	X

81L : Minimum de fréquence

	ES	Acc.	Décl.	Disj.	Arr. Gr.	Désex.	Origine mesure	Seuil de fréquence	Temporisation
Exemplaire 1	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	47 Hz	100 ms
Exemplaire 2	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	45 Hz	100 ms
Exemplaire 3	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	45 Hz	100 ms
Exemplaire 4	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	V1.V2.V3/U21.U32	45 Hz	100 ms

Comportement sur déclenchement

	O1	O2	O3	O4	O5	L1	L2	L3	L4	L5	L6	L7	L8	L9	Anglais	Local	OPG
81L - 1		X		X								X			UNDER FREQ.	FREQUENCE <<<	X
81L - 2															UNDER FREQ.	FREQUENCE <<<	X
81L - 3															UNDER FREQ.	FREQUENCE <<<	X
81L - 4															UNDER FREQ.	FREQUENCE <<<	X

Footer: Non connecté | Générateur G87 | 27-K403A | 17/06/2009 18:...

IV.3.5 Mise en évidence de l'intérêt de la protection

« Dérivée de fréquence 81 R »

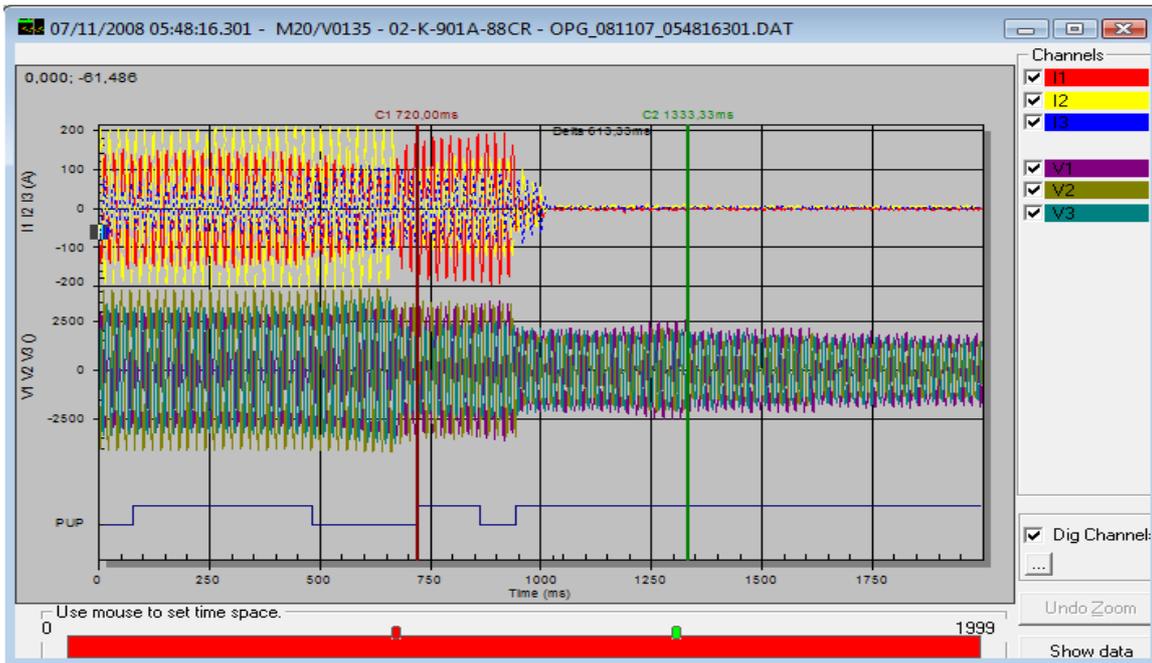
Cette fonction équipe l'arrivée d'une installation comprenant un générateur pouvant fonctionner en parallèle avec le réseau de distribution, (c'est le cas de l'installation électrique du module II à Hassi R'mel où deux lignes de SONELGAZ sont reliées avec le TGE K403). Le rôle de cette protection est de détecter la défaillance du réseau de distribution, donc un probable découplage du générateur du réseau de SONELGAZ. La protection à dérivée de fréquence détecte la nécessité d'effectuer un découplage plus rapidement qu'une protection de fréquence classique. En réalité les variations de fréquence ne sont pas constantes. Souvent la fréquence est maximum au début de la perturbation et décroît ensuite, ce qui rallonge le temps de déclenchement des protections de fréquence mais n'influe pas sur le temps de déclenchement de la protection à dérivée de fréquence. Ce qui la rend encore plus performante.

Pour illustrer l'intérêt d'une telle protection, nous allons nous référer à des faits réels.

