



MEMOIRE DE FIN DE CYCLE

Pour l'obtention du MASTER D'INGENIERIE DE L'EAU ET DE
L'ENVIRONNEMENT
OPTION : GENIE ELECTRIQUE

THEME

**MODIFICATION DE LA MATRICE DE PROTECTION DE
LA TAG 8 EN VUE DE SON ILOTAGE LORS DE
CERTAINS DEFAUTS ET LA SYNCHRONISATION A
PARTIR DU DISJONCTEUR LIGNE POUR SON
COUPLAGE AU RESEAU**

Présenté par

Cyrille Dorgeles ASSI

Elève-Ingénieur Electricien /Promotion 2014

Encadreur pédagogique

M. KADRI Sani Moussa
Assistant d'enseignement et
de la recherche en
électricité/électrotechnique
au LESEE

Maitre de stage

M. TRAORE Mohamed
Ingénieur, Chef du service
études, Préparation de la
CIPREL

Soutenu publiquement le 23 juin 2014

Jury d'évaluation du stage :

Président du jury: Ahmed BAGRE

Membres et correcteurs : Henry KOTTIN
Moussa KADRI

DEDICACE

Tout d'abord, rendons gloire et honneur à DIEU qui par sa grande bonté et son Esprit ne cesse de nous guider dans nos actions quotidiennes.

C'est pourquoi nous lui dédions en premier ce présent document, acte par lequel nous reconnaissons entièrement sa grande miséricorde.

Ensuite à mon père ASSI NAZAIRE et ma mère KOVASSI SERAPHINE

Pour leurs inestimable Amour, investissements, soutiens et conseils

A mes PARENTS

Voici venu le couronnement de nos études et vous avez toujours été là pour nous soutenir. Dieu seul est témoin du nombre de sacrifice que vous avez fais pour que nous en arrivons là. Malgré les difficultés, vous êtes restés dignes, courageux et généreux pour la réussite de vos enfants, puisse Dieu vous donner une longue vie et vous garder une place auprès de lui dans son paradis.

Enfin à nos enseignants, amis et camarades de la promotion 2011-2014, pour vos conseils et soutiens durant la formation.

REMERCIEMENT

Tous nos remerciements s'adressent avant tout à l'ensemble du personnel de la centrale CIPREL et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Je remercie sincèrement:

- *Mr N'GUESSAN KOVASSI, le Directeur Général de la CIPREL pour m'avoir accordé ce stage,*
- *Mr KOKO N'GUESSAN, le DGA -développement et management des projets de centrale*
- *Mr TOURE -TIA MANSOUR, le conseiller du DG-finance et administration ,*
- *Mr CHRISTIAN GERARD, Directeur Technique de la CIPREL*
- *Mr OUATTARA SOULEYMANE, le Directeur Technique Adjoint*
- *Mr TRAORE MOHAMED mon maître de stage, Chef du service étude et préparation pour sa patience et le dévouement dont il a fait preuve pour l'élaboration de ce document,*
- *Mr TOURE KOLOTCHOLOMA, Contremaître Principal Régulation et Essais,*
- *Tout le personnel de la section maintenance Electrique et mécanique de la CIPREL,*
- *Toute la direction de la CIPREL*

Je pense particulièrement à Monsieur

- *Dr AHMED BAGRE*
- *Dr YAO AZOUMAH*
- *Prof. COULIBALY YEZOUMA*
- *KADRI SANI , notre encadreur pédagogique pour ses précieux conseils et sa disponibilité*
- *Dr SAYON SIDIBE*
- *Tout le corps professoral de 2iE,*

Pour la qualité de leurs enseignements et encadrements, ils nous ont inculqué le goût de l'ingénierie et de la recherche.

Que tous ceux qui n'ont pas été cités dans ce document retrouvent ici toute ma reconnaissance.

AVANT PROPOS

La création de l'Institut International d'ingénierie 2iE, en juin 2006 ; résulte de la fusion et restructuration des écoles inter-états EIER (Ecole d'Ingénieurs de l'Equipement Rural) et ETSHER (Ecole des Techniciens et de l'Equipement Rural), créées respectivement en 1968 et 1970 par 14 Etats d'Afrique de l'Ouest et Centrale pour former des ingénieurs spécialisés dans les domaines de :

- Eau et assainissement
- Génie civil et hydraulique
- Génie électrique et énergétique

Compétents et capables de répondre aux exigences des entreprises, la dernière citée est celle à laquelle nous appartenons. Elle a pour mission de former pendant trois années, en plus d'ingénieurs de travaux, des ingénieurs de conception dans les domaines du Génie Energétique et Génie Electrique.

Notre filière, génie électrique a été créée afin de mettre à la disposition des entreprises nationales et internationales, des cadres aptes à intervenir dans les domaines de production, du transport de la distribution de l'énergie électrique.

Dans le but de moduler le profil de ses formations et de former des diplômés aptes à satisfaire les besoins des entreprises, 2iE exige de ses étudiants en complément de la formation quasi-théorique, une formation pratique en entreprise (stage à thème). C'est dans ce cadre que nous nous sommes retrouvés dans la période du 3 Février 2014 au 30 Mai 2014 au sein de la CIPREL sise à la zone industrielle de Vridi (Abidjan).

RESUME

Ce rapport détaille le projet de modification du diagramme logique des déclenchements des protections de la TAG8 et la possibilité de synchronisation à partir du disjoncteur 52L pour sa mise sur le réseau. Ce thème nous est soumis dans le cadre de notre projet de fin d'étude d'ingénieur de conception en génie Electrique et Energétique.

Cette étude est subdivisée en deux grandes parties :

- Une première partie qui est la modification de la matrice de protection de la TAG8 en vue de son ilotage lors de certains défauts réseau car elle permettra de limiter les déclenchements de la machine
- et une seconde partie qui est la synchronisation à partir du disjoncteur ligne pour son couplage au réseau 225 kV.

Les objectifs de ce projet sont de :

- réduire le vieillissement des pièces de la turbine
- éviter le bouleversement du planning des inspections déjà établi par la direction technique de la CIPREL.
- réduire l'énergie non distribuée .
- assurer l'approvisionnement de l'énergie électrique aux consommateurs.

L'entreprise souhaite par ailleurs assurer une disponibilité permanente et un bon fonctionnement de ses équipements de production d'énergie pour satisfaire les demandes en énergie de son client.

L'étude générale de l'environnement de travail, du principe de fonctionnement des protections existantes et des causes des déclenchements nous permettent de proposer des solutions adéquates afin de concrétiser le projet. Ces propositions participeront à l'amélioration du processus d'alimentation du système de production d'énergie de la CIPREL.

Mots clés : Modification ;Matrice de protection ; Turbine à gaz ;Ilotage ;Synchronisation ;disjoncteur ligne ;couplage et défauts réseau.

SUMMARY

This report details the proposed amendment to the logic diagram triggers the protections of the TAG8 and the possibility of synchronization from 52L breaker for its placing on the network. This theme is subject to our study as part of our final project study design engineer in electricity.

This study is divided into two main parts:

- The first part is the change in the matrix protection TAG8 for its islanding when certain network faults because it will limit the tripping of the machine
- And the second part is the synchronization from the line circuit breaker to its coupling to the 225 kV network .

The objectives of this project are:

- To avoid aging turbine parts
- To avoid the disruption of the schedule of inspections already established by the technical direction of the CIPREL .
- To ensure the supply of electricity to consumers.

The company also wants to ensure continuous availability and operation of its facilities energy production to meet the energy demands of the client.

The general study of the working environment , the principle of operation of existing protections and causes triggers allow us to propose appropriate solutions to realize the project. These proposals will participate in process improvement system supply of energy CIPREL production.

TABLES DES MATIERES

DEDICACE.....	ii
REMERCIEMENT	iii
AVANT PROPOS.....	iv
RESUME	v
SUMMARY	vi
TABLES DES MATIERES.....	vii
SIGLES ET ABBREVIATIONS	xi
LISTE DES FIGURES.....	xii
LISTE DES GRAPHES	xiii
INTRODUCTION.....	1
1 ^{er} PARTIE : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ET DU THEME	Erreur ! Signet non défini.
CHAPITRE I : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE.....	3
1. HISTORIQUE	3
2. ACTIONNAIRES ET PARTENAIRES.....	5
a. Actionnaires.....	5
b. Lespartenaires	6
3. MISSION, PERSPECTIVES ET CERTIFICATION	7
a. La mission de la CIPREL.....	7
b. Les perspectives	7
c. La certification.....	8
4. STRUCTURE INTERNE DE LA CIPREL	9
CHAPITRE II : PRESENTATION DU THEME.....	10
1. INTITULE DU THEME	10
2. CONTEXTE DU THEME.....	10
3. CAHIER DE CHARGE	11
2 ^{eme} PARTIE : ETUDE L'EXISTANT	Erreur ! Signet non défini.
CHAPITRE 1 : Description des équipements de la turbine à gaz.....	13
I. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz.....	13
II. Description des compartiments de la turbine à gaz.....	14
1. Le compartiment des auxiliaires.....	14
a. Moteur de lancement	14
b. Convertisseur de couple	15
c. Réducteur des auxiliaires	15
d. Vireur	15
2. Le compartiment compresseur-turbine.....	15
a. Section compresseur.....	15
b. Section chambre de combustion	16
c. Section turbine.....	16

3.	Le compartiment réducteur de vitesse	16
4.	Le compartiment alternateur	17
5.	Le compartiment de contrôle	17
a.	L'armoire de contrôle centralisée des moteurs auxiliaires : CCM	17
b.	L'armoire alternateur	17
c.	L'armoire contrôle turbine	17
d.	armoire excitation régulation	19
e.	Les batteries et chargeurs :	19
6.	Les systèmes auxiliaires de la turbine à gaz	19
a.	Le système d'air d'atomisation	19
b.	Le système d'huile de contrôle	19
c.	Le système de ventilation	19
d.	Le système d'huile de lubrification	19
e.	Le système d'eau de refroidissement	19
III.	LE SYSTEME D'EVACUATION D'ENERGIE ELECTRIQUE	20
1.	Le transformateur principal	20
2.	Le transformateur auxiliaire site (TAS)	20
3.	Le transformateur auxiliaire machine (TAM)	20
	CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES PROTECTIONS	21
I.	GENERALITES DE LA PROTECTION DES TAG	21
1.	Principe de fonctionnement	21
2.	La matrice à diode	21
3.	Circuit de contrôle et de protection	22
II.	LES PROTECTIONS DE LA TAG 8	22
A.	PROTECTIONS ALTERNATEUR	23
1.	Maximum de température stator (49G)	23
2.	Défaut isolement rotor (64F)	23
3.	Maximum courant excitation	24
4.	Minimum d'impédance capacitive/perde d'excitation (40)	24
5.	Maximum de tension stator (59)	24
6.	Maximum de courant stator	25
7.	Retour de puissance (32)	25
8.	Minimum de tension stator	26
9.	Déséquilibre du courant stator	26
10.	Maximum tension homopolaire soutirage excitation (59TEX)	26
11.	Différentielle alternateur (87G)	27
12.	Masse stator (64G)	27
B.	PROTECTION TRANSFORMATEUR GROUPE	28
1.	Différentielle (87T)	28
2.	Courant homopolaire (64 TN)	28
3.	Terre restreinte transformateur (64REF)	29

4.	Image thermique	29
5.	Soupapes de suppression	29
6.	Manœuvre chargeur de prise en charge.....	29
7.	Niveau conservateur (71T-1)	30
8.	Thermomètre huile	30
9.	Relais buchholz	30
C.	PROTECTION TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE	31
1.	Défaut isolement MT 6.6kV (64MT/27)	31
a.	Maximum de tension homopolaire	31
b.	Minimum de tension (27)	31
D.	PROTECTION AU POSTE 225kV	32
1.	Maximum de courant directionnel (67)	32
2.	Maximum de courant directionnel (67N).....	32
3.	Masse câble 225kV (64)	32
E.	LA MATRICE DE DECLENCHEMENT DE LA TAG 8	33
III.	LES PROTECTIONS DE LA TAG 9	34
B.	PROTECTION D'EXCITATION	36
C.	PROTECTIONS TRANSFORMATEUR PRINCIPAL	36
D.	PROTECTIONS TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE	37
E.	PROTECTIONS AU POSTE 90 kV	38
	CHAPITRE 3 : GENERALITES SUR LE SYSTEME DE SYNCHRONISATION	39
1.	Principe de fonctionnement.....	39
2.	Les équipements et interfaces de synchronisation	40
a.	Disjoncteur du générateur (52G).....	40
b.	Disjoncteur ligne (52L).....	40
c.	Circuit de mesure.....	40
d.	Panneau de commande du générateur	40
e.	Système de commande de la turbine a gaz (speedtronic).....	40
f.	Interface de l'opérateur (HMI)	42
3.	Les caractéristiques de la synchronisation	42
a.	La tension	42
b.	La fréquence	43
c.	La phase	43
4.	Mode de synchronisation automatique	43
5.	Mode de synchronisation manuel	43
	CHAPITRE 1 : LA MODIFICATION DE LA MATRICE DE PROTECTION DE LA TAG8 EN VUE DE SON ILOTAGE LORS DE CERTAINS DEFAUTS	46
I.	MODIFICATION DU MINIMUM DE TENSION STATOR (27)	47
1.	Schéma de l'existant du minimum de tension stator (27)	47
2.	Proposition de modification de la protection	49
II.	MODIFICATION DU DESEQUILIBRE DU COURANT STATOR (46G)	52

1.	Schéma de l'existant du déséquilibre du courant stator (46G)	52
III.	MODIFICATION DU MINIMUM DE FREQUENCE (81U).....	55
1.	Schéma de l'existant du minimum fréquence (81U)	55
2.	Proposition de la modification de la protection.....	57
IV.	MODIFICATION DU MAXIMUM DE FREQUENCE (81O)	58
1.	Schéma de l'existant du maximum fréquence (81U)	58
2.	Proposition de la modification de la protection.....	59
CHAPITRE2: SYNCHRONISATION A PARTIR DU DISJONCTEUR LIGNE POUR LE COUPLAGE AU RESEAU DE LA TAG8.....		63
1.	Principe du couplage de la TAG 8 au réseau 225 kV	63
2.	Disjoncteur 52G	64
3.	L'étude du disjoncteur 52L	65
4.	Proposition du couplage à partir du disjoncteur 52L.....	67
5.	Dimensionnement et choix des matériels	68
b.	Détermination de la section du câble de mesure	69
c.	Détermination de la puissance de précision des transformateurs	70
d.	Détermination de la classe de précision des transformateurs	71
6.	Réalisation de la sélection 52G/52L	72
7.	Le bloc de programme de la synchronisation.....	76
a.	Tension système L3SVL	77
b.	Fréquence système L3SFL	78
c.	Tension alternateur L3DV	78
d.	Fréquence alternateur L3DF	79
e.	Différence tension alternateur L3DV-ERR.....	80
f.	Différence fréquence système L3SFDIFF	81
g.	Relais permissif synchronisation L25P	82
h.	Permissif de synchronisation automatique L83AS	82
i.	Permissif de synchronisation automatique L25X	83
j.	Auto synchro permissive L25	84
k.	Verrouillage de la synchronisation automatique L86S	84
CHAPITRE 3 : ETUDE ECONOMIQUE.....		86
I.	Evaluation économique.....	86
II.	L'évaluation de l'énergie non distribuée (END).....	86
BIBLIOGRAPHIE		89
ANNEXES		Erreur ! Signet non défini.
ANNEXE 01 : ORGANIGRAMME DE LA CIPREL		A
ANNEXE 02 : DIAGRAMME DES PHASES DE LA TAG		B
ANNEXE 03 : DIAGRAMME DE SYNCHRONISATION DU 52G		D
ANNEXE 04 : DIAGRAMME DE SYNCHRONISATION DU 52L.....		E
ANNEXE 05 :VUE DE LA SYNCHRONISATION EXISTANTE DE LA TAG8		F
ANNEXE 06 : VUE DE LA SYNCHRONISATION PROPOSEE DE LA TAG8		G

SIGLES ET ABBREVIATIONS

CCM	Contrôle Centralisé des Moteurs
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CIPREL	Compagnie Ivoirienne de PRoduction d'ELectricité
DCS	Système Contrôle Distribué
DDO	Diesel Distillate Oil
END	Energie Non Distribuée
ERDF	Électricité Réseau Distribution de France
HMI	Interface Homme Machine
HT	Haute Tension
HVO	Heavy Vaccum Oil
LESEE	Laboratoire Energie Solaire et Economies d'Energie
MT	Moyenne Tension
SIR	Société Ivoirienne de Raffinage
TAG	Turbine à Gaz
TAM	Transformateur Auxiliaire Machine
TAS	Transformateur Auxiliaire Site
TAV	Turbine à Vapeur
52G	Disjoncteur Groupe
52L	Disjoncteur Ligne

LISTE DES FIGURES

Figure 1: Vue des TAG 5- TAG 6- TAG 7	3
Figure 2: Vue de la TAG 8	4
Figure 3: Vue de la TAG 9	4
Figure 4 : Vue de la TAG 10	4
Figure 5 : Projet du cycle combiné	8
Figure 6 : Schéma de principe d'une turbine à gaz	13
Figure 7 : Les différents compartiments de la turbine à gaz.....	14
Figure 8 : Disposition des chambres de combustion	16
Figure 9 : Une vue de la matrice à diode	21
Figure 10 : Circuit de contrôle et de protection.....	22
Figure 11 : La matrice de déclenchement existante de la TAG 8.....	33
Figure 12 : La migration du système de commande	34
Figure 13 : Le principe de fonctionnement de la synchronisation de la TAG 8.....	44
Figure 14 : Schéma de l'existant du minimum de tension stator (27)	48
Figure 15 : Nouveau schéma du minimum de tension stator (27).....	51
Figure 16 : Schéma de l'existant du déséquilibre du courant stator (46G)	52
Figure 17 : Schéma du nouveau déséquilibre du courant stator (46G)	54
Figure 18 : Schéma de l'existant du minimum fréquence (81U)	55
Figure 19 : Schéma de l'existant du maximum fréquence (81O).....	58
Figure 20 : Nouveau schéma du minimum et maximum (81U et 81O)	61
Figure 21 : La nouvelle matrice de protection de la TAG 8.....	62
Figure 22 : Le principe du couplage de la TAG 8 au réseau 225 kV	63
Figure 23 : Le Disjoncteur 52G.....	65
Figure 24 : Une vue du disjoncteur 52L	66
Figure 25 : Schéma de Proposition du couplage à partir du disjoncteur 52L.....	68
Figure 26 : Schéma de transmission d'information pour la synchronisation avec le Disjoncteur 52L	75
Figure 27 :Schéma de transmission d'information pour la synchronisation avec le disjoncteur 52G	76

LISTE DES GRAPHS

Graphe 1 : Répartition des actionnaires de la CIPREL	6
Graphe 2 : L'évolution de l'énergie non distribuée	87
Graphe 3 : La proportion de l'END par rapport à l'énergie annuelle à fournie à la CIE	84
Signet non défini.	