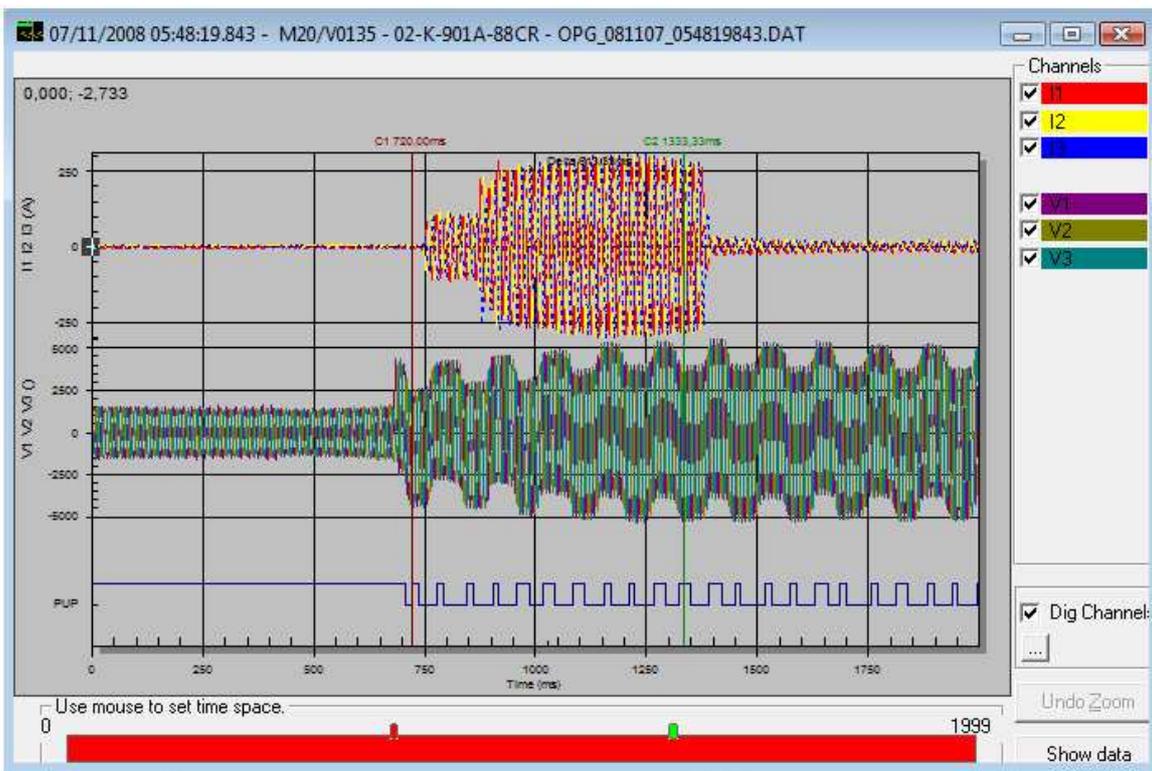
IV.3.5.1 Les enregistrements de l'oscilloperturbographie



Figure IV.9 : Enregistrement de l'oscilloperturbographie dans la sous station 23
Le 07/11/2008 à à 05h 48 et 13s



*Figure IV.10 Enregistrement de l'oscilloperturbographie dans la sous station 23
Le 07/11/2008 à 05h48min et 16 s*



*Figure IV.11 Enregistrement de l'oscilloperturbographie dans la sous station 23 Le
07/11/2008 a 05h48min et 19 s.*

IV.3.5.2 Interprétations des courbes

Les trois figures précédentes (Fig. IV.9), (Fig. IV.10), (Fig. IV.11) représentent l'évolution de la tension d'alimentation d'un des moteurs de la sous station 23 et le courant qui y circule ces courbes ont été enregistré par l'Oscilloperturbographie lors d'un défaut.

L'oscilloperturbographie est une des fonctions du système de protection SEPAM, cette fonction sert à mémoriser des événements (défauts), le paramétrage se fait avec le logiciel SFT 2841, et la visualisation des courbes se fait à l'aide du logiciel SFT 2826.

a) La figure IV.9

De 0 à 720 ms la tension d'alimentation, et le courant absorbés par les moteurs été stables, par conséquent le fonctionnement des moteurs, est régulier.

Après 720 ms on assiste à des perturbations dans la tension d'alimentations, des fluctuations caractérisées par des chutes de tension qui ont engendrées des pics de courant dans les enroulements du moteur.

b) La figure IV.10.

Le même scénario se poursuit avec une tension d'alimentation qui ne cesse de chutée et des courants atteignant des intensités de 200 A, jusqu'à ce que la chute de tension entre dans une zone critique qui voit l'annulation du courant dans le moteur.

c) Figure IV.11

La chute de tension continue de persistée mettant à l'arrêt le moteur pendant 3s.

La tension commence à remonter progressivement le moteur commence à reprendre son régime de fonctionnement normal petit à petit.

IV.4 Entrée au disjoncteur 52 G

L'étude du disjoncteur **52 G** serait une suite logique de l'étude de la protection électrique du K 403, pour ne pas dire une partie indivisible du système de protection. En réalité dans un système de protection c'est le disjoncteur qui effectue la protection en ouvrant sur un défaut quelconque, alors que les relais ne font que détecter ces défauts et les signaler après au disjoncteur.

IV.4.1 Introduction

Couper le courant est une action indispensable à réaliser sur un circuit électrique, afin d'assurer la sécurité des personnes et des biens en cas de défaut mais aussi pour contrôler la distribution et l'utilisation de l'énergie électrique.

Pour couper les courants de charge ou de défaut, les constructeurs ont développés et perfectionnés les appareils de coupure, disjoncteurs et contacteurs utilisant divers milieux de coupure.

Dans ce qui suivra nous allons essayer d'illustrer le principe de coupure et la technique utilisée par le disjoncteur 52 G du turbogénérateur K403.

IV.4.2 Principe de coupure [6]

Un appareil de coupure idéal serait un appareil capable d'interrompre le courant instantanément, or aucun appareil mécanique n'est capable de couper le courant sans l'aide de l'arc électrique qui dissipe l'énergie électromagnétique du circuit électrique, limite les surtensions, mais retarde la coupure totale du courant.

En théorie, pouvoir interrompre instantanément un courant c'est être capable de passer directement de l'état conducteur à l'état isolant. La résistance d'un tel interrupteur « idéal » doit donc passer immédiatement de zéro à l'infini.

(Fig. IV.12)

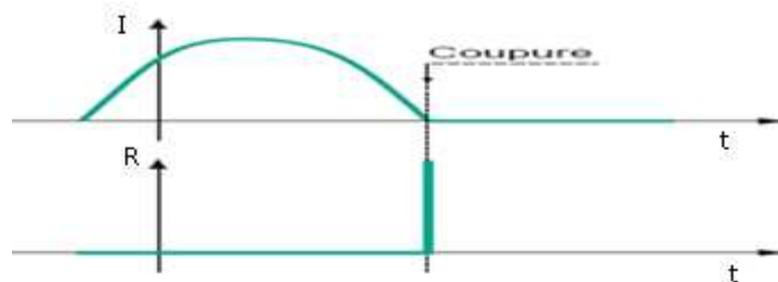


Figure IV.12 Coupure réalisée par un interrupteur idéal. [6]

IV.4.3 Processus de coupure en présence d'un arc électrique

Il est constitué de trois périodes :

- la période d'attente,
- la période d'extinction,
- la période post-arc.

IV.4.3.1 La période d'attente

Avant le zéro du courant, les deux contacts se séparent provoquant la rupture diélectrique du milieu inter-contacts. L'arc qui apparaît est constitué d'une colonne de plasma composée d'ions et d'électrons provenant du milieu inter-contacts ou des vapeurs métalliques dégagées par les électrodes (Fig. IV.13). Cette colonne reste

conductrice tant que sa température est suffisamment élevée. L'arc est ainsi «entretenu » par l'énergie qu'il dissipe par effet Joule.

La tension qui apparaît entre les deux contacts du fait de la résistance de l'arc (tensions cathodique et anodique) s'appelle la tension d'arc (U_a). Sa valeur, qui dépend de la nature de l'arc, est influencée par l'intensité du courant et par les échanges thermiques avec le milieu (parois, matériaux...). Ces échanges thermiques qui se font par rayonnement, convection et conduction sont caractéristiques de la puissance de refroidissement de l'appareil. Le rôle de la tension d'arc est essentiel car elle conditionne la puissance dissipée dans l'appareil au cours de la coupure :

$$W = \int_{t_0}^{t_{\text{arc}}} U_a \cdot i dt$$

Où t_0 est l'instant d'initiation de l'arc et t_{arc} est l'instant de la coupure.

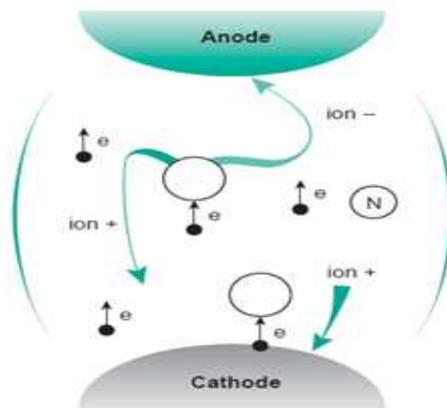


Figure IV.13 Composants d'un arc électrique dans un milieu gazeux. [6]

IV.5.3.2 La période d'extinction

L'interruption du courant qui correspond à l'extinction de l'arc se fait au zéro du courant à condition que le milieu redevienne rapidement isolant. Pour cela, le canal de molécules ionisées doit être cassé. Le processus d'extinction se fait de la manière suivante :

Au voisinage du zéro de courant, la résistance de l'arc augmente selon une courbe qui dépend principalement de la constante de temps de d'ionisation du milieu inter-contacts (**Fig. IV.14**).