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Caractéristiques des TAG de la CIPREL	5
Tableau 2 : La logique de déclenchement des protections de l'alternateur	35
Tableau 3 : La logique de déclenchement des protections liées à l'excitation	36
Tableau 4 : La logique de déclenchement des protections liées au transformateur principal	37
Tableau 5 : La logique de déclenchement des protections liées au transformateur auxiliaire	37
Tableau 6 : La logique de déclenchement des protections arrivant depuis le poste CIE 90kV	38
Tableau 7 : Les défauts faisant iloter la TAG 9	46
Tableau 8 : Les défauts faisant déclencher la TAG 8	47
Tableau 9 : Les réglages du minimum de tension (27)	49
Tableau 10 : La proposition de réglage du minimum de tension (27)	49
Tableau 11 : Les réglages du déséquilibre du courant stator (46G)	53
Tableau 12 : La proposition de réglage du déséquilibre du courant stator (46G)	53
Tableau 13 : Les réglages du minimum fréquence (81U)	57
Tableau 14 : La proposition de réglage du minimum fréquence (81U)	57
Tableau 15 : Les réglages du maximum fréquence (81O)	59
Tableau 16 : La proposition de solution du maximum fréquence (81O)	60
Tableau 17 : Les caractéristiques du disjoncteur FXT 14	65
Tableau 18 : L'évaluation économique des travaux de modification et de synchronisation	86
Tableau 19 : L'évaluation de l'énergie non distribuée les 3 dernière année	86

INTRODUCTION

Les coupures intempestives d'électricité « le délestage » en Côte d'Ivoire a occasionnées la colère des habitants. Cela est causé par une défaillance au niveau des centrales de production. La production d'énergie électrique en Côte d'Ivoire est basée sur les centrales hydroélectriques et les centrales thermiques constituées en grande partie par les turbines à gaz.

C'est pourquoi en juillet 1994, pour accroître sa capacité de production d'électricité, la République de Côte d'Ivoire et la société CIPREL ont signé une convention par laquelle cette dernière s'est engagée à concevoir, construire et connecter au réseau une nouvelle centrale thermique de production d'électricité. Cette centrale comporte six turbines à gaz qui produisent 40% de l'énergie électrique du pays.

Afin d'assurer continuellement la production de son énergie sur le réseau électrique et d'éviter l'endommagement des pièces des turbines provoquées en grande partie par les déclenchements.

C'est dans ce contexte que se situe notre étude dont le thème est : «**La modification de la matrice de protection de la TAG 8 en vue de son ilotage lors de certains défauts sur le réseau et la synchronisation à partir du disjoncteur ligne pour son couplage au réseau** ».

L'objectif principal visé par cette étude est d'éviter l'usure prématurée des pièces des turbines à gaz provoqué en grande partie par les déclenchements et d'assurer la synchronisation de la TAG à partir du disjoncteur ligne pour le couplage au réseau électrique.

Ainsi, pour mener à bien notre étude nous allons procéder, dans un premier temps, à une évaluation et la modification des protections sur toutes les composantes de la turbine à gaz 8 tout en faisant recours aux protections de la turbine à gaz 9.

Puis à partir de ces premiers résultats, nous effectuerons une étude pour la synchronisation de la turbine à gaz 8 à partir du disjoncteur ligne pour son couplage au réseau pour la stabilité du réseau 225 kV.

1^{er} PARTIE : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE ET DU THEME

CHAPITRE I : PRESENTATION DE L'ENTREPRISE

1. HISTORIQUE

La Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité (CIPREL) est une entreprise créée en 1994. Elle est une filiale du groupe FINAGESTION. CIPREL est une société anonyme au capital de 9 200 000 000 FCFA. Elle est située à la zone industrielle de VRIDI, non loin du port autonome d'Abidjan et est dénommée centrale de VRIDI «II» par rapport à la première centrale thermique de VRIDI «I» située dans la même zone et exploitée par la CIE.

Alors que l'approvisionnement en électricité du pays était insuffisant et compte tenu de son nouvel élan économique, la République de Côte d'Ivoire a signé avec la société privée CIPREL une convention par laquelle cette dernière s'est engagée à construire et connecter au réseau électrique une nouvelle centrale thermique de production d'électricité.

Dès mars 1995, CIPREL avait rempli sa mission et la première phase de la nouvelle centrale électrique, dite CIPREL I d'une puissance de 99 MW constituée de trois(3) turbines à gaz de 33 MW était connectée au réseau.



Figure 1: Vue des TAG5 –TAG6 - TAG7

Deux ans plus tard, en juin 1997, et conformément aux engagements pris, une nouvelle turbine à gaz d'une puissance de 111 MW a été ajoutée aux trois turbines de 33MW existantes. Ce second projet est appelé CIPREL II.



Figure 2: Vue de la TAG 8

En Décembre 2009, une cinquième turbine à gaz d'une puissance de 111 MW est installée. Ce projet fut appelé CIPREL III.



Figure 3: Vue de la TAG 9

En Décembre 2013, une sixième turbine à gaz d'une puissance de 111 MW est installée avec la construction d'un cycle combiné de 111 MW, en utilisant deux chaudières de récupération de chaleur des échappements de la nouvelle TAG ainsi que celle mise en service en décembre 2009. Ce dernier est appelé CIPREL IV.



Figure 4 : Vue de la TAG 10

Jusqu'à ce jour, La puissance totale installée de l'usine est désormais de 432 MW.

Tableau 1 : Caracteristiques des TAG de la CIPREL

Etapes	Groupes	Modèles	Puissance	Tension alternateur	Vitesse turbine	Vitesse alternateur	Réseau
CIPREL I	TAG 5	MS 6000 B	33 MW	11 kV	5100 tr/mn	3000 tr/mn	90 kV
	TAG 6		33 MW	11 kV	5100 tr/mn	3000 tr/mn	90 kV
	TAG 7		33 MW	11 kV	5100 tr/mn	3000 tr/mn	90 kV
CIPRELII	TAG 8	MS 9000 E	111 MW	15 kV	3000 tr/mn	3000 tr/mn	225 kV
CIPRELIII	TAG 9	9000 FG 9171 E	111MW	15 kV	3000 tr/mn	3000 tr/mn	90 kV
CIPREL IV	TAG 10	9000 FG 9171 E	111 MW	15 kV	3000 tr/mn	3000 tr/mn	225 kV

2. ACTIONNAIRES ET PARTENAIRES

Le contrat signé entre la CIPREL et l'Etat de Côte d'Ivoire est de type BOOT (Build Own Operate and Transfer), initialement prévu pour la période 1994-2013. La durée a été prorogée de 2013 à 2020 par son avenant N° 5 signé le 15 Mai 2008, période à l'issue de laquelle la propriété des installations est transférée à l'Etat de Côte d'Ivoire.

Actuellement il est à nouveau prorogée de 2020 à 2035 car la CIPREL a installé actuellement une nouvelle machine.

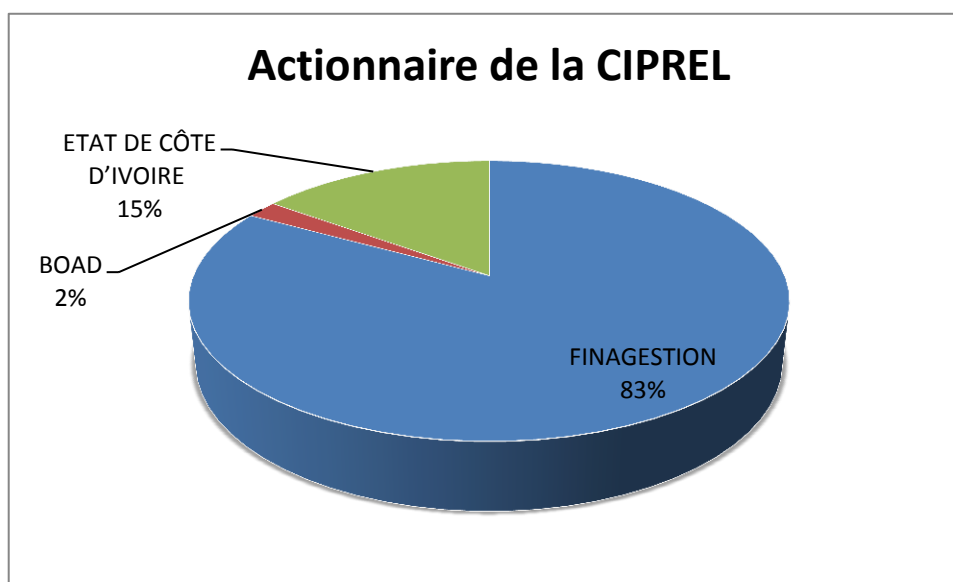
a. Actionnaires

La CIPREL est financée à hauteur de 103,5 milliards de CFA, répartie comme suit :

- ✚ Etape1 :(CIPREL I) : Trente-six milliards sept cent millions (36.700.000.000) sur les fonds propres de la CIPREL et grâce à des emprunts contractés auprès des bailleurs de fonds (BOAD, SFI, CFD-PROPARCO, AFD).
- ✚ Etape 2 : (CIPREL II): vingt milliards huit cent millions (20.800.000.000) sur prêt de la banque mondiale à l'Etat ivoirien rétrocédé à CIPREL.
- ✚ Etape 3 : (CIPREL III): quarante-six milliards (46.000.000.000), essentiellement à partir d'emprunts privés contractés auprès des banques BOAD, BANK OF AFRICA, STANDARD CHARTERED et BIAO.

Grace à cet investissement de 103,5 milliards de francs CFA, la CIPREL est aujourd'hui le premier producteur indépendant d'Afrique et fournit près de 53% de l'énergie consommée en Côte d'Ivoire depuis 2010.

Les actions de la CIPREL sont reparties comme suit :



Graphe 1 : Répartition des actionnaires de la CIPREL

b. Les partenaires

i. Les fournisseurs

La CIPREL, pour la production d'électricité a besoin de gaz naturel et de fuel : DDO et HVO. Ainsi le gaz naturel est fourni par :

- ✚ FOXTROT International
- ✚ AFREN (Afrique Energie)
- ✚ CNR international

Les combustibles liquides (DDO et du HVO) sont produits par la SIR, et fournis par la CIE.

Nous rappelons aussi que le gaz est le principal combustible de fonctionnement.

ii. Son client

CIPREL a un seul client, l'État de Côte d'Ivoire, qui lui a donné l'ordre irrévocable de livrer la totalité de l'énergie produite à la Compagnie Ivoirienne d'électricité (CIE), qui est le concessionnaire du service public de production, transport, distribution d'électricité sur tout le territoire national.

3. MISSION, PERSPECTIVES ET CERTIFICATION

a. La mission de la CIPREL

La CIPREL est le premier producteur indépendant d'électricité en Côte d'Ivoire. Sa mission est de produire de l'électricité jusqu'en fin 2020, dans le cadre d'un engagement annuel fixe en termes de quantité, puis transférer les installations à l'Etat de Côte d'Ivoire dans un état optimum, compte tenu de leurs années de fonctionnement.

La société produit actuellement 40% de l'énergie consommée dans le pays depuis 2010. Sur le plan commercial, la CIPREL est par ailleurs une « vitrine » du savoir-faire du groupe FINAGESTION et doit à ce titre, être irréprochable aussi bien sur le plan du respect de ses engagements, que sur l'aspect qualitatif de ses installations. Les caractéristiques majeures de l'exploitation doivent être les suivantes :

- ✚ Fiabilité du fonctionnement et sécurité des personnes ;
- ✚ Maintien des performances techniques, et coût de production minimum ;
- ✚ Respect de l'environnement ;
- ✚ Conservation du patrimoine.

b. Les perspectives

Suite à une demande du Ministère des Mines et de l'Energie, CIPREL a engagé une pré-étude afin de déterminer les différents scénarii envisageables pour ce projet de cycle combiné. Le schéma retenu en accord avec l'Etat (courrier MME/CT /Sec/Cml1201 0-011 du 11 novembre 2011) comprend :

- ✚ 1 Turbine à gaz TAG additionnelle (cycle Gaz) de 111 MW déjà construite.
- ✚ 1 Turbine à Vapeur TAV de 111 MW avec deux chaudières de récupération de chaleur des échappements de la nouvelle TAG ainsi que celle mise en service en décembre 2009.

Ces installations, d'une puissance complémentaire de 222 MW, permettront d'augmenter de 1.488 GWh l'énergie annuelle produite par CIPREL dans le cadre de son contrat de « **take or pay** ».

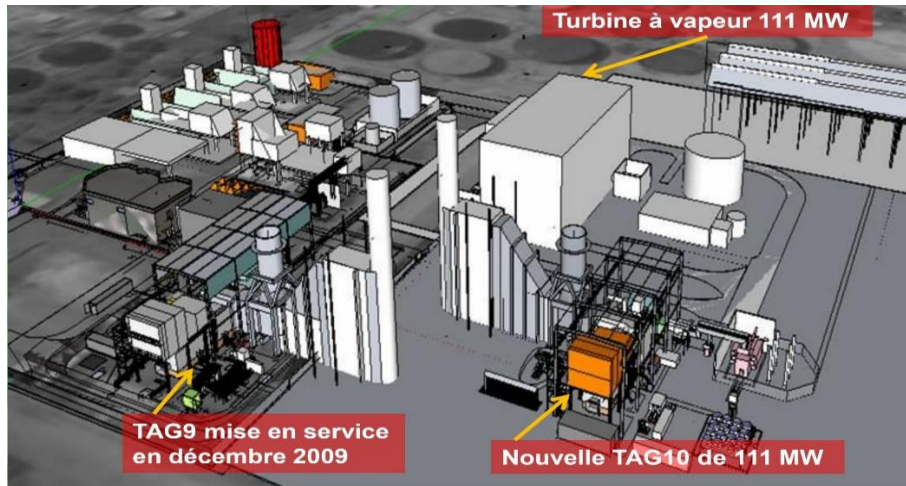


Figure 5 : Projet du cycle combiné

- Formule d'incitation bonus/malus

Si la production est supérieure à la production contractuelle, CIPREL bénéficie d'un bonus. La quantité d'énergie livrée en plus est facturée à 8% du prix de base pour les 48 premiers GWh et 38% au-delà.

Par contre, si par la faute de CIPREL la production est inférieure à la quantité contractuelle, l'énergie non produite est reportée à l'exercice suivant et fait l'objet d'une pénalité financière dont les pourcentages appliqués au prix de base sont identiques au cas du bonus.

c. La certification

La CIPREL s'est engagée dans une démarche Qualité Sécurité et Environnement (QSE). Par ailleurs, elle détient le premier titre de producteur indépendant d'électricité en Côte d'Ivoire avec plusieurs certificats définis :

- ✚ Qualité : ISO 9001 version 2008 valable du 08/10/2010 au 07/10/2013 ;
- ✚ Sécurité : OHSAS 18001 version 2007 valable du 08/10/2010 au 19/08/2012 ;
- ✚ Environnement : ISO 14001 version 2004 valable du 08/10/2010 au 15/03/2012.

La centrale thermique présente des risques d'incendie et d'accident, ce qui exige à la fois des moyens efficaces de lutte et un contrôle permanent de l'état du matériel. Pour préserver sa survie, la centrale de VRIDI II possède ses propres équipements de lutte contre l'incendie et entraîne son personnel à la lutte contre le feu. A cet effet, le contrôle de l'état des équipements de lutte contre l'incendie (SETIS) se fait chaque mercredi.

4. STRUCTURE INTERNE DE LA CIPREL

La CIPREL est pilotée par une direction générale ayant sous sa tutelle deux services et deux directions :

- + Le service qualité, sécurité et environnement (QSE)
- + Le service des ressources humaines
- + La direction de développement et de management des projets de la centrale
- + La direction d'opération et de gestion

La direction d'opération a pour mission de déployer une organisation permettant d'atteindre les objectifs fixés par la direction générale en termes de politique et de stratégie, d'assurer l'activité technique de la centrale. Elle est composée de deux services et d'une direction qui sont :

- + Le service finance et comptabilité
- + La direction technique

Nous avons été accueillis par la Direction Technique (DT). Elle supervise les activités de l'exploitation et de la maintenance. L'exploitation a pour mission d'assurer la production de l'énergie et la surveillance permanente des unités de production par le roulement de quart. La maintenance, quant à elle a pour mission d'assurer l'entretien et le suivi des équipements.

L'organigramme de la Direction Générale de la CIPREL fait l'objet de **l'annexe 1**.

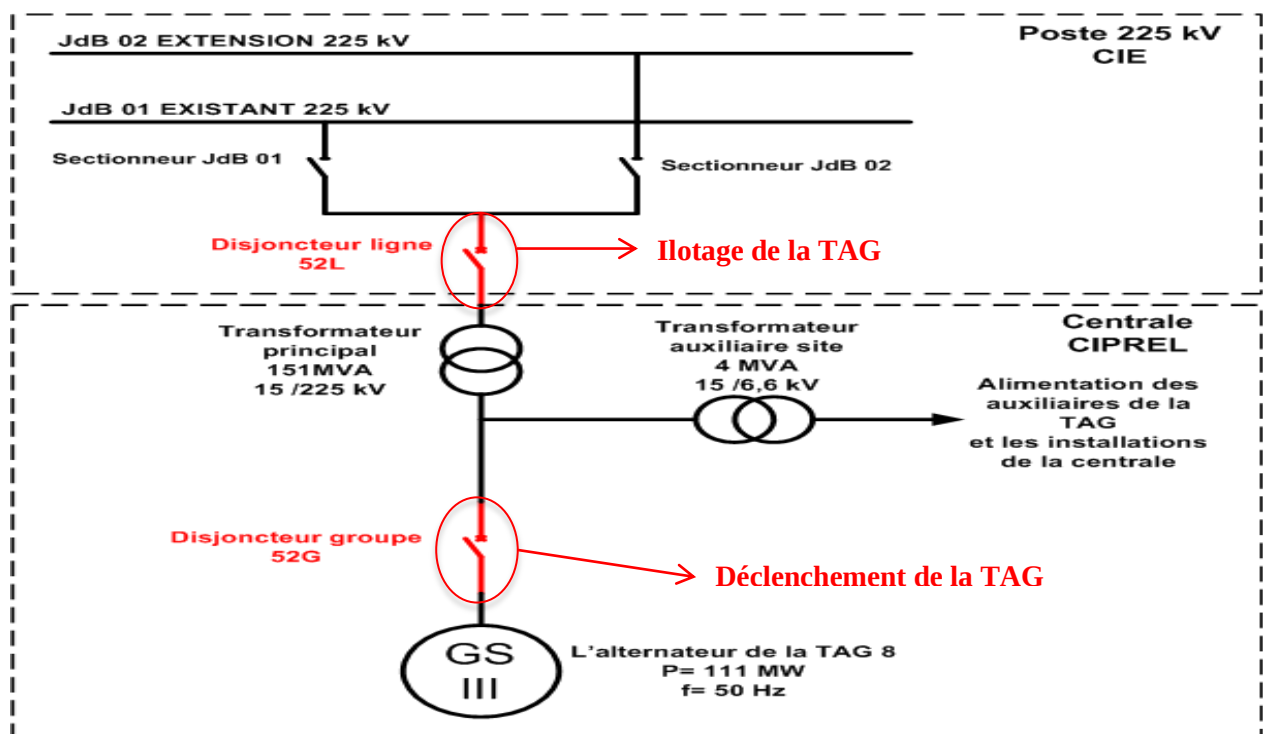
CHAPITRE II : PRESENTATION DU THEME

1. INTITULE DU THEME

Le thème qui fait l'objet de notre projet de fin étude d'élève ingénieur en Energie option génie électrique est : « **La modification de la matrice de protection de la TAG 8 en vue de son ilotage lors de certains défauts sur le réseau et la synchronisation à partir du disjoncteur ligne pour son couplage au réseau** ». Ce thème a été proposé par la Direction Technique dans le but de limiter les déclenchements intempestifs de la TAG 8, en vue d'éviter le vieillissement prématuré de ces pièces.

2. CONTEXTE DU THEME

La CIPREL est une Compagnie Ivoirienne dont le secteur d'activité est la production d'énergie électrique à partir des turbines à gaz. Cette énergie électrique est ensuite évacuée sur le réseau CIE à travers deux disjoncteurs.



L'ilotage est l'isolement de la turbine à gaz du réseau électrique par l'ouverture de son disjoncteur ligne suite à un défaut électrique, alors que le déclenchement est l'isolement de la machine par l'ouverture de son disjoncteur groupe situé à la centrale.

Suite à des déclenchements de la TAG 8 sur des défauts faisant la TAG 9, la direction technique de CIPREL nous a donc demandée de faire une étude en vue de modifier les protections concernées et ainsi avoir les mêmes actions sur les deux machines.

Par la suite resynchronisée la TAG 8 au réseau à partir du disjoncteur ligne après chaque ilotage.

3. CAHIER DE CHARGE

- + Recenser et analyser les protections qui provoquent un ilotage sur la TAG 9
- + Identifier à partir de ces protections celles qui font déclencher la TAG 8
- + Etudier et proposer des solutions pour les protections concernées afin d'obtenir les mêmes actions sur les deux machines.
- + Etude du système de synchronisation existant sur la TAG 8.
- + Proposer des solutions d'amélioration du système et établir les consignes d'exploitation.
- + Faire une étude économique des solutions proposées.



2^{eme} PARTIE : ETUDE L'EXISTANT

CHAPITRE 1 : Description des équipements de la turbine à gaz

I. Principe de fonctionnement de la turbine à gaz

Une turbine à gaz permet la transformation de l'énergie calorifique obtenue à partir de la combustion d'un combustible gazeux ou liquide en énergie mécanique. Celui entraîne l'arbre de l'alternateur qui produit de l'énergie électrique au réseau électrique.

Une turbine à gaz se compose d'un dispositif de démarrage, d'accessoires, d'un compresseur axial, d'un système de combustion, et d'une turbine.

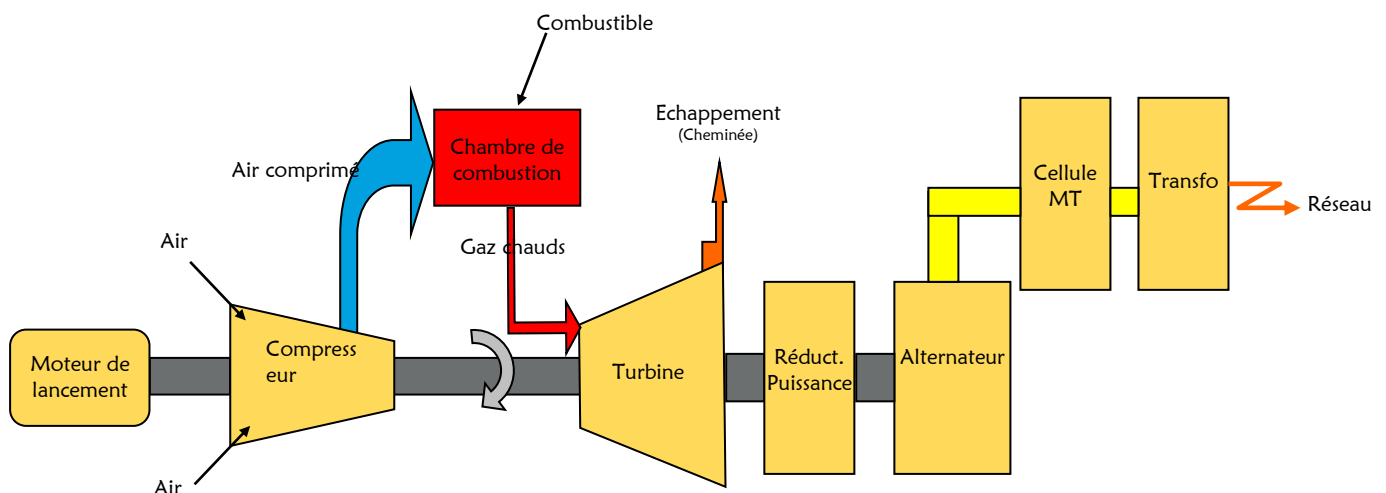


Figure 6 : Schéma de principe d'une turbine à gaz

Dès que le système de démarrage de la turbine est activé et que l'embrayage est engagé, l'air ambiant est aspiré, filtré puis comprimé dans les 17 étages du compresseur axial.

L'air comprimé en provenance du compresseur pénètre dans les chambres de combustion.

Les injecteurs introduisent le combustible dans chacune des chambres de combustion où il se mélange à l'air. L'allumage s'effectue grâce à deux bougies rétractables (mais une seule est suffisante pour effectuer l'opération).

La combustion se propage dans les autres chambres à travers des tubes d'interconnexion qui les relient entre elles au niveau de la zone de combustion.

Les gaz chauds issus des chambres de combustion franchissent les pièces de transition emboîtées à l'extrémité arrière de chaque tube de flamme pour traverser ensuite les étages de la turbine où ils se détendent. Chaque étage se compose d'un ensemble d'aubes fixes suivies d'une rangée d'aubes mobiles. Dans chaque rangée d'aubes fixes, l'énergie cinétique du jet de gaz augmente, en même temps que la pression chute. Dans la rangée adjacente d'aubes mobiles, une partie de l'énergie

cinétique du jet est convertie en travail utile transmis au rotor de la turbine sous la forme d'un couple mécanique.

Après leur passage dans les aubes du dernier étage, les pertes sont envoyées dans le cadre d'échappement.

II. Description des compartiments de la turbine à gaz

La centrale thermique CIPREL est constituée de cinq (6) turbines à Gaz (TAG) dont trois(3) turbines de type 6000 et trois (3) de type 9000.

- Les types 6000, pour les TAG5, TAG6 et TAG7
- Les types 9000, pour les TAG8, TAG9 et TAG10

Chaque groupe thermique turbine à gaz se compose d'un système de contrôle, de commande et de quatre (4) compartiments qui sont :

- Le compartiment des auxiliaires.
- Le compartiment compresseur-turbine.
- Le compartiment réducteur de vitesse
- Le compartiment alternateur.

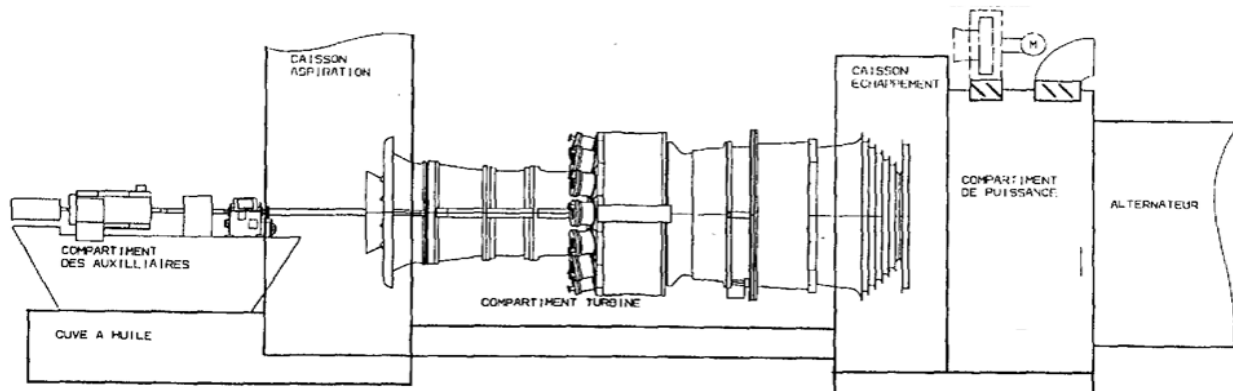


Figure 7 : Les différents compartiments de la turbine à gaz

1. Le compartiment des auxiliaires

Il est situé avant le compartiment turbocompresseur et comprend tous les auxiliaires nécessaires au fonctionnement indépendant du groupe thermique turbine à gaz. Il est constitué de :

a. Moteur de lancement

La turbine à gaz ne pouvant démarrer par elle-même, doit être entraînée par un dispositif de lancement pour atteindre sa vitesse d'auto-sustentation. Cette fonction est assurée par un moteur diesel ou électrique relié à un convertisseur de couple afin d'assurer le couple de démarrage

nécessaire au lancement de la turbine. Il sert à entraîner l'arbre du compresseur et de la turbine à une vitesse de rotation bien déterminée. Pour les TAG 5, 6, et 7 les moteurs de lancement sont des moteurs Diesel et pour les TAG 8, 9 et 10 les moteurs sont électriques.

b. Convertisseur de couple

C'est un élément qui convertit le couple donné par le moteur de lancement pour pouvoir faire tourner l'arbre de la turbine.

c. Réducteur des auxiliaires

C'est un ensemble de roue dentée actionnée par l'arbre turbine pour entraîner certains éléments tels que : la pompe à huile Haute Pression, la pompe à huile principale, la pompe de combustible liquide, la pompe d'eau de refroidissement et le compresseur d'air d'atomisation.

d. Vireur

C'est une motopompe qui aide le moteur de lancement pendant le moment de démarrage pour éviter la flèche de l'arbre turbine. Il fait tourner l'ensemble de 1 / 4 de tour chaque 3mn pour les TAG 6000 et 120 tr/min pour les TAG 9000. Le vireur est utilisé pour le positionnement de la ligne d'arbre.

Une turbine à gaz ne peut pas démarrer d'elle-même à partir de l'état de repos : elle nécessite donc l'aide d'organe de lancement auxiliaire dont le rôle doit être triple :

- Décoller la ligne d'arbre en appliquant un couple très important au rotor pendant les premiers tours alors que le film d'huile aux paliers n'est pas formé.
- Accélérer la turbine jusqu'à une vitesse où l'allumage devient possible (environ 20% de la vitesse nominale).
- Après l'allumage, aider à l'accélération de la turbine jusqu'à la vitesse dite d'auto sustentation à partir de laquelle la turbine est capable d'atteindre par elle-même la vitesse nominale.

2. Le compartiment compresseur-turbine.

a. Section compresseur

La section compresseur à débit axial se compose d'un rotor et d'une série de corps. Les corps renferment les aubes orientables, les 17 étages du rotor et l'aubage du stator, ainsi que les deux rangées d'aubes fixes de guidage (appelées E.G.V.).

Dans le compresseur, l'air est mis en rotation par une rangée circulaire d'aubes mobiles (rotor) et subit une augmentation de vitesse. En franchissant ensuite une rangée d'aubes fixes (stator), la vitesse de l'air diminue et sa pression augmente. Une partie de l'air du compresseur est utilisée pour le refroidissement de la turbine, l'étanchéité des paliers et la commande du dispositif anti-pompage.

b. Section chambre de combustion

Le système de combustion est du type à flux inversé et se compose de chambres (10 pour les types 6000 et 14 pour les 9000) de combustion équipées des composants suivants: Tubes de flamme, écrans de radiation (flow-sleeve), pièces de transition et tubes d'interconnexion. Bougies, détecteurs de flamme et injecteurs de combustible font également partie du système. Les gaz chauds issus de la combustion du fioul dans les chambres servent à entraîner la turbine. Le combustible est introduit dans chaque chambre de combustion par un injecteur.