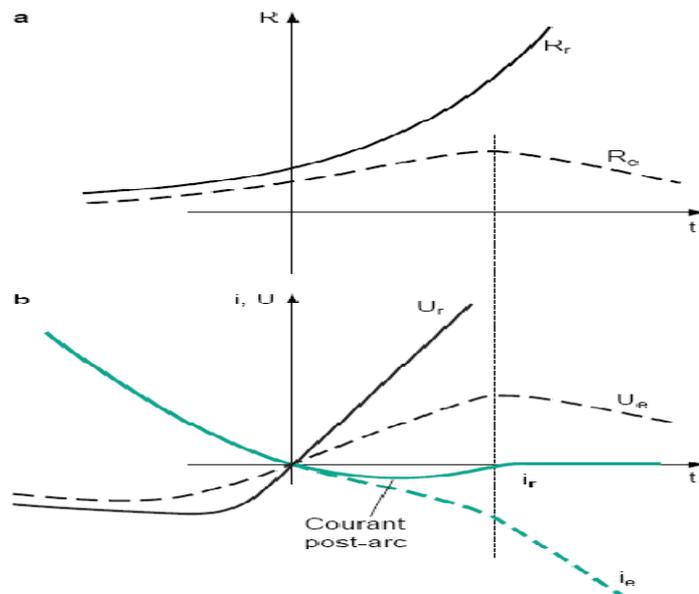


Figure IV.14 Evolution de la résistance d'arc [a] et de la tension et du courant [b] pendant la période d'extinction, en cas : de coupure réussie (r) ou d'échec thermique (e).

Au zéro du courant, cette résistance a une valeur qui n'est pas infinie. Si la puissance dissipée par effet joule dépasse la puissance de refroidissement

caractéristique de l'appareil, le milieu ne se refroidit plus, c'est l'emballement thermique suivi d'une nouvelle rupture diélectrique : c'est un échec thermique.

Si en revanche la croissance de la tension n'excède pas une certaine valeur critique, la résistance de l'arc peut augmenter suffisamment vite pour que la puissance dissipée dans le milieu reste inférieure à la puissance de refroidissement de l'appareil évitant ainsi l'emballement thermique

IV.5.3.3 La période post-arc

Pour que la coupure soit réussie, il faut également que la vitesse de régénération diélectrique soit plus rapide que celle de la TTR (**Fig. IV.15**) sinon un claquage diélectrique apparaît.

A l'instant où se produit la rupture diélectrique, le milieu redevient conducteur, ce qui génère des phénomènes transitoires. Ces échecs diélectriques post-coupure sont appelés :

- rallumage, s'ils ont lieu dans le quart de période qui suit le zéro de courant,
- réamorçages, s'ils se produisent après.

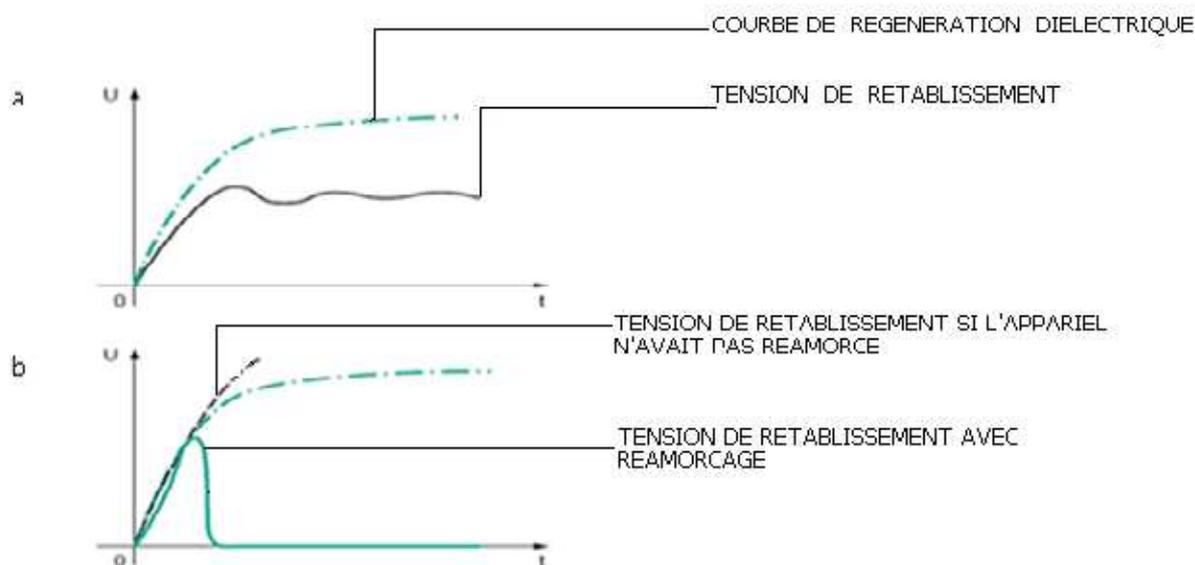


Figure IV.15 : courbes de régénération diélectrique, coupure réussie [a] ou échec diélectrique [b]. [6]

IV.5.4 Rappel sur quelques définitions

- **Rallumage** : C'est le rétablissement du courant entre les contacts d'un appareil mécanique de connexion lors d'une manœuvre de coupure, avant un quart de période après le zéro de courant.
- **Réamorçage** : C'est le rétablissement du courant entre les contacts d'un appareil mécanique de connexion lors d'une manœuvre de coupure, après un quart de période après le zéro de courant.
- **Constante de temps d'ionisation** : Temps nécessaire à la résistance d'arc pour doubler de valeur en admettant que sa vitesse de variation reste constante.