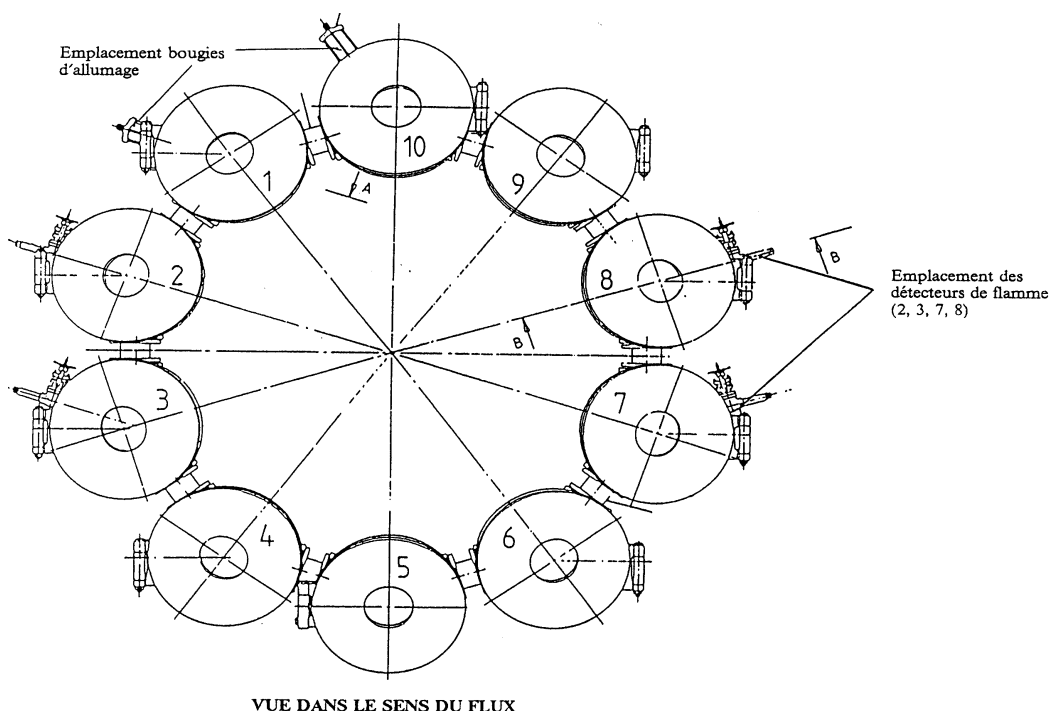


Figure 8 : Disposition des chambres de combustion

c. Section turbine

C'est dans la zone des trois étages turbine que l'énergie, sous forme de gaz sous pression produite par le compresseur et le système de combustion, est convertie en énergie mécanique.

Chaque étage turbine se compose d'une directrice et d'une roue avec son aubage. La section turbine comprend le rotor, le corps, les directrices, les segments de protection, le cadre d'échappement et le diffuseur d'échappement.

3. Le compartiment réducteur de vitesse

Il est utilisé uniquement sur les TAG 6000. C'est un ensemble de roue dentée qui sert à réduire la vitesse de rotation de 5100 tr/min de la turbine pour communiquer une vitesse de rotation de 3000 tr/min à l'alternateur.

4. Le compartiment alternateur

L'alternateur est un générateur à courant alternatif, entraîné par une turbine à gaz refroidi à l'air en circuit fermé et traversant deux réfrigérants air/eau. Les alternateurs se composent de trois parties essentielles :

- Stator.
- Rotor.
- Equipement excitation.

5. Le compartiment de contrôle

C'est un ensemble d'appareils de commande et d'informations nécessaires au fonctionnement de la machine. Il se compose de :

a. L'armoire de contrôle centralisée des moteurs auxiliaires : CCM

L'armoire de contrôle centralisée des moteurs auxiliaires de la turbine à gaz comporte des casiers, des manettes de commande et des voyants lumineux indiquant si le casier est sous tension et si l'auxiliaire correspondant est en service.

b. L'armoire alternateur

Le rôle principal des circuits de l'armoire est le traitement des données transmises par les capteurs de l'alternateur et de traiter les commandes locales destinées à l'alternateur.

Les conditions anormales de fonctionnement de l'alternateur sont également traitées par les circuits.

Les principaux composants sont :

- Transformateurs de mesures
- Contacteurs
- Relais
- Transducteurs des modules d'entrées logiques et analogiques
- La matrice à diodes
- Le panneau de synchronisation manuelle comprenant :
 - fréquencemètre
 - voltmètre différentiel
 - synchronoscope

c. L'armoire contrôle turbine

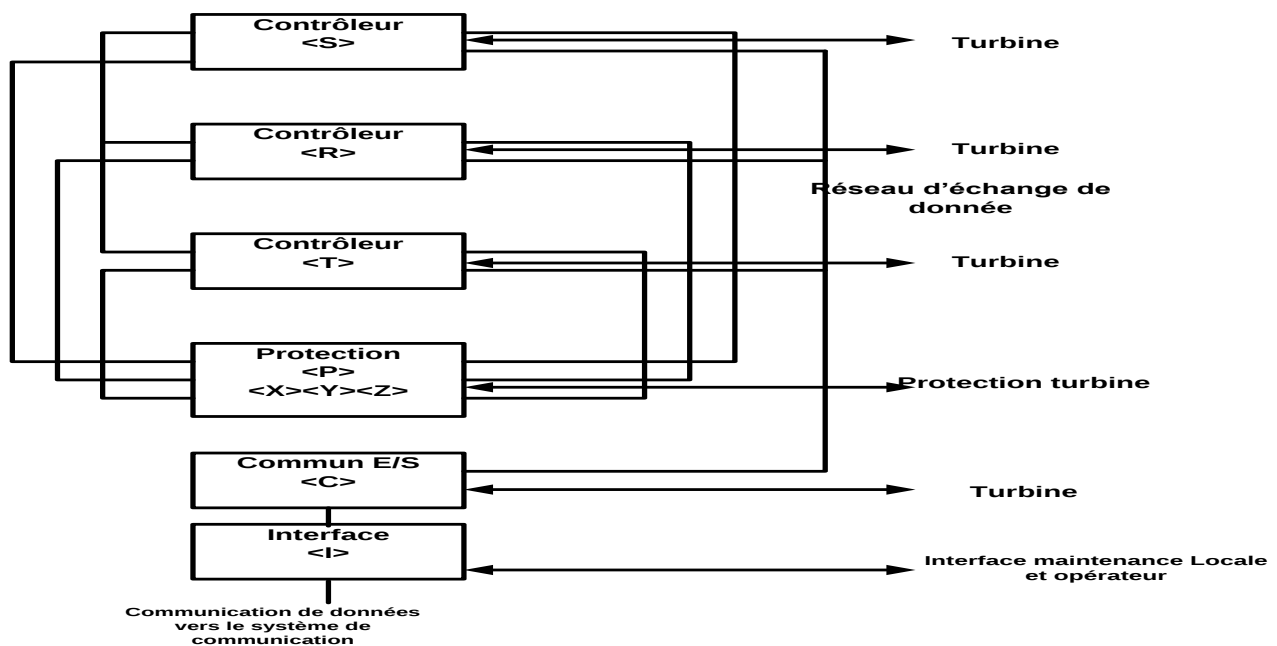
C'est l'armoire de régulation et de commande de la turbine appelée aussi armoire SPEEDTRONIC. Elle comporte les appareils indicateurs, les voyants lumineux qui permettent les manœuvres, la surveillance du bon fonctionnement de la turbine.

Il est constitué d'un automate appelé MARK V de système de contrôle TMR (Triple Module Redondant).

Le MARK V comporte 5 parties principales :

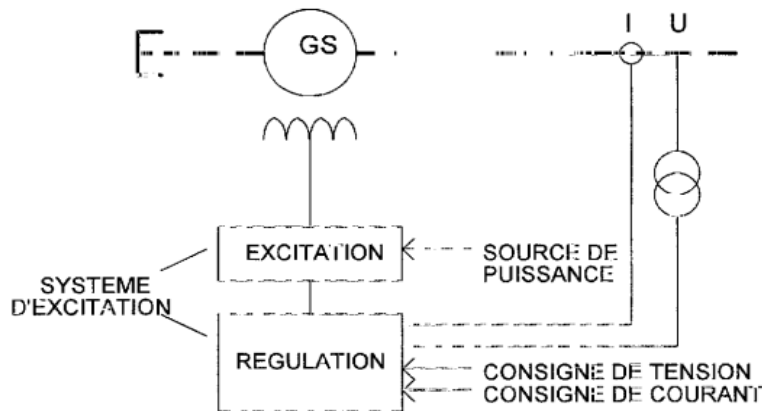
- Trois processeurs appelés contrôleurs redondants <R>, <S> et <T>. Les contrôleurs sont des modules séparés physiquement et indépendants qui comprennent du matériel et du logiciel de contrôle et de protection (déclenchement). Chaque contrôleur échange ses données d'entrées avec les autres contrôleurs et calcule la valeur moyenne avant l'exécution de son logiciel d'application.
- Contrôleur protection <P>. Les cartes <X>, <Y> et <Z> du contrôleur exécutent les fonctions suivantes :
 - ✓ Protection de secours contre la survitesse
 - ✓ Synchronisation automatique en liaison avec les contrôleurs redondants
 - ✓ Surveillance du système de combustion de la turbine à gaz
- Contrôleur commun <C> est un module de communication, il permet d'échanger les informations venant de la turbine avec les autres armoires, et aussi avec l'interface <HMI>
- Contrôleur <D> c'est également un module de communication, il permet de remplacer le contrôleur <C> à cas de problème.
- Interface d'entrée /sortie
- D'une source d'alimentation de 125 V DC

Le logiciel utilisé sur le mark V est TOOLBOX, avec un langage de programmation LADDER (langage à contact).



d. armoire excitation régulation

Il sert à alimenter le rotor de l'alternateur avec un courant continu permettant à celui-ci de maintenir entre ses bornes une tension contrôlée dans tous les cas de fonctionnement à vide et à pleine charge.



e. Les batteries et chargeurs :

Ils sont utilisés pour le fonctionnement des composants électroniques qui sont alimentés avec le courant continu DC.

L'armoire de contrôle turbine et l'armoire de contrôle alternateur que nous allons voir par la suite.

6. Les systèmes auxiliaires de la turbine à gaz

a. Le système d'air d'atomisation

Il a pour but de pulvériser le combustible liquide pour obtenir un fin brouillard et assurer ainsi un état du fuel proche de celui du gaz. Cela permet de diminuer les imbrûlés et d'améliorer ipso facto le rendement de combustion.

b. Le système d'huile de contrôle

Pour les fonctions de sécurité et le déclenchement pour des dispositifs de protection.

c. Le système de ventilation

Il Permet d'évacuer l'air chaud dans les compartiments de la turbine.

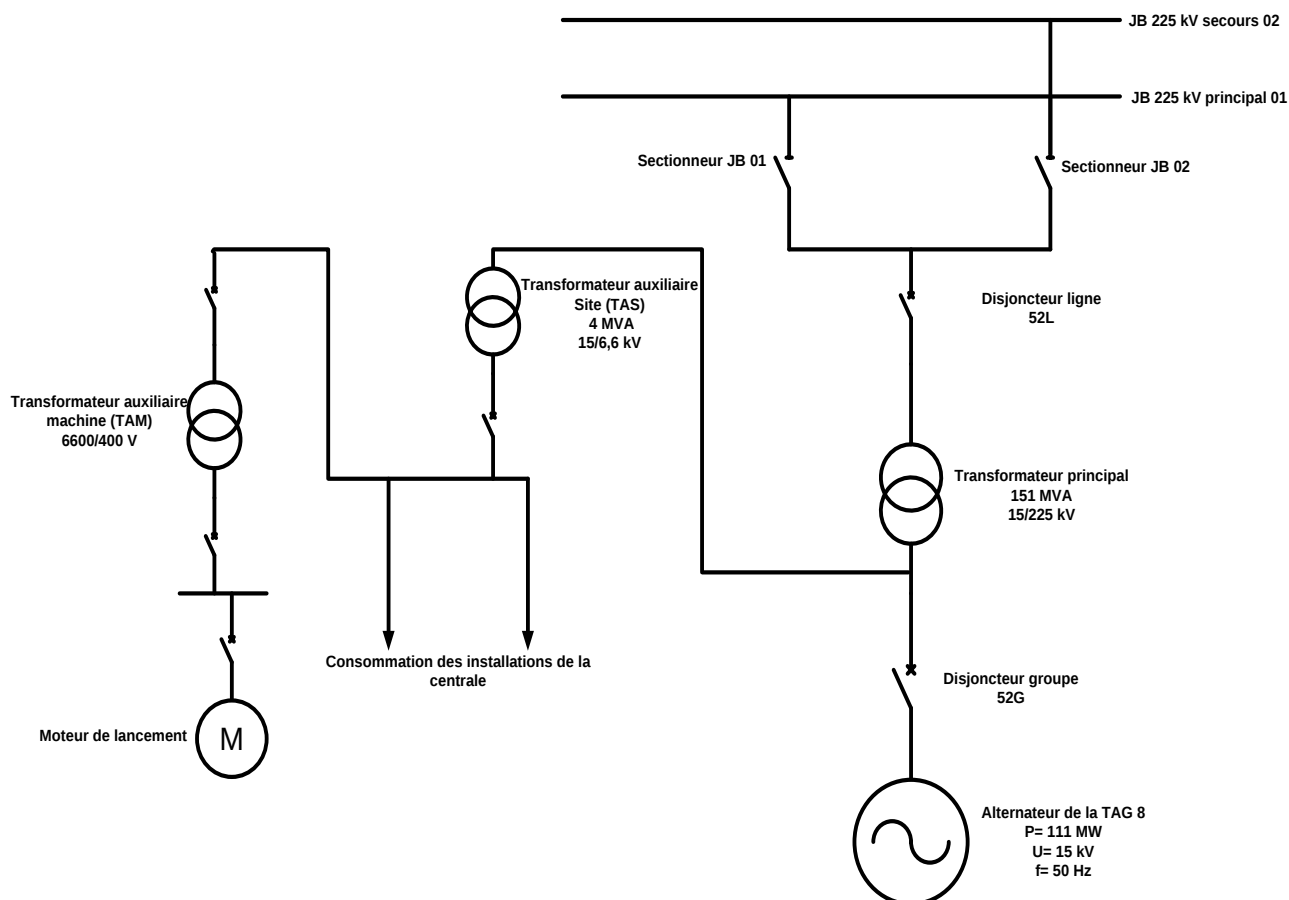
d. Le système d'huile de lubrification

Il sert à lubrifier les paliers de la turbine et de l'alternateur.

e. Le système d'eau de refroidissement

Pour l'évacuation des calories au niveau de l'air de l'alternateur et des réfrigérants de la turbine.

III. LE SYSTEME D'EVACUATION D'ENERGIE ELECTRIQUE



1. Le transformateur principal

La transmission de l'énergie électrique sur le réseau se fait par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur. Ce transformateur est raccordé, du côté primaire au groupe turbo-alternateur, et côté secondaire au jeu de barres haute tension du poste CIE. Ce transformateur triphasé a deux enroulements en cuivre, une Fréquence de 50Hz et un Rapport de transformation 11/90 kV (pour les TAG 5, 6, 7 et 9) et 11/225 kV (pour la TAG 8 et 10) avec un Couplage triangle/étoile.

2. Le transformateur auxiliaire site (TAS)

Avant et pendant le démarrage de la turbine les auxiliaires sont alimentés par un transformateur lié au réseau et qui transforme la moyenne tension du réseau 15 kV en 6 ,6 kV.

3. Le transformateur auxiliaire machine (TAM)

Ce transformateur assure l'alimentation des auxiliaires à la fin de la séquence de démarrage de la turbine (environ 95% de la vitesse nominale). Le TAM est lié à la sortie de l'alternateur par son primaire et aux auxiliaires par son secondaire. C'est un transformateur abaisseur de tension.

CHAPITRE 2 : GENERALITES SUR LES PROTECTIONS

I. GENERALITES DE LA PROTECTION DES TAG

1. Principe de fonctionnement

Les protections mises en place sur les turbines à gaz 8 ont pour objectif de protéger les équipements de CIPREL contre un certain nombre de défauts et de dysfonctionnements. Ces défauts peuvent être :

- Interne à la centrale
- Externe à la centrale provenant du poste 225kV (court-circuit)
- Des surcharges
- Des variations de tension et de courant

Tous ces défauts engendrent des ordres d'ouverture des disjoncteurs à l'aide d'une matrice de protection communément appelé « la matrice à diode ».

2. La matrice à diode

La matrice à diode est une logique programmée des déclenchements des protections électriques. Elle est située sur l'armoire alternateur et est composée de 60 colonnes d'entrées déterminant le nombre de défauts et de 12 lignes de sortie déterminant le type d'action menée. Les protections sont raccordées individuellement aux entrées, alors que les sorties sont connectées à des relais bistables qui ont pour fonction de donner les ordres de déclenchement, l'action d'un relais de protection est sélectionnée par le positionnement d'une diode dans la matrice. (**Annexe 2**)

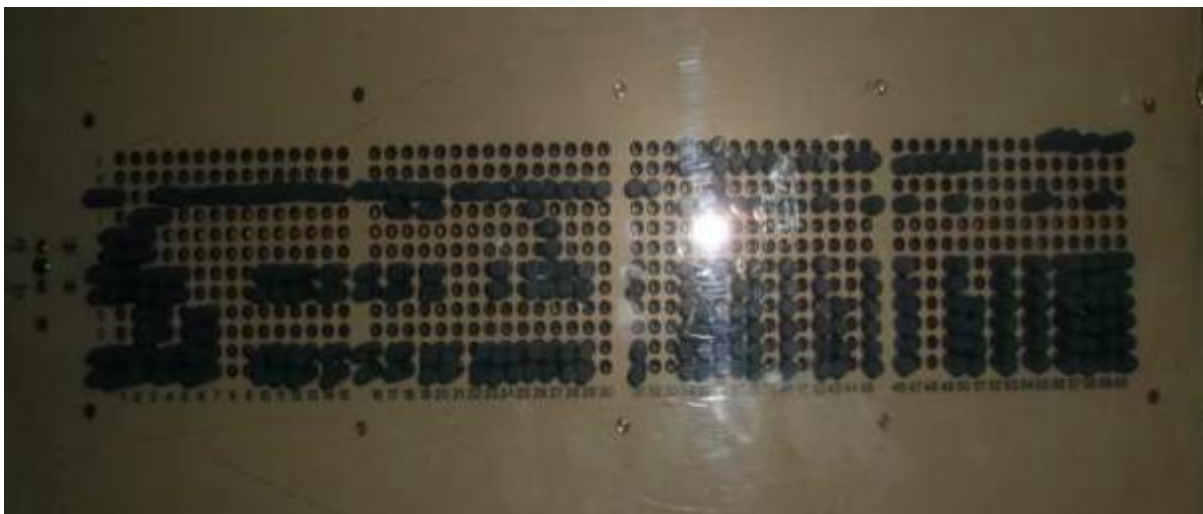


Figure 9 : Vue de la matrice à diode

La surveillance et la commande permanente des protections de la machine est fait par un circuit de contrôle .Ce circuit de contrôle et de protection est constitué deux armoires qui sont :

3. Circuit de contrôle et de protection

Le schéma ci-dessous représente l'ensemble du système de fonctionnement des protections de la turbine.

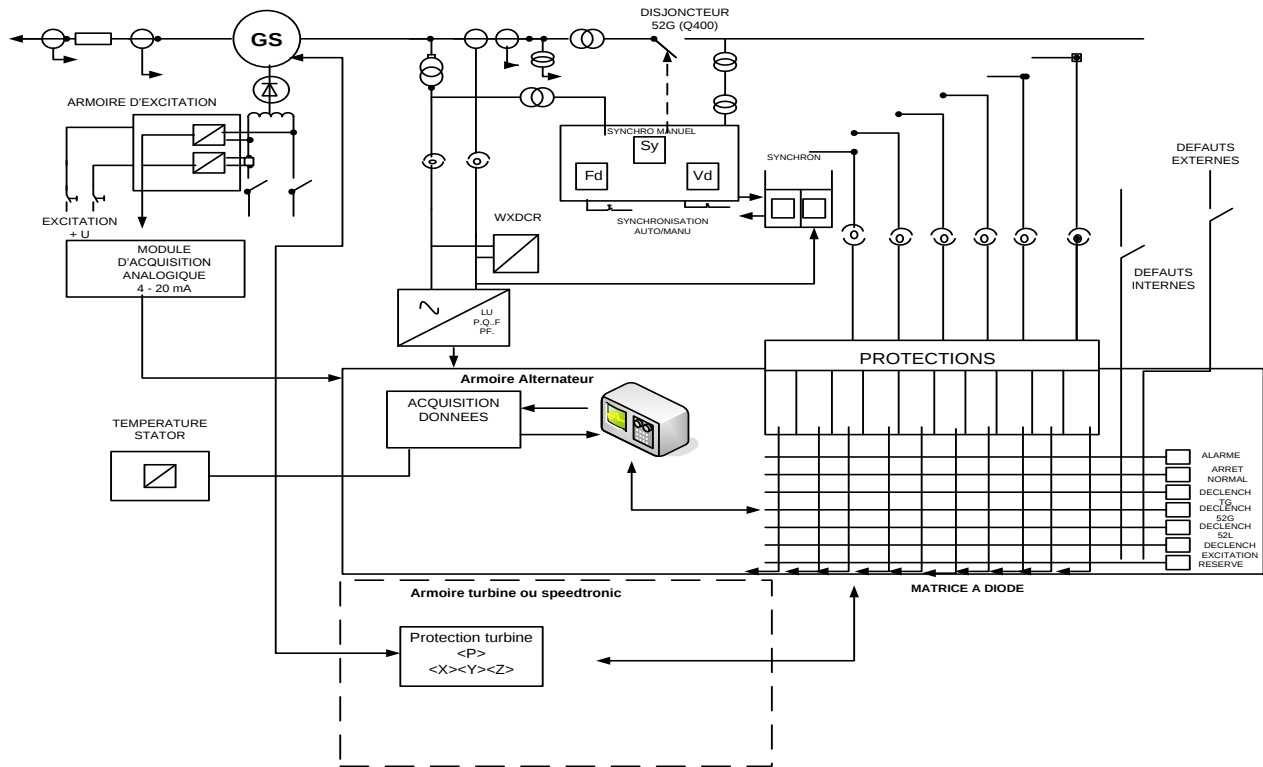


Figure 10 : Circuit de contrôle et de protection

Le traitement des défauts se font selon le type et le lieu des défauts.

Lorsque les défauts sont générées par les circuits d'excitation-régulation, l'alternateur, le transformateur principal, le transformateur auxiliaire et les équipements auxiliaires sont transférées vers les modules d'entrée de l'unité de l'automate T1000 qui traite et affiche les défauts au niveau de l'armoire alternateur.

L'automate T1000 traite les données et affiche les messages d'alarme tandis que la matrice à diodes dirige les données vers les relais qui sont reliés aux circuits de déclenchements.

II. LES PROTECTIONS DE LA TAG 8

Pour préserver la machine contre les défauts de tout genre, pouvant lui causer des dommages, les protections sont utilisées dans ces différents compartiments.

A. PROTECTIONS ALTERNATEUR

L'alternateur étant un appareil très important dans la production du courant alternatif sur le réseau électrique, le protégé contre les défauts internes ou externes est vitale pour la bonne marche de la centrale. Ces défauts peuvent entraîner de grands courants de défaut dans les enroulements de l'alternateur dans le circuit magnétique et par conséquent peuvent endommager l'alternateur. Ces défauts nécessitent une désexcitation automatique de l'alternateur afin d'éviter des détériorations dans les enroulements stator ou rotor. Ces protections sont des relais qui surveillent différents paramètres comme la tension, le courant et la puissance.

1. Maximum de température stator (49G)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un échauffement anormal des enroulements stator de l'alternateur dû à une surcharge ou à un défaut de ventilation.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE TEMPERATURE STATOR (49G)		0°C à 200°C		1 ^{er} stade 140°C 2 ^{eme} stade 150°C

2. Défaut isolement rotor (64F)

▪ But de la protection

Il permet de détecter le premier défaut d'isolement sur les enroulements du rotor de l'alternateur. L'isolement étant vérifié automatiquement par injection d'un signal basse fréquence de 4 Hz.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MASSE ROTOR TOG (64F)		1kΩ à 5kΩ		2kΩ

3. Maximum courant excitation

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut de la carte de limitation du courant d'excitation et/ou un défaut de fonctionnement des protections réseau en cas de court-circuit. La mesure du courant d'excitation, réalisée à l'aide d'un shunt 150A/0.1V, est comparée au réglage du relais.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE COURANT EXCITATION (50/76)	1 ^{er} stade 1,6 à 17,6 s 2 ^{eme} stades 1,6 à 17,6 s	1 ^{er} stade 70 à 118%Un pas 2% 2 ^{eme} stade 70 à 118%Un pas 2%	1er stade 4,8 s 2eme stade 6,4 s	1er stade 92%Un 2eme stade 92%Un

4. Minimum d'impédance capacitive/perte d'excitation (40)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un fonctionnement en mode asynchrone de l'alternateur, dû à une perte d'excitation, et d'éviter un échauffement anormal du rotor de celui-ci, prélevant la puissance réactive au réseau.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
		TEMPO		TEMPO
PERTE EXCITATION TZG (40)	$X_m=8$ à 40Ω $\emptyset=40$ à 315Ω	0,8 s à 8,8 s	$X_m=8\Omega$ $\emptyset=125 \Omega$	1,6 s

5. Maximum de tension stator (59)

▪ But de la protection

Il permet de détecter une surtension dans le stator pouvant être due à un défaut du système de régulation (AVR) ou au fonctionnement à vide de l'alternateur sur une ligne de grande longueur.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE TENSION TV3111 (59)	0,8 s à 8,8 s	100 V à 176 V	3,2 s	128 V

6. Maximum de courant stator

▪ But de la protection

Il permet de détecter une surintensité aux bornes de l'alternateur, due à un court-circuit externe à la machine ou à un fonctionnement en surcharge de celle-ci. La mesure du courant est donc comparée, phase par phase au réglage du relais.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM COURANT STATOR A TEMPS INVERSE TASG 1110C (51V1)	0,1 à 1 s	0,6 A à 1,55 A	0,3 s	0,95 A

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM COURANT STATOR A TEMPS INVERSE TASG 1110C (51V2)	0,1 à 1 s	0,6 A à 1,55 A	0,3 s	0,95 A

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM COURANT STATOR A TEMPS INVERSE TASG 1110C (51V3)	0,1 à 1 s	0,6 A à 1,55 A	0,3 s	0,95 A

7. Retour de puissance (32)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un fonctionnement en moteur de l'alternateur. Le fonctionnement de l'alternateur en moteur est détecté par une mesure de puissance directionnelle. L'image du produit $I * \cos \varphi$ est comparée au seuil réglé sur le relais.

▪ Détermination du réglage

Pour éviter des déclenchements dus à des variateurs transitoires de puissance, cette protection sera temporisée.

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
RETOUR DE PUISSANCE TWLQ1111	0,8 à 8,8 s	0A à 0,18 A	2,4 s	0,04 A

8. Minimum de tension stator

▪ But de la protection

Il permet de protéger les auxiliaires alimentés depuis le 15kV contre les baisses de tension et sert de protection de secours contre le court-circuit sur les réseaux 15kV et 225kV. La mesure de la tension stator de l'alternateur est donc comparée à la valeur réglée sur le relais .la valeur minimale acceptée aux bornes des moteurs étant de $0.8 \cdot U_n$.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MINIMUM DE TENSION TVN3311 (27)	0,4 s à 4,4 s	60 V à 136 V	4 s	80 V

9. Déséquilibre du courant stator

▪ But de la protection

Il permet de détecter un courant inverse, dû à un déséquilibre sur le réseau 15kV, qui aurait pour conséquence un échauffement anormal de l'alternateur. La mesure du courant stator est utilisée pour déterminer la composante inverse du courant, laquelle est comparée au réglage du relais.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
DESEQUILBRE COURANT STATOR TAIS 3220 (46)	1,6 s à 17,6 s	6 à 20%In	9,6 s	6%In

10. Maximum tension homopolaire soutirage excitation (59TEX)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un déséquilibre de tension, aux secondaires des transformateurs d'excitation, dû à un défaut à la terre. L'alimentation de l'excitation est réalisée à l'aide de trois transformateurs monophasés avec chacun deux enroulements secondaires 100 V connectés Yz11.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
DEFAUT TRANSFORMATEUR EXCITATION TVH3111 (59TEX)	0,8 à 8,8 s	0 V à 36 V	4,8 s	20 V

11. Différentielle alternateur (87G)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut d'isolement entre phase sur les enroulements stator de l'alternateur.

La différence entre les mesures des courants cotés neutre et coté phase est comparée au seuil réglé sur le relais.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	PENTE	SEUIL FIXE	PENTE	SEUIL FIXE
DIFFERENTIELLE ALTERNATEUR TDG (87G)	2 à 10%	0,025 à 0,1 A	10%	0,05A

12. Masse stator (64G)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut à la terre localisé dans les enroulements stator de l'alternateur et/ou un défaut à la terre sur le jeu de barres 15 kV. Le neutre de l'alternateur étant relié à la terre par une résistance de 866Ω, le courant homopolaire est limité à 10 A. Les enroulements alternateur devant être protégés à 95%, la protection devra fonctionner dès détection de 5% du courant de limitation.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE COURANT HOMOPOLAIRE TAH 1111 (64G)	0,1 s à 1,1 s	0,06 A à 0,44 A	0,3 s	0,12 A

B. PROTECTION TRANSFORMATEUR GROUPE

1. Différentielle (87T)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut phase/phase et phase /terre sur les équipements suivants :

- Jeux de barres 15 kV
- Transformateur de groupe
- Transformateur auxiliaire
- Câbles MT

Le relais de protection compare phase à phase la mesure du courant sortie alternateur avec la somme des courants transformateurs (primaire pour le transformateur groupe et secondaire pour le transformateur auxiliaire).

▪ Détermination du réglage

DIFFERENTIELLE DT34 TRANSFORMATEUR (87T)	PENTE	SEUIL FIXE	COURANTS D'ENTREE	PENTE	SEUIL FIXE	COURANTS D'ENTREE
	25% à 50%	20% à 80%	$I_{R1}=0,6I_n$ à $1,29I_n$ $I_{R2}=0,6I_n$ à $1,29I_n$ $I_{R3}=0,6I_n$ à $1,29I_n$	25%	20%	$I_{R1}=0,72I_n$ $I_{R2}=0,69I_n$ $I_{R3}=0,66I_n$

2. Courant homopolaire (64 TN)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut à la terre sur le réseau 225kV.Celle-ci est utilisée en secours des autres protections contre les défauts à la terre. La mesure du courant homopolaire est comparée à la valeur ajustée sur le relais.

▪ Détermination du réglage

Dans le but d'obtenir une sensibilité acceptable, cette protection devra être réglée à une valeur comprise entre 5% et 20%In transformateur.

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE COURANT HOMOPOLAIRE TAH1111 (64 TN)	0,4 s à 4,4 s	0 A à 0,36 A	4,4 s	0,44 A

3. Terre restreinte transformateur (64REF)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut d'isolement HT du transformateur de groupe. La mesure du courant dans le neutre du transformateur est comparée à la somme des courants de phase pour détecter une fuite à la terre.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
TERRE RESTREINTE TDB 10		0,12 A à 0,88 A		0,16 A

4. Image thermique

▪ But de la protection

Elle est obtenue en plaçant une résistance de chauffage près du soufflet de mesures. La résistance est traversée par le courant du transformateur en charge. Son augmentation en température est Proportionnelle à celle de l'huile au niveau de l'enroulement. La constante thermique de temps de l'appareil est la même que celle de l'enroulement, et permet ainsi d'en avoir une image thermique en charge en temps réel.

5. Soupapes de suppression

▪ But de la protection

Les soupapes de sûreté à action rapide servent à protéger les installations de transformateurs à refroidissement par circulation d'huile contre tout risque d'explosion pouvant survenir en cas de défectuosité ou de court-circuit.

6. Manœuvre chargeur de prise en charge

▪ But de la protection

C'est le changement de la position de la prise allant de 1 à 5 situé sur le transformateur, et lié au calibrage de la tension au niveau primaire et du secondaire du transformateur lorsqu'il fonctionne. Le commutateur ne doit être manœuvré que hors tension.

CHANGEUR DE PRISE HORS-TENSION		PRIMAIRE BT LIGNE a b c		SECONDAIRE HT LIGNE A B C neutre N	
Position	Connexions	Tension (V)	Courant (A) bas 151 MVA	Tension (V)	Courant (A) base 151 MVA
1	6 – 5	15000	5812	247800	351,8
2	6 – 4	15000	5812	241900	360,4
3	6 – 3	15000	5812	236000	369,4
4	6 – 2	15000	5812	230100	378,9
5	6 – 1	15000	5812	224200	388,8

7. Niveau conservateur (71T-1)

▪ But de la protection

C'est un appareil qui permet de déterminer le niveau d'huile qui est commandé par des contacts suivants une échelle donnée.

Il y a deux fonctions possibles pour les contacts:

- Code A (alarme) : Fermeture du contact à la valeur fixée avec retour rapide en position "ouvert" (5° environ du déplacement de l'aiguille)
- Code D (différence) : Maintien du contact fermé sur une variation de niveau importante puis retour en position "ouvert" laquelle sera maintenue jusqu'à ce que le niveau soit revenu à son point initial.

8. Thermomètre huile

▪ But de la protection

Il permet de contrôler la température de l'huile se trouvant dans le transformateur, avec un thermostat.

9. Relais buchholz

▪ But de la protection

C'est un équipement de protection des transformateurs immergés respirant. Monté en série sur la tubulure reliant la cuve du transformateur au conservateur, le relais buchholz détecte :

- Une production de gaz (cas A)
- Une vidange totale du conservateur jusqu'au-dessous du niveau du relais (cas B)
- Un brusque mouvement d'huile en provenance de la cuve contenant la partie active (cas C)

Chacun de ces défauts provoque la fermeture d'un contact provoquant suivant les cas un signal d'alarme ou de déclenchement .