IV.5.5 Principe de fonctionnement du disjoncteur 52 G

Les contacts sont immergés dans une huile diélectrique. Lors de la séparation, l'arc provoque la décomposition de l'huile qui libère de l'hydrogène (70 %), de l'éthylène (20 %), du méthane (10 %) et du carbone libre.

Une énergie d'arc de 100 kJ produit environ 10 litres de ces gaz. Ces gaz forment une bulle qui, par inertie de la masse d'huile, se trouve soumise pendant la coupure à une pression dynamique qui peut atteindre 50 à 100 bars. Quand le courant passe par zéro, le gaz se détend et souffle l'arc qui s'éteint. C'est l'hydrogène obtenu par décomposition de l'huile qui sert de milieu d'extinction. C'est un bon agent extincteur grâce à ses propriétés thermiques et à sa constante d'ionisation meilleure que celle de l'air, en particulier à pression élevée.

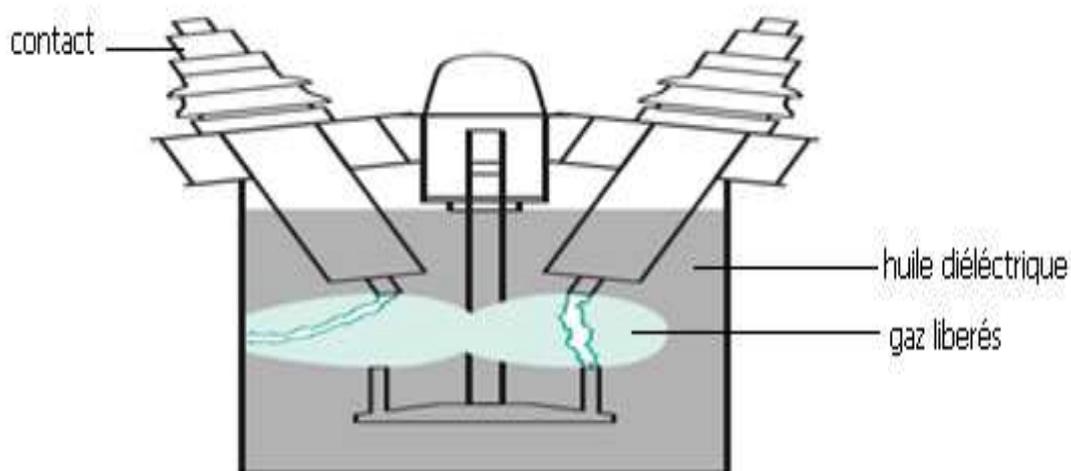
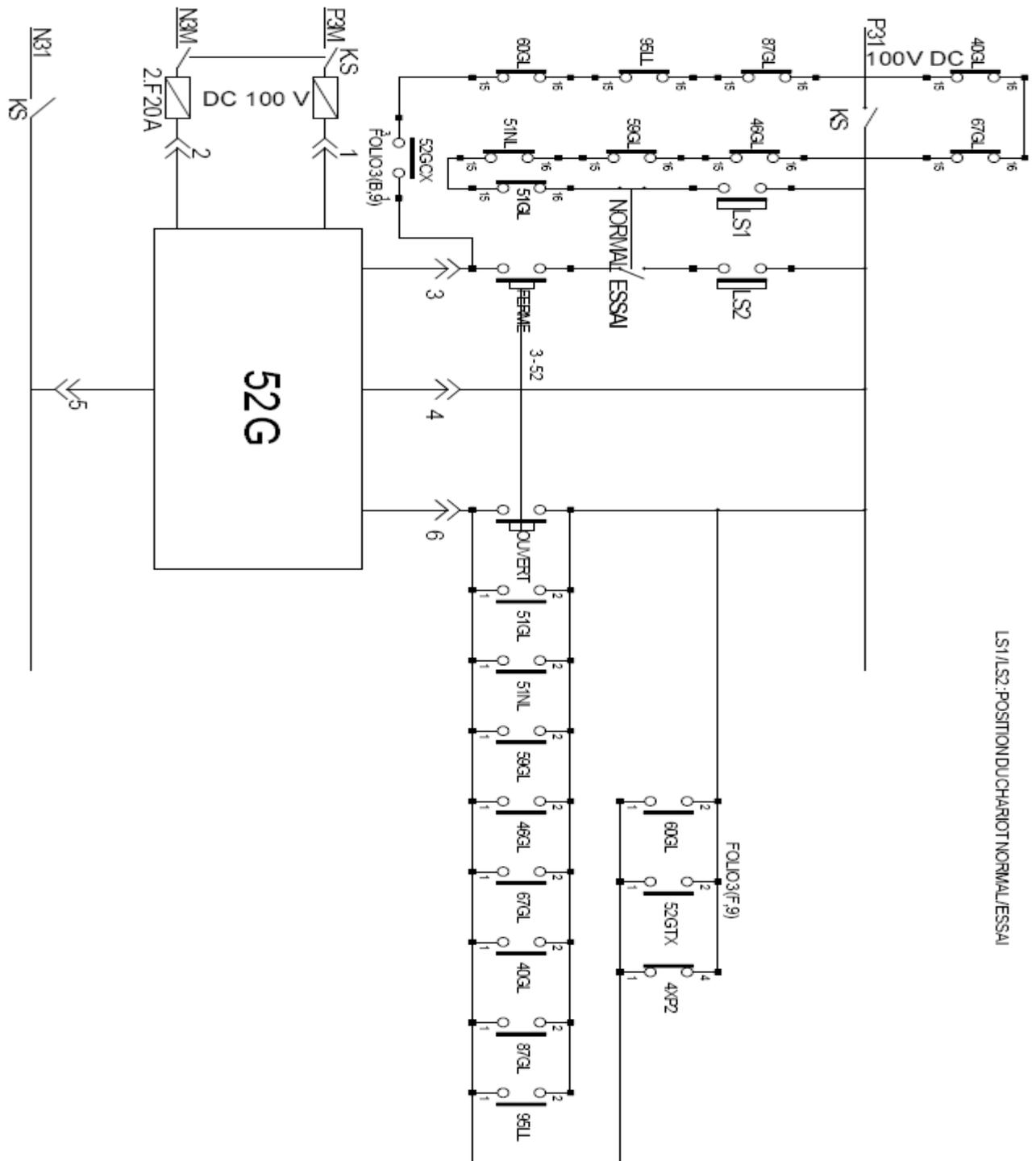


Figure IV.16 Bulle de gaz lors d'une coupure dans un disjoncteur à l'huile.

IV.5.6 Séquences du disjoncteur à minimum d'huile (52 G)

[1]



LS1/LS2: POSITION DU CHARIOT NORMAL/ESSAI

Figure IV.16 Circuit de commande du disjoncteur 52 G.

[1]

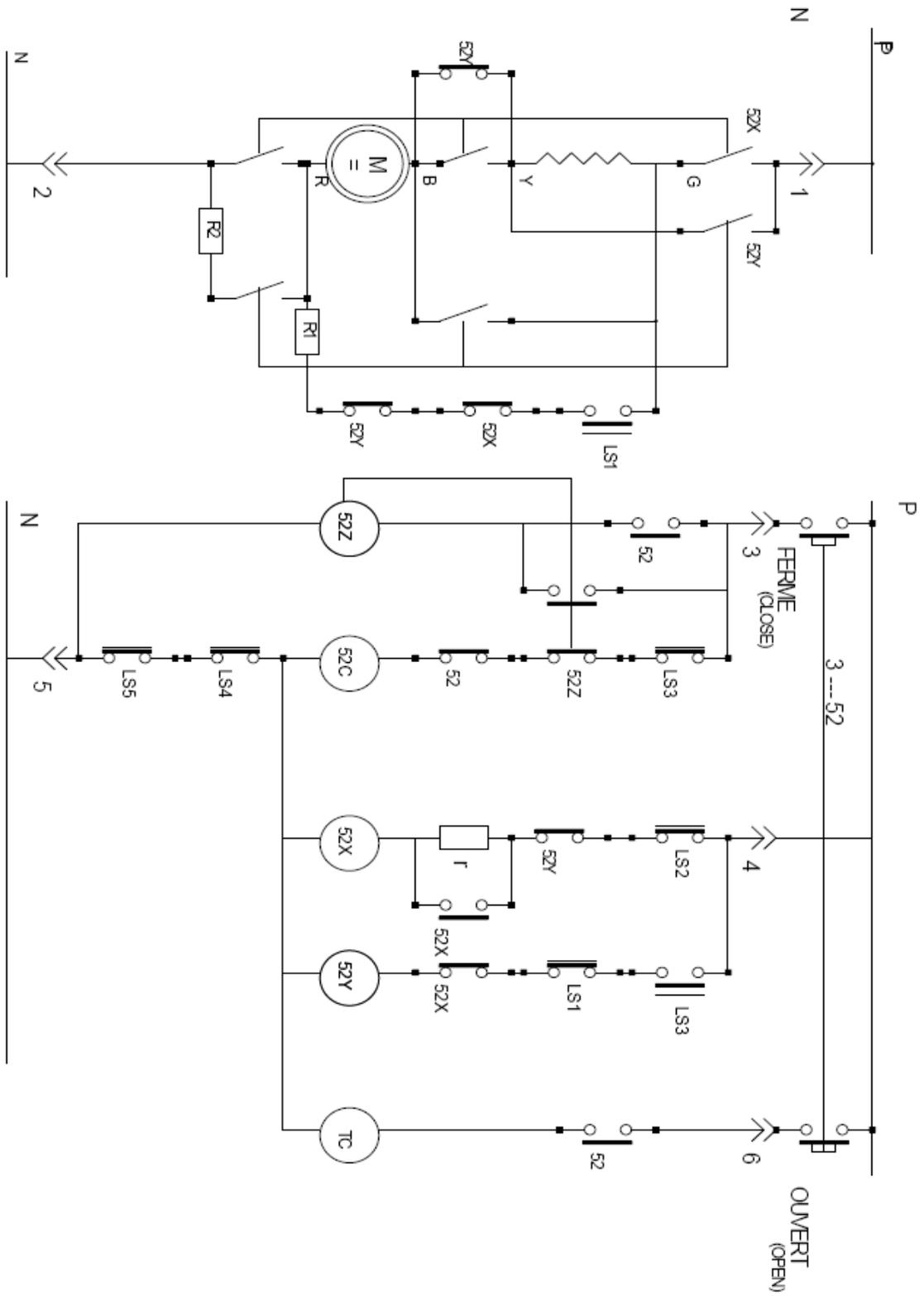


Figure IV.17 Schéma des connexions internes du disjoncteur 52 G. [1]