- Cas A : signal d'alarme
- Cas B : signal d'alarme puis de déclenchement
- Cas C : signal déclenchement

Le déclenchement conduit généralement à l'arrêt du transformateur .

C. PROTECTION TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE

1. Défaut isolement MT 6.6kV (64MT/27)

Ce défaut utilise deux protections qui sont :

a. Maximum de tension homopolaire

▪ But de la protection

Il permet de détecter un défaut à la terre ou un défaut d'isolement sur le réseau 6.6kV. La mesure des tensions sur l'arrivée 6.6kV est utilisée pour déterminer la valeur de la tension homopolaire.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE TENSION HOMOPOLAIRE (64MT)	0,4 à 4,4 s pas 0,4s	3 à 22 V pas 1V	4 s	12V

b. Minimum de tension (27)

▪ But de la protection

Il permet de protéger les auxiliaires alimentés depuis le 6.6kV contre les baisses importantes de tension et de servir de protection de secours au relais 64MT.

La mesure de la tension d'arrivée est comparée à la valeur réglée sur le relais. La valeur minimum acceptée aux bornes des moteurs étant de 0.8 Un.

▪ Détermination du réglage

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MINIMUM DE TENSION (27)	0 à 8,8 s pas 0,8 s	60V à 136V pas 2V	3,2 s	80V

D. PROTECTION AU POSTE 225kV

1. Maximum de courant directionnel (67)

▪ But de la protection

Il permet de détecter une surintensité sur le câble 225kV, due à un court-circuit. La mesure du courant est comparée au réglage du relais.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE COURANT DIRECTIONNEL(67)	$t \geq 0,1 \text{ à } 1 \text{ s}$	$I \geq 0,5 \text{ à } 2 I_n$	$t=0,5 \text{ s}$	$I_r=1,3 \text{ A}$

2. Maximum de courant directionnel (67N)

▪ But de la protection

Il permet de détecter une surintensité homopolaire, due à un défaut à la terre du câble 225 kV ou sur l'enroulement HT du transformateur de groupe. La mesure du courant est comparée au réglage du relais.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MAXIMUM DE COURANT DIRECTIONNEL (67N) $\theta_c=20^\circ$	$t \geq 0,3 \text{ à } 3 \text{ s}$	$I \geq 0,05 \text{ à } 0,2 I_n$	$t=1 \text{ s}$	$I_r=0,1 \text{ A}$

3. Masse câble 225kV (64)

▪ But de la protection

Il permet de détecter un courant de circulation dans l'armature du câble 225kV. La mesure du courant est comparée au réglage du relais.

▪ Réglage de la protection

PROTECTION REPERE	PLAGE DE REGLAGE		REGLAGE FINAL	
	TEMPO	VALEUR	TEMPO	VALEUR
MASSE CABLE 225kV (64)		$I_R = 1 \text{ à } 6 I_n$		$I_r=1,25 \text{ A}$

E. LA MATRICE DE DECLENCHEMENT DE LA TAG 8

La matrice de protection de la TAG 8 est illustré par le schéma ci-dessous.

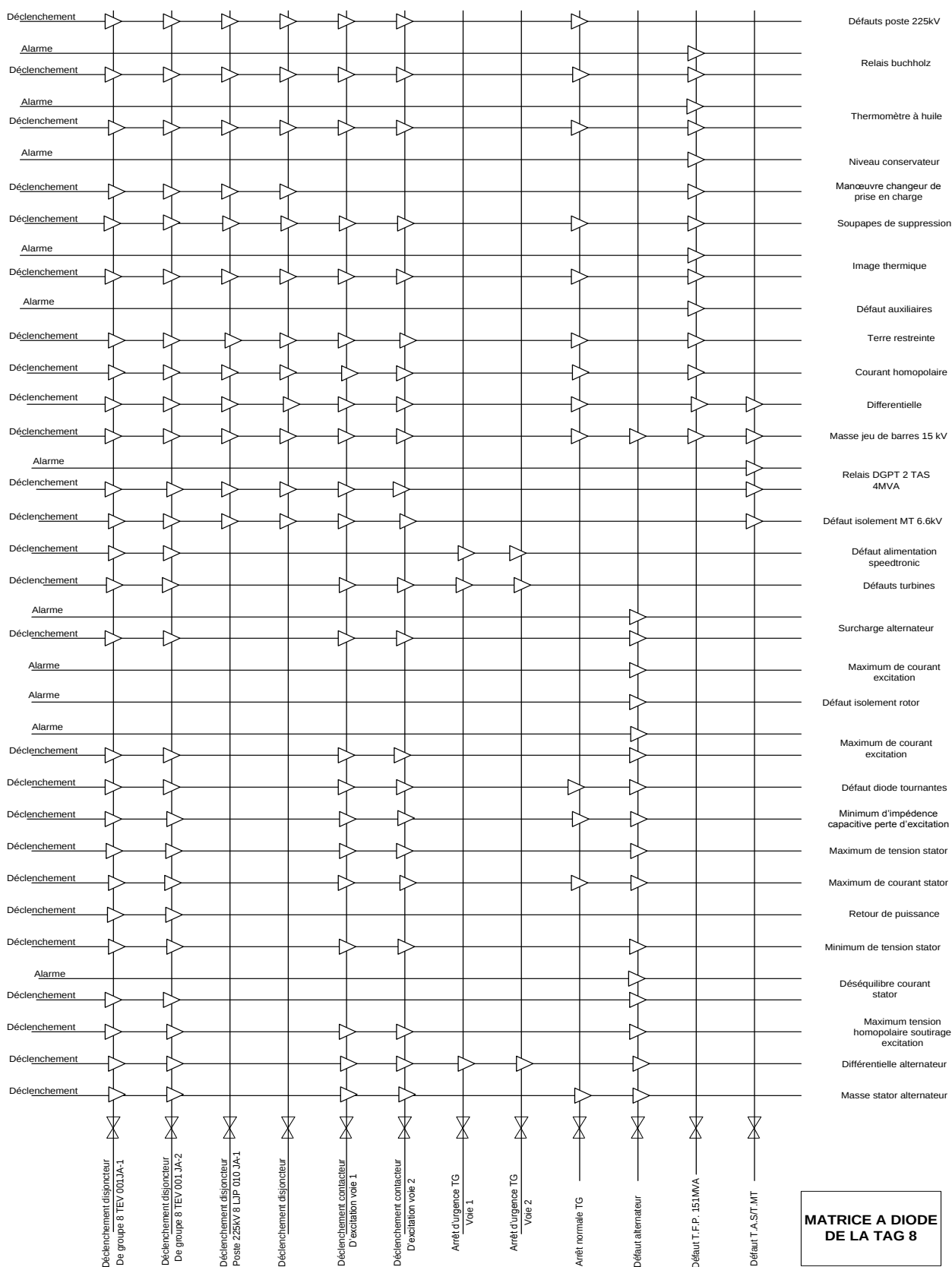


Figure 11 : Matrice de déclenchement existante de la TAG 8

III. LES PROTECTIONS DE LA TAG 9

Contrairement à la TAG8, la TAG 9 est du même type mais en version améliorée. Les protections de la TAG 9 sont doublées pour avoir une action immédiate car en cas de défaillance d'une des protections, l'autre répond rapidement. L'évolution du système de commande Mark V à un système de commande plus commode Mark Vie sur la TAG9 comme le montre le schéma ci-dessous.

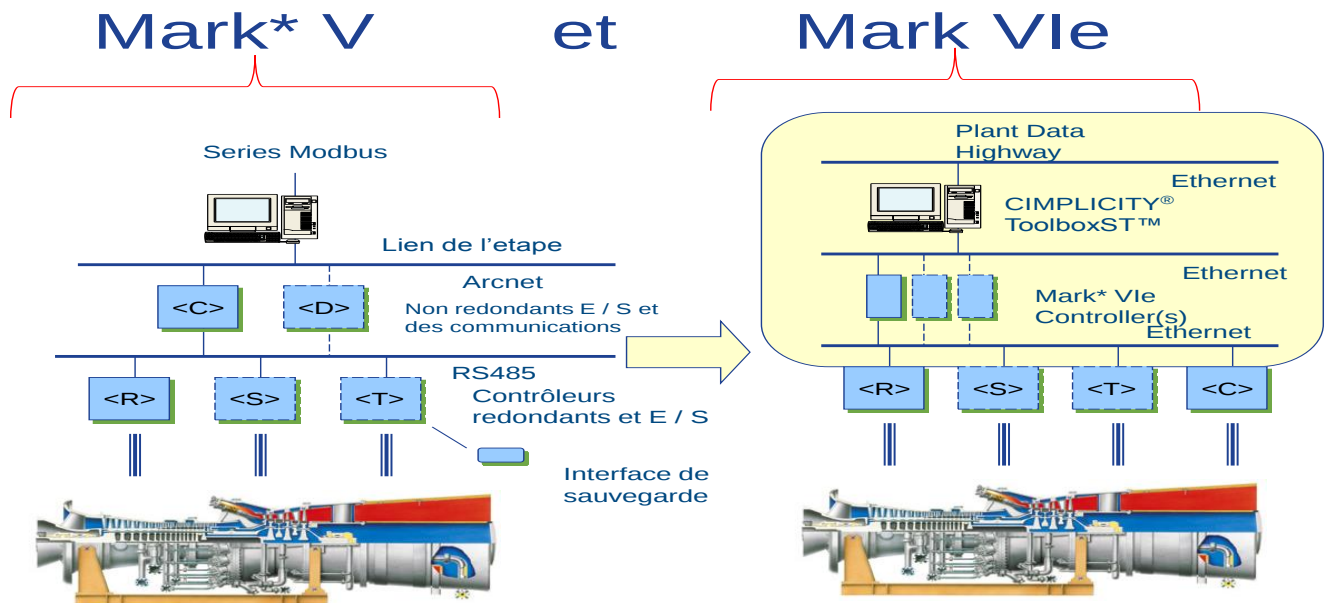


Figure 12 : La migration du Système de commande

A. PROTECTIONS ALTERNATEUR

Sur la TAG9, il y a l'ajout d'une redondance des protections pour l'alternateur, et une amélioration des actions de déclenchements des protections qui se font à un 1^{er} stade, un 2eme stade et enfin un 3eme stade si possible. Vous verrez ci-dessous le diagramme logique de déclenchement des protections de l'alternateur.

Tableau 2 : La logique de déclenchement des protections de l'alternateur

Type	Protections		Actions						
	Reference	Description	Alarme	Déclenchement 41EXC	Déclenchement 52G	Déclenchement 52L	Déclenchement TAG	Arrêt Normal TAG	Déclenchement 6,6kV
Alternateur	24G1-1	Maximum d'induction 1 ^{er} stade	×						
	24G1-2	Maximum d'induction 2 ^{eme} stade	×	×	×				
	27G1-1	Minimum de tension 1 ^{er} stade	×						
	27G1-2	Minimum de tension 2 ^{eme} stade	×			×			
	27G1-3	Minimum de tension 3 ^{eme} stade	×	×	×				
	32R1	Retour de puissance	×	×	×				
	32L1(*)	Faible puissance						×	
	40G1	Perte d'excitation	×	×	×				
	46G1-1	Déséquilibre de courant stator 1 ^{er} stade	×						
	46G1-2	Déséquilibre de courant stator 2 ^{eme} stade	×			×			
	49G1-1	Surcharge 1 ^{er} stade	×						
	49G1-2	Surcharge 2 ^{eme} stade	×	×	×				
	50/27 G1	Mise sous tension accidentelle à l'arrêt	×	×	×	×	×		×
	50BF1	Défaillance disjoncteur de groupe (52G) / déclenchement trop long	×	×	×	×			×
	51V1	Maximum de courant à retenu de tension	×	×	×	×			×
	59G1-1	Maximum de tension 1 ^{er} stade	×						
	59G1-2	Maximum de tension 2 ^{eme} stade	×	×	×				
	60VTS1	Supervision Tension	×						
	60VTS (60G)	Supervision Tension	×	×	×				
	64B1-1	Défaut jeu de barre 1 ^{er} stade	×	×	×				×
	64B1-2	Défaut jeu de barre 2 ^{eme} stade	×	×	×	×			×
	64F	Défaut Masse Rotor	×						
	64G1	Défaut Masse Stator 95% (courant)	×	×	×		×		
	78G1	Rupture de synchronisme (pole slipping)	×	×	×				
	81O1-1	Maximum de fréquence 1 ^{er} stade	×						
	81O1-2	Maximum de fréquence 2 ^{eme} stade	×			×			
	81O1-3	Maximum de fréquence 3 ^{eme} stade	×	×	×				
	81U1-1	Minimum de fréquence 1 ^{er} stade	×						
	81U1-2	Minimum de fréquence 2 ^{eme} stade	×			×			
	81U1-3	Minimum de fréquence 3 ^{eme} stade	×	×	×				
	87G1	Différentielle alternateur	×	×	×		×		
	94GPM1	Défaut "chien de garde" du G60A	×						

B. PROTECTION D'EXCITATION

Ces actions situées dans le tableau ci-dessous représentent la logique de déclenchement des protections liées à l'excitation.

Tableau 3 : La logique de déclenchement des protections liées à l'excitation

Type	Protections		Actions						
	Reference	Description	Alarme	Déclenchement 41EXC	Déclenchement 52G	Déclenchement 52L	Déclenchement TAG	Arrêt Normal TAG	Déclenchement 6,6kV
Excitation	26TEX-1	Echauffement transformateur d'excitation 1er stade	×						
	26TEX-12	Echauffement transformateur d'excitation 2eme stade	×	×	×				
	27EXC1	Défaut de l'alimentation de puissance AC de l'armoire d'excitation (-Qexc)	×						
	27EXC2	Défaut de l'alimentation de puissance DC de l'armoire d'excitation	×						
	50/76G1-1	Maximum de courant d'excitation 1 er stade	×						
	50/76G1-2	Maximum de courant d'excitation 2eme stade	×	×	×				
	59TEX	Tension homopolaire	×	×	×				
	74DR	Défaut "diodes tournantes"	×	×	×				
	94AVR	Défaut processeur du régulateur	×	×	×				

C. PROTECTIONS TRANSFORMATEUR PRINCIPAL

Ces actions situées dans le tableau ci-dessous représentent la logique de déclenchement des protections liées au transformateur principal.

Tableau 4 : La logique de déclenchement des protections liées au transformateur principal

Type	Protections		Actions						
	Reference	Description	Alarme	Déclenchement 41EXC	Déclenchement 52G	Déclenchement 52L	Déclenchement TAG	Arrêt Normal TAG	Déclenchement 6,6kV
Transformateur principal	87T1	Protection différentielle	x	x	x	x			x
	64REF	Protection de terre restreinte	x	x	x	x			x
	51T1-1	Maximum de courant 1er stade	x			x			
	51T1-2	Maximum de courant 2eme stade	x	x	x	x			x
	51N-1	Maximum de courant du point neutre 1er stade	x			x			
	51N-2	Maximum de courant du point neutre 2eme stade	x	x	x	x			x
	24T1-1	Maximum d"induction 1er stade	x						
	24T1-2	Maximum d"induction 2eme stade	x	x	x	x			x
	94TPM1	Défaut "chien de garde" du relais T60A	x	x	x	x		x	x

D. PROTECTIONS TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE

Ces actions situées dans le tableau ci-dessous représentent la logique de déclenchement des protections liées au transformateur auxiliaire.

Tableau 5 : La logique de déclenchement des protections liées au transformateur auxiliaire

Type	Protections		Actions						
	Reference	Description	Alarme	Déclenchement 41EXC	Déclenchement 52G	Déclenchement 52L	Déclenchement TAG	Arrêt Normal TAG	Déclenchement 6,6kV
Transformateur auxiliaire	87T2	Protection différentielle	x	x	x	x			x
	51T2	Maximum de courant 1er stade	x	x	x	x			x
	24T2-1	Maximum d"induction 1er stade	x						
	24T2-2	Maximum d"induction 2eme stade	x	x	x	x			x
	94TPM2	Défaut "chien de garde" du relais T60B	x	x	x	x			x

E. PROTECTIONS AU POSTE 90 kV

Ces actions situées dans le tableau ci-dessous représentent la logique de déclenchement des protections arrivant depuis le poste CIE 90 kV.