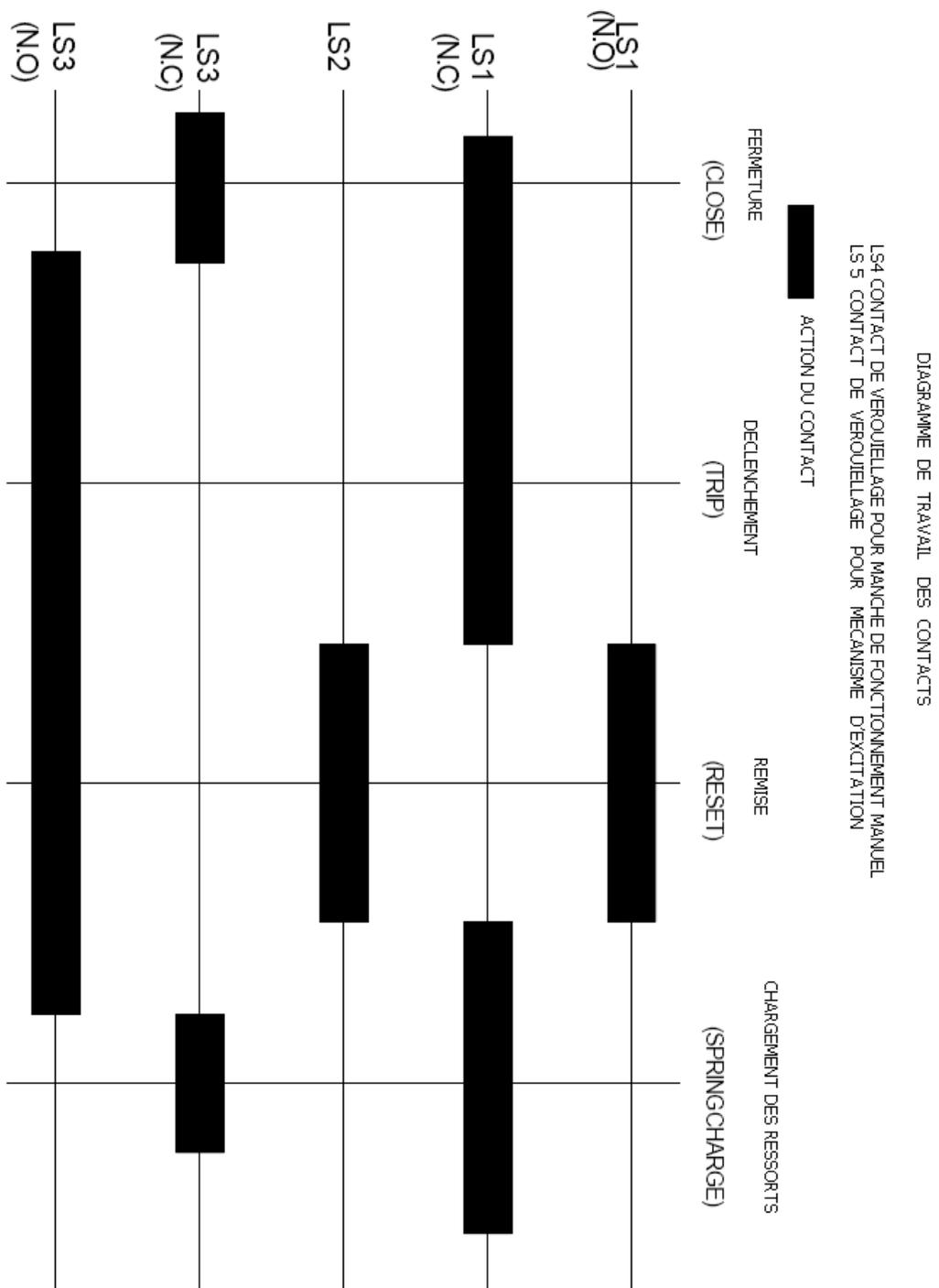


Figure IV.18 *Diagramme de travail des contacts de commande du disjoncteur.*

IV.5.6.1 Interprétation des schémas du disjoncteur 52 G

La **Figure IV.16** représente le circuit de commande du disjoncteur 52 G. Pour assurer sa commande, le disjoncteur comporte six entrées de commandes qui sont affectées comme suit :

Entrée 1 et 2 : une source d'alimentation électrique pour alimenter le disjoncteur 100 V DC.

Entrée 5 : elle est reliée au neutre.

Entrée 3 : elle reçoit l'ordre de fermeture du disjoncteur 52 G généré par les signaux venant des relais de protection du turbogénérateur K 403.

Entrée 6 : elle reçoit l'ordre d'ouverture du disjoncteur 52 G généré par les signaux venant des relais de protection du turbogénérateur K 403.

Entrée 4 : elle reçoit l'ordre de verrouiller l'enclenchement (ouverture).

La **Figure IV.17** représente les connexions internes du disjoncteur, pour sa commande il dispose de cinq contacts :

LS 1 (N.O) initialement ouvert ;

LS 1 (N.C) initialement fermé ;

LS 2 un contacte normal

LS3 (N.O) initialement ouvert ;

LS3 (N.C) initialement fermé.

La **Figure IV.18** nous renseigne sur le travail des contacts lors des quatre séquences de fonctionnement du disjoncteur 52 G.

Séquence 1 : *ouverture*, le disjoncteur reçoit l'ordre d'ouverture.

Séquence 2 : *remise*, après l'ouverture, le mécanisme d'ouverture se remis à sa place initial pour se préparer a une nouvelle ouverture .

Séquence 3 : *chargement des ressorts*, le disjoncteur possède un moteur à courant continu pour charger les ressorts (on exploite l'énergie mécanique de ses ressorts pour fermer ou ouvrir le disjoncteur).

Séquences 4 : *Fermeture*, après disparition du défaut le disjoncteur reçoit l'ordre de fermeture.

Conclusion

Dans ce chapitre, en premier lieu nous avons étudié la protection électrique du turbogénérateur K 403, en identifiant les différents défauts qui peuvent porter atteinte au bon fonctionnement, et on se basant sur le fait que les relais électromécaniques n'offrait pas une protection optimale, nous avons opté a adopté une protection électrique à l'aide des relais SEPAM. Et en second lieu nous nous somme intéresser à l'autre partie de la protection « le disjoncteur ».

Conclusion Générale

Dans notre travail nous nous sommes intéressés à la protection électrique du turbogénérateur K403 en présentant le générateur et son système d'entraînement (turbine à gaz). L'importance du rôle que joue cette machine a suscité en nous l'envie d'améliorer sa protection électrique qui est assurée jusqu'à présent par des relais électromécaniques, en proposant leur remplacement par un seul relais numérique, pour cela nous avons opté pour le choix du SEPAM série 80 qui donne des solutions intelligentes pour des applications personnalisées et qui présente de nombreux avantages dont nous avons retenus ceux qui répondent aux défaillances de la protection existante :

- La prévention des défauts nécessitant le découplage des deux sources d'énergie par la protection « Dérivée de fréquence ».
- L'enregistrement des défauts par l'osciloperturbographie.
- La surveillance du système de coupure (disjoncteur).
- L'auto surveillance qui communique une défaillance interne quelconque.

Ajoutant à tout cela : sa facilité d'installation, son utilisation intuitive et sa mise en service assistée par le logiciel SFT2841.

En fin, nous espérons que ce modeste travail puisse être d'une grande utilité pour les promotions à venir.

BIBLIOGRAPHIE:

[1]: Mitsubishi, Cahiers techniques pour les installations du Module II
« Le turbogénérateur K403 (Tome 1, 2,.....6) », Japon, 1977

[2] : Manuel de formation NUOVO PIGNONE pour l'entretien et la conduite
des turbines à gaz.

[3] : T. WILDI, Gilbert SYBILLE, « électrotechnique », De boeck, Canada,
2005

[4] : « Notice d'exploitation du SEPAM série 80 Schneider Electric »

[5] : P. ROCCIA, Cahier technique N° 113 « Protection des machines et des
réseaux industriels en haute tension », Schneider

[6] : Serge THEOLEYRE, Cahier technique N° 193 « Les techniques de
coupure en moyenne tension », Schneider