Tableau 6 : La logique de déclenchement des protections arrivant depuis le poste CIE 90kV

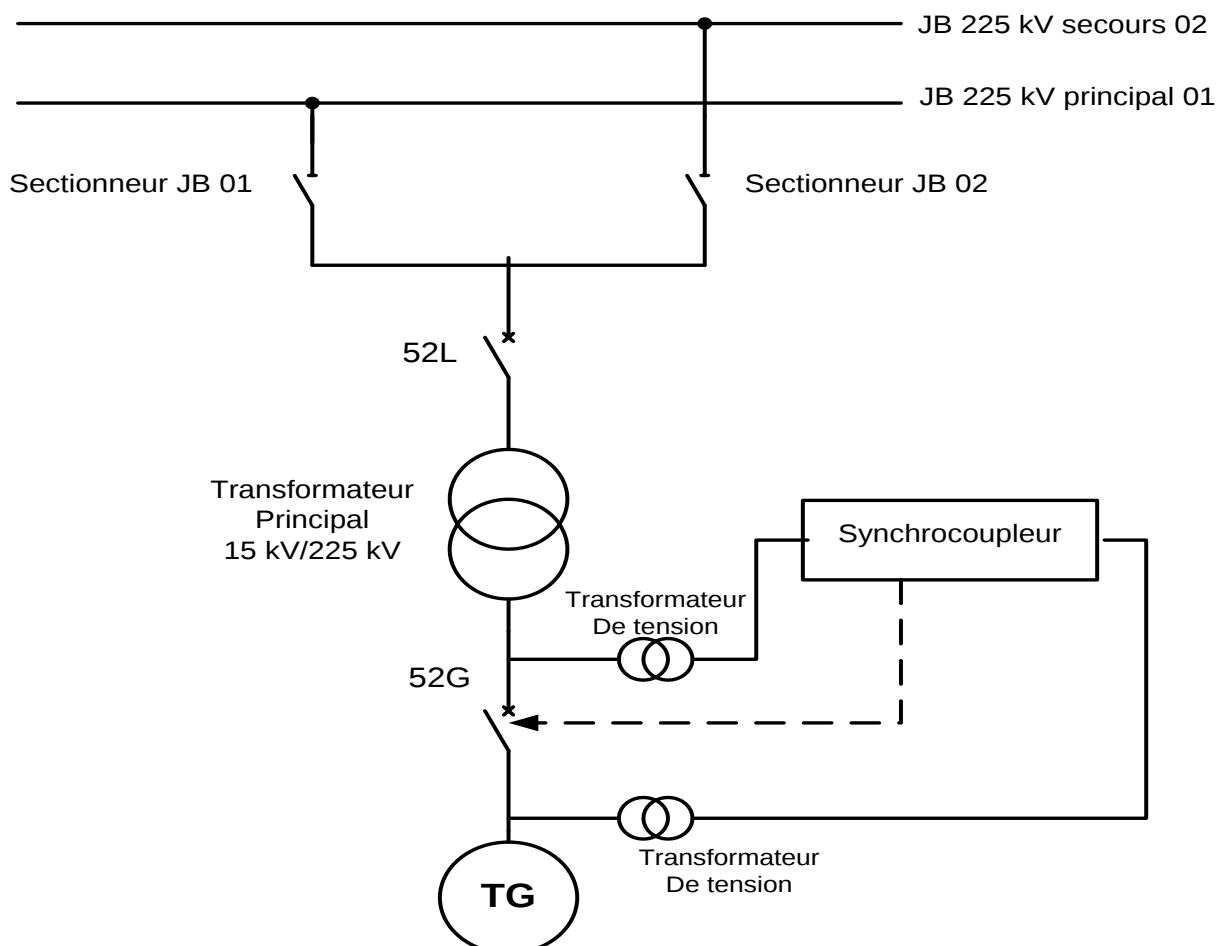
Type	Protections		Actions						
	Reference	Description	Alarme	Déclenchement 41EXC	Déclenchement 52G	Déclenchement 52L	Déclenchement TAG	Arrêt Normal TAG	Déclenchement 6,6kV
Défauts groupés Poste HT	86G_CUS1	Signal des défauts groupés client (voie N°1) pour : Ouverture disjoncteur de groupe et excitation	×	×	×				×
	86G_CUS2	Signal des défauts groupés client (voie N°2) pour : Ouverture disjoncteur de groupe et excitation	×	×	×				×
	86T_CUS1	Signal des défauts groupés client (voie N°1) pour : Déclenchement de la turbine	×	×	×		×		
	86T_CUS2	Signal des défauts groupés client (voie N°2) pour : Déclenchement de la turbine	×	×	×		×		
	86N_CUS1	Signal des défauts groupés client (voie N°1) pour : Arrêt normal de la turbine	×	×	×			×	
	86N_CUS2	Signal des défauts groupés client (voie N°2) pour : Arrêt normal de la turbine	×	×	×			×	

CHAPITRE 3 : GENERALITES SUR LE SYSTEME DE SYNCHRONISATION

1. Principe de fonctionnement

La synchronisation ou la fermeture du disjoncteur est une opération transitoire qui permet d'évacuer l'énergie produite par la turbine à gaz sur le réseau électrique principalement à travers le disjoncteur de l'alternateur 52G situé entre l'alternateur et le transformateur principal.

Le but de la synchronisation est de relier la tension de l'alternateur de la turbine à gaz à la tension du réseau afin d'alimenter le réseau en courant électrique. Pour réaliser cette connexion sans endommager les équipements de la machine, la tension, la fréquence en amont et en aval du disjoncteur ligne doivent être égales, il faut aussi avoir une concordance des phases lors de la synchronisation. La synchronisation de la TAG 8 se fait uniquement avec le disjoncteur de l'alternateur (52G) comme le montre le schéma ci-dessous.



2. Les équipements et interfaces de synchronisation

a. Disjoncteur du générateur (52G)

Il réalise le raccordement de puissance entre l'alternateur et le transformateur principal de la turbine à gaz. L'alimentation de la commande locale est alimentée par du 125VDC.

Les interfaces des armoires de contrôles (alternateur et turbine) concernent les commandes de fermeture/déclenchement du disjoncteur et sa position :

- La commande de fermeture est envoyée sur la voie 1 depuis le module de synchronisation avec une tension de 125 VDC
- La commande de déclenchement est envoyée sur la voie 2 depuis le module de protection électrique, ou depuis l'ordre d'arrêt d'un opérateur.
- La position du disjoncteur est utilisée pour valider l'ordre de fermeture dans le système de synchronisation

b. Disjoncteur ligne (52L)

Il réalise le raccordement de puissance entre le transformateur de la TAG et le réseau électrique 225 kV.

c. Circuit de mesure

Ce circuit se compose de transformateur de mesure électrique en amont et en aval du disjoncteur 52G.

- Un transformateur mesure la tension en amont du disjoncteur 52G, de caractéristique :

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ Avec } U_n = 15 \text{ kV}$$

- Un transformateur mesure la tension en aval du disjoncteur 52G, de caractéristique :

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ Avec } U_n = 15 \text{ kV}$$

d. Panneau de commande du générateur

Il s'agit de l'armoire de contrôle alternateur, Il comprend les équipements de synchronisation.

- S'occupant de la gestion des tensions du disjoncteur 52G (transformateur avec réglage automatique de la tension)
- Le contrôle d'ouverture et de fermeture du disjoncteur 52G

e. Système de commande de la turbine a gaz (speedtronic)

Toutes les fonctions du mode de synchronisation automatique/manuel (régulation de tension et de fréquence) sont réalisées dans le speedtronic. Deux transformateurs de tension (100 Vac nominale, de

45 à 66Hz) arrivent sur les entrées des cartes .L'ordre de synchronisation dépend de trois relais de synchronisme (K25, K25P).Chacun d'eux est le résultat d'un ordre spécifique défini comme suit :

- K25 : “Synchro automatique” activée par l'algorithme de synchronisation automatique, optimisé pour une fermeture dans la zone adéquate
- K25P : “Synchro permissive” permissif logique en cas de mode de synchronisation automatique

Ces deux relais sont pilotés par les contrôleurs <R><S> et <T> de logique 2/3.

i. Régulation de la tension

Le circuit de régulation permet une régulation automatique de tension et une régulation manuelle de courant d'excitation. La puissance d'excitation pour le rotor de l'alternateur est fournie par un alternateur inversé (excitateur) qui est accouplé en porte-à-faux en bout d'arbre de l'alternateur principal. Sa tension est redressée par un pont de diodes tournantes qui alimente l'enroulement du rotor par liaison directe.

L'excitation de l'excitateur est fournie par trois transformateurs d'excitation dont l'enroulement primaire est alimenté par la tension du stator. La tension secondaire est redressée par un pont de thyristors.

Les caractéristiques principales des voies de régulation sont les suivantes :

- Voie automatique :
 - Plage de réglage de la tension du stator de 90 % à 110 % de sa valeur nominale avec une précision de $\pm 0,5$ %.
 - Compensation chute de ligne (statisme) de 0 à $\pm 10\%$
 - Limitation permanente du courant d'excitation à 110% de sa valeur nominale I_{fn}
 - Limitation plafond du courant d'excitation à 176% de sa valeur nominale pendant 10 secondes
 - Limitation du flux à 1,1 Un/En
- Voie manuelle
 - Plage de réglage de la consigne manuelle de zéro (alternateur hors charge) à 110 % du courant d'excitation nominal (alternateur chargé), le réglage à zéro est utilisé uniquement lors de la mise en service et lors des essais : le disjoncteur de groupe doit être ouvert et le circuit d'excitation doit être alimenté par une alimentation d'essai (fourniture extérieure).
- Commun aux deux voies :
 - Temps de réponse du régulateur inférieur à 30 ms

ii. Régulation de la fréquence

La régulation de la fréquence est faite depuis la turbine. La fréquence de 50Hz correspond à 3000 tr/min qui détecte par un capteur magnétique situé à l'extrémité de l'arbre coté auxiliaire. Le capteur transmet cette information au speedtronic, qui régule l'entrée du combustible à l'aide d'une vanne de la vitesse à laquelle tourne l'arbre de la turbine.

f. Interface de l'opérateur (HMI)

C'est depuis le HMI, que l'opérateur contrôle la synchronisation à partir des équipements de synchronisation. Il peut commander :

- La synchronisation automatique (SYNC AUTO)
- La synchronisation OFF (SYNC OFF)
- La synchronisation manuelle (SYNC MANU)
- Commutateur de commande du disjoncteur 52G pour l'ouverture et la fermeture du disjoncteur
- La consigne de « $\pm U$ » pour le réglage manuel de la tension
- La consigne de « $\pm$ VITESSE » pour le réglage manuel de la fréquence

Il peut aussi suivre les informations telles que :

- La position du choix de synchronisation automatique et manuelle
- La variation de la fréquence en %
- Le déphasage "en degré"
- La valeur de la différence de tension (%)
- Le contrôle des fréquences réseau et alternateur
- Le contrôle des tensions réseau et alternateur
- Le synchronoscope
- La position des disjoncteurs 52G et 52L

3. Les caractéristiques de la synchronisation

Pour faire la synchronisation, nous devons respecter 3 conditions essentielles, qui sont :

a. La tension

Pour faire le couplage, il faudrait que la tension venant du réseau 225 kV , abaissée par le transformateur soit égale à la tension au borne de notre disjoncteur 52 G afin d'avoir la même tension que celle sortant de l'alternateur de la turbine c'est-à-dire 15 kV. Nous avons un écart de $\pm 10\%$ de

tolérance pour pouvoir effectuer le couplage. ET donc la tension en amont et en aval du disjoncteur 52G doit être comprise entre 13,5 kV à 16,5 kV.

b. La fréquence

La fréquence de la turbine dépend de la vitesse de rotation du rotor de la turbine, la vitesse de 3000 tr/min représente la fréquence de 50 Hz. Il faudrait que la fréquence venant du réseau soit la même que celle de l'alternateur de la turbine. Nous avons un écart de $\pm 2\%$ de tolérance pour pouvoir effectuer le couplage. Et donc la fréquence en amont et en aval doit être comprise entre 49 Hz à 51 Hz.

c. La phase

La phase dépend du diagramme des phases établi par le constructeur.

(Voir le diagramme des phases en annexe 02)

Après ces conditions, nous allons procéder aux différents types de synchronisation. Il existe 2 modes de synchronisations du 52G **(voir annexe 03)** :

- Mode de synchronisation automatique
- Mode de synchronisation manuel

4. Mode de synchronisation automatique

Lorsque ce mode est sélectionné, l'opération de synchronisation est directement réalisée par le système de synchronisation au speedtronic. L'opération de synchronisation est activée par un ordre de TG START(en local, depuis l'interface <HMI> local ou à distance, depuis le DCS) si la permission de synchroniser est présente.

Les réglages de la tension d'excitation de l'alternateur et de la vitesse de la turbine sont calculés par le système de synchronisation speedtronic, jusqu'à ce que la tension et la fréquence de l'alternateur soient égale respectivement à la tension et la fréquence du réseau électrique.

Lorsque ces conditions sont respectées, le module de synchronisation automatique donne l'ordre de fermeture du disjoncteur de l'alternateur 52G. Pendant chaque fermeture automatique, le speedtronic compte et mémorise le temps de fermeture.

La séquence de synchronisation est réalisée sans l'intervention de l'opérateur.

5. Mode de synchronisation manuel

Cette synchronisation se fait depuis l'interface locale de l'opérateur <HMI>, ou la commande SYNC MANU est activée sur l'armoire alternateur. En observant la tension, la fréquence et l'information de la phase, l'opérateur peut ajuster la fréquence et la tension de l'alternateur par les sélecteurs de

commandes de <<± VITESSE >> et de <<±TENSION>> jusqu'à que la tension de l'alternateur et de tension du réseau soient égales, alors l'opérateur, depuis le HMI donne l'ordre de fermeture du 52G.

Si les tensions, les phases ou les fréquences ne sont pas égales, le relais de contrôle de synchronisme du speedtronic empêche l'ordre de fermeture de l'opérateur.

Si aucune charge n'est choisie, la turbine est automatiquement chargée à la <<réserve tournante>> qui est de 5% de la puissance nominale de la machine, soit 5,55 MW.

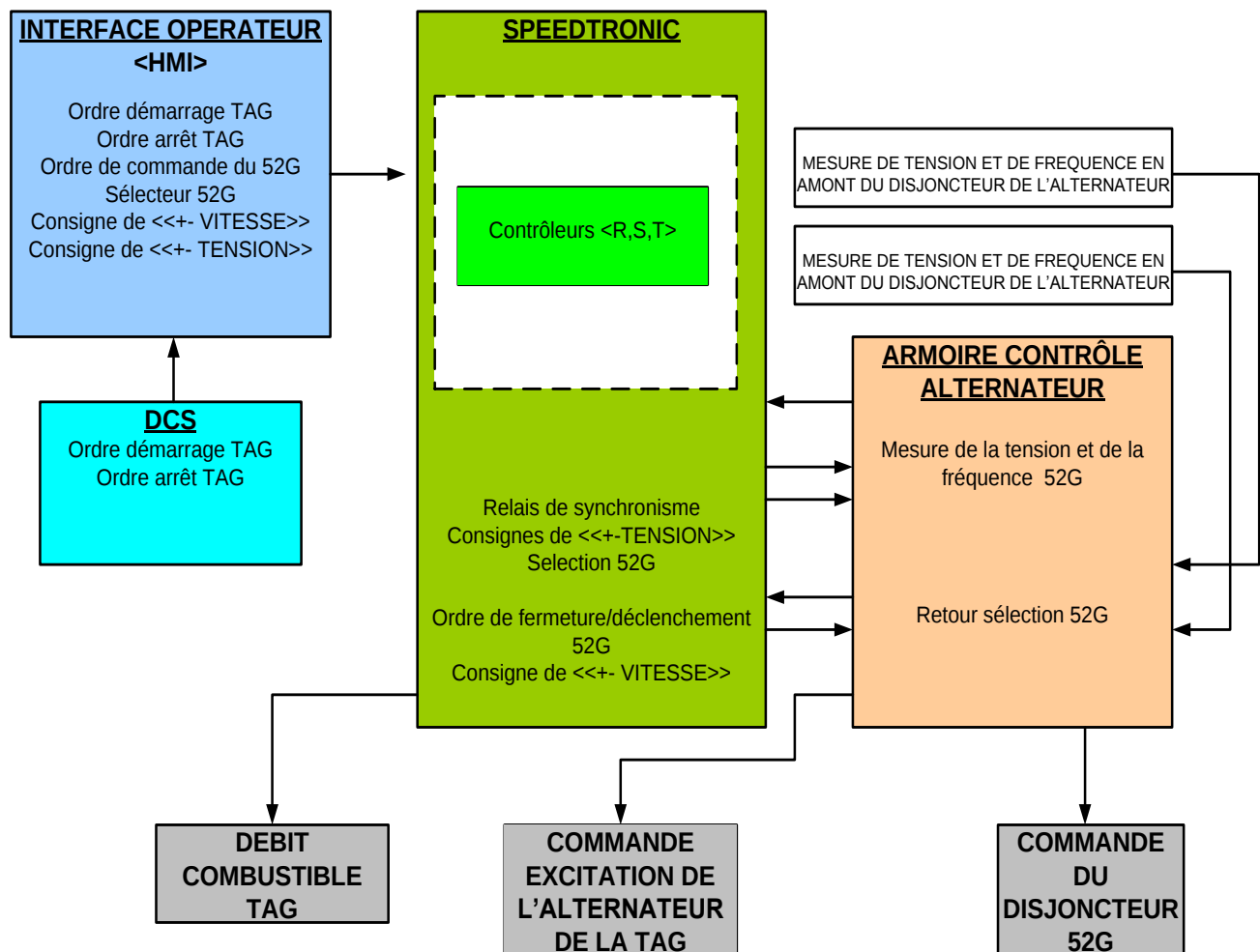


Figure 13 : Le principe de fonctionnement de la synchronisation sur la TAG 8



**3^{eme} PARTIE : MODIFICATION DE
LA MATRICE DE PROTECTION DE
LA TAG 8 EN VUE DE SON ILOTAGE
LORS DE CERTAINS DEFAUTS ET LA
SYNCHRONISATION A PARTIR DU
DISJONCTEUR LIGNE POUR SON
COUPLAGE AU RESEAU .**

CHAPITRE 1 : LA MODIFICATION DE LA MATRICE DE PROTECTION DE LA TAG8 EN VUE DE SON ILOTAGE LORS DE CERTAINS DEFAUTS

Notre étude a consisté dans un premier temps, à recenser et analyser les protections de la TAG9 qui provoquent un ilotage lors de certains défauts sur le réseau électrique. Les protections retenues sont marquées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 7 : Les défauts faisant iloter la TAG 9

LES DEFAUTS FAISANT ILOTER LA TAG9		
PARTIES	Défauts	Référence
ALTERNATEUR	Minimum de tension 2eme Stade	27G1-2 /27G2-2
	Déséquilibre de courant stator 2eme Stade	46G1-2 /46G2-2
	Mise sous tension accidentelle à l'arrêt	50/27 G1
	Défaillance disjoncteur de groupe (52G)/déclenchement trop long	50BF1 /50BF2
	Maximum de courant à retenu de tension	51V1 / 51V2
	Défaut jeu de barre 2eme stade	64B1-1 / 64B2-2
	Maximum de fréquence 2eme stade	81O1-2 / 81O2-2
	Minimum de fréquence 2eme Stade	81U1-2 / 81U2-2
TRANSFORMATEUR PRINCIPAL	Protection différentielle	87T1
	Protection de terre restreinte	64REF
	Maximum de courant 1er Stade	51T1-1
	Maximum de courant 2eme Stade	51T1-2
	Maximum de courant du point neutre 1er Stade	51N-1
	Maximum d"induction 2eme stade	51N-2
	Maximum d"induction 2eme stade	24T1-2
	Défaut "chien de garde" du relais T60A	94TPM1
TRANSFORMATEUR AUXILIAIRE	Protection différentielle	87T2
	Maximum de courant 1er Stade	51T2
	Maximum d"induction 2eme stade	24T2-2
	Défaut "chien de garde" du relais T60B	94TPM2
	Protection différentielle du jeu de barres	87T3

Nous avons observé plusieurs protections permettant l'ouverture du 52L au niveau de la TAG9.Ces protections sont situées généralement au niveau de l'alternateur, le transformateur principal 151MVA et le transformateur auxiliaire site (TAS).

Puisque nous voulons avoir les mêmes actions des protections sur les deux turbines alors nous allons rechercher parmi ces protections celles qui font déclencher la TAG 8.

Tableau 8 : Les défauts faisant déclencher la TAG 8

LES DEFAUTS FAISANT DECLENCHER LA TAG8		
PARTIES	Défauts	Référence
ALTERNATEUR	Minimum de tension 2eme Stade	27G
	Déséquilibre de courant stator 2eme Stade	46G
	Maximum de fréquence 2eme stade	81O1-2 / 81O2-2
	Minimum de fréquence 2eme Stade	81U1-2 / 81U2-2

Après analyse, nous avons observé 4 protections qui sont : le minimum de tension, le déséquilibre de courant stator, le maximum de fréquence et le minimum de fréquence dont le fonctionnement permet un déclenchement très rapide de la TAG 8. Nous allons par la suite étudier ces différentes protections.

I. MODIFICATION DU MINIMUM DE TENSION STATOR (27)

1. Schéma de l'existant du minimum de tension stator (27)

Figure 14 : Schéma de l'existant du minimum de tension stator (27)

Comme on peut l'observer sur le schéma ci-dessus, lors d'une baisse de tension stator, cette information est transmise au relais F66 à l'aide d'un transformateur de tension $\frac{15000}{\sqrt{3}} / \frac{100}{\sqrt{3}}$ kV.

Ce relais quant à lui ferme son contact temporisé qui donne l'ordre d'alarme, de déclenchement de l'excitation et du déclenchement du disjoncteur 52G par la matrice à diode. Les réglages de cette protection et celle de la TAG 9 sont consignés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 9 : Les réglages du minimum de tension (27)

	TAG8	TAG9
Minimum de tension (27)	<u>Stade 1</u> : Alarme et déclenchement Seuil : U=80V Tempo : 4 s	<u>Stade1</u> :Alarme Seuil U=0.9pu Tempo : 10 s <u>stade 2</u> : Ilotage Seuil : U=0.8pu Tempo : 6.5 s <u>Stade3</u> :Déclenchement Seuil : U=0.7pu Tempo : 3 s

2. Proposition de modification de la protection

Nous voulons lors d'une baisse de tension stator avoir :

- une alarme 1^{er} stade qui se fera sur la ligne 33 de la matrice à diode à une tension de 80 V vue par le relais qui correspond à 12000V sortant de l'alternateur.
- Ensuite un ilotage en 2^{eme} stade toujours à la même tension de 80V avec une temporisation de 4 secondes sur la ligne 51 de la matrice à diode.
- Suite à l'ilotage, si la tension n'a pas repris une valeur normale et que la tension continue de chuter alors la protection devra donner l'ordre de déclenchement du 52G en 3^{eme} stade sur la ligne existante 25 de la matrice à 72V vue par le relais ,qui correspnd à 10800V de l'aternateur.

Dans ce cas nous allons utiliser un deuxième relais TVN3111 en plus de l'existant un seuil et deux sorties, une instantanée et l'autre temporisé. La solution préconisée est différencié de l'existant par les couleurs rouge et bleue. Comme le montre le tableau et le schéma de la solution proposée ci-dessous.

Tableau 10 : Proposition de réglage du minimum de tension (27)

	EXISTANT	SOLUTION PROPOSEE
--	----------	-------------------

Minimum de tension (27)	Stade 1:Alarme et déclenchement Seuil:80V tempo : 4s	Stade 1:Alarme Seuil : 80V Stade 2: Ilotage Seuil : 80 V tempo: 4s Stade 3: Déclenchement Seuil : 72V tempo : 4 s
---------------------------------------	--	---

Minimum de tension (27)

Matériel à utilisé

- 1 relais TV3111
- 6 diodes
- Câbles de raccordement

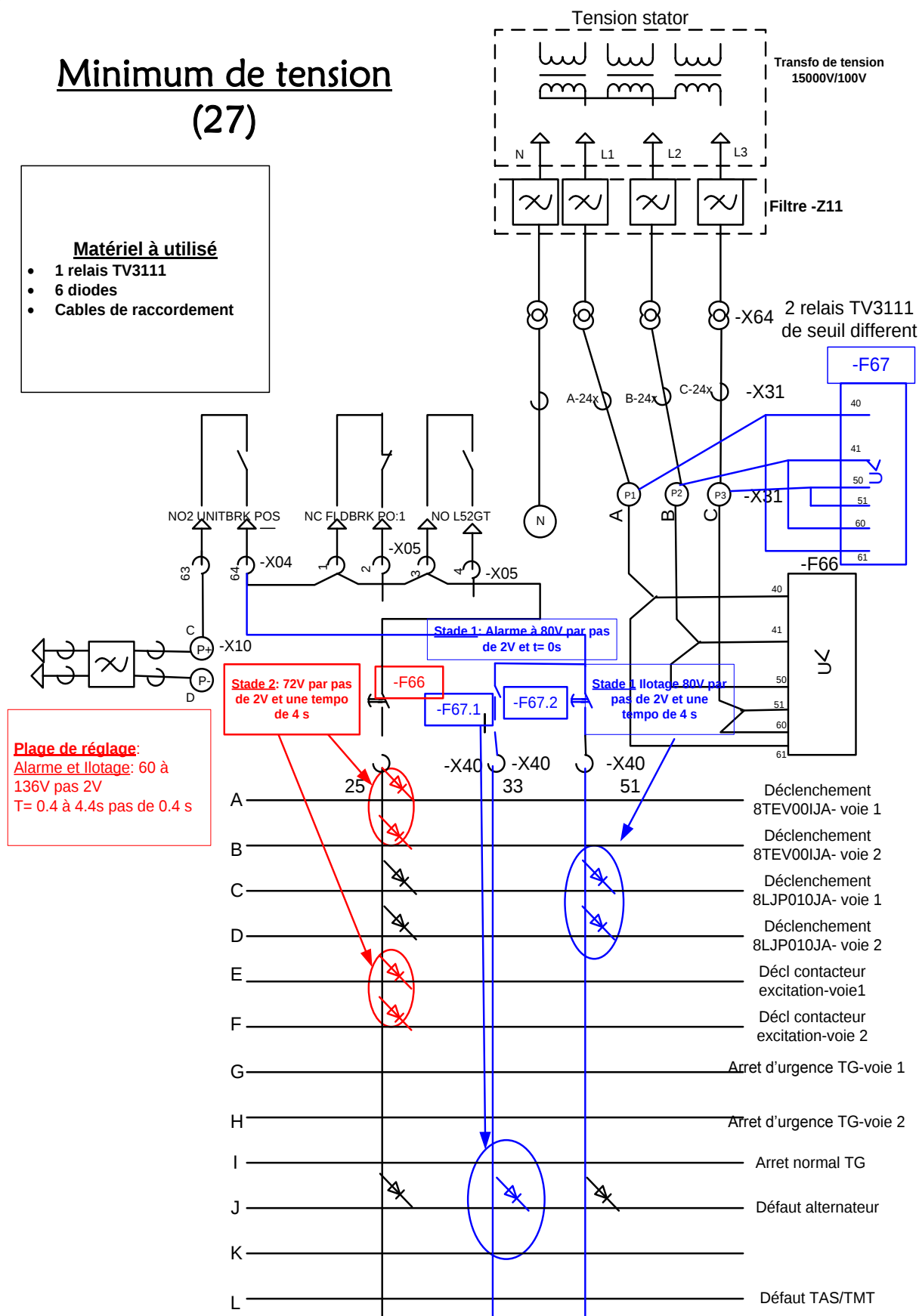


Figure 15 : Nouveau schéma du minimum de tension stator (27)

II. MODIFICATION DU DESEQUILIBRE DU COURANT STATOR (46G)

1. Schéma de l'existant du déséquilibre du courant stator (46G)

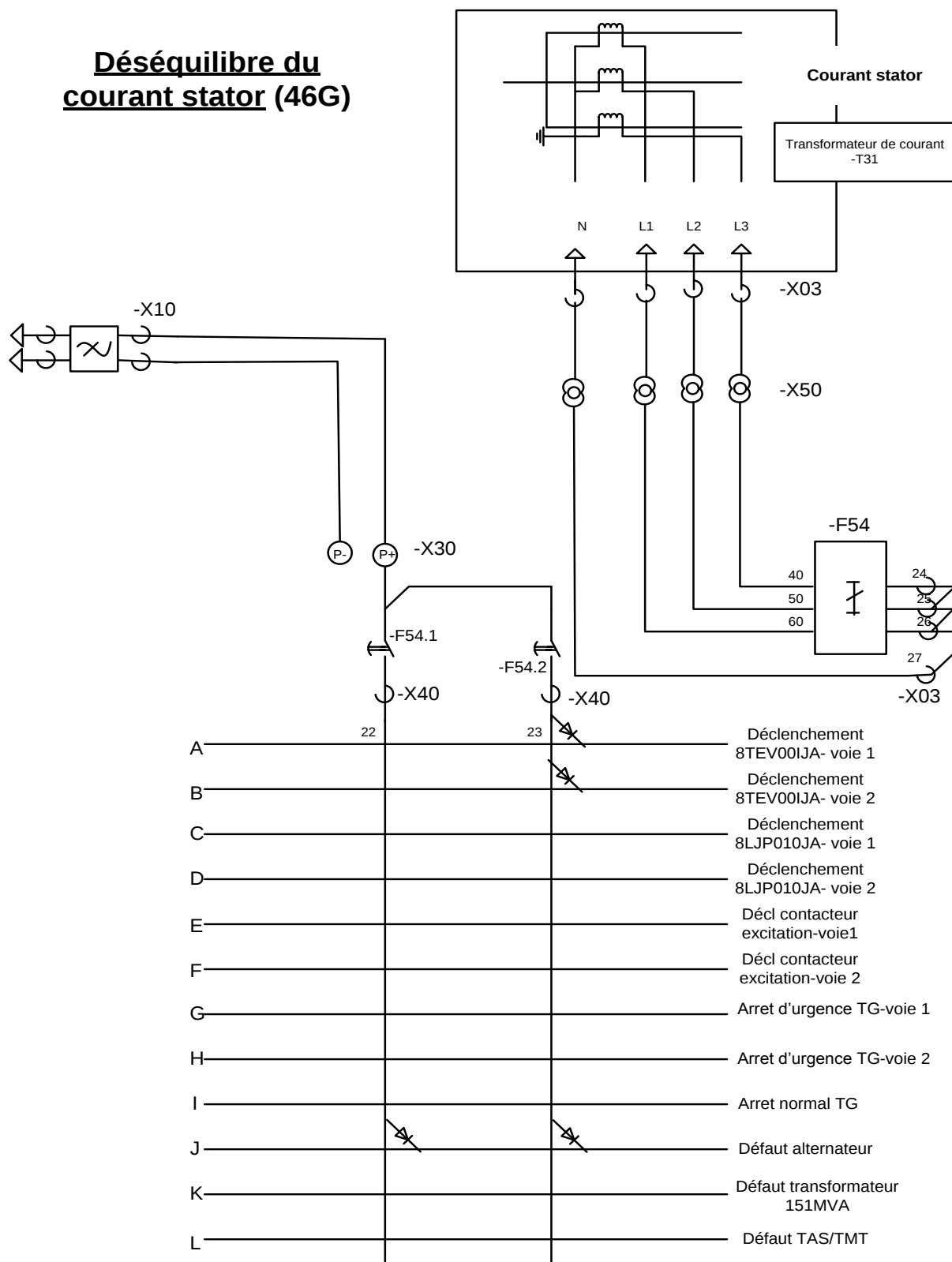


Figure 16 : Schéma de l'existant du déséquilibre du courant stator (46G)

Comme on peut l'observer sur le schéma ci-dessus, lors d'un déséquilibre du courant, cette information est transmise au relais F54 à l'aide d'un transformateur de courant.

Ce relais quant à lui ferme son premier contact temporisé de 9,6 secondes qui donne l'ordre d'alarme, puis son deuxième contact temporisé de 2 secondes pour un déclenchement du disjoncteur 52G par la matrice à diode. Les réglages de cette protection et celle de la TAG 9 sont consignés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 11 : Les réglages du déséquilibre du courant stator (46G)

	TAG8	TAG9
Déséquilibre du courant stator (46G)	Stade 1: Alarme Seuil : $I_r=0.8\%I_s$ Tempo : 9.6 s Stade 2: Déclenchement Seuil : $I_s=6\%I_n$ Tempo : 5 s	Stade 1: Alarme Seuil : 0.1pu Stade 2: Ilotage Seuil : 0.1pu Tempo : 12s

2. Proposition de modification de la protection

Nous voulons lors d'un déséquilibre du courant stator avoir :

- une alarme 1^{er} stade qui se fait sur la ligne 22 de la matrice à diode à 0,8% du courant seuil.
- Enfin un ilotage en 2^{ème} stade toujours avec un courant de 6% le courant nominal avec une temporisation de 5 secondes sur la ligne 23 de la matrice à diode.

Dans ce cas nous allons utiliser le même relais TAIS3220 à deux seuil (un seuil alarme et un seuil déclenchement) et deux sorties temporisées .La solution préconisée est différenciée de l'existant par la couleurs rouge et bleue. Comme le montre le tableau et le schéma de la solution proposée ci-dessous.

Tableau 12 : La proposition de réglage du déséquilibre du courant stator (46G)

	EXISTANT	SOLUTION PROPOSEE
Déséquilibre du courant stator (46G)	Stade 1: Alarme Seuil : $I_r=0.8\%I_s$ Tempo : 9.6 s Stade 2: Déclenchement Seuil : $I_s=6\%I_n$ Tempo : 5 s	Stade 1: Alarme Seuil : $I_r=0.8\%I_s$ Tempo : 9.6 s Stade 2: Ilotage Seuil : $I_s=6\%I_n$ Tempo : 5 s

Déséquilibre du courant stator (46G)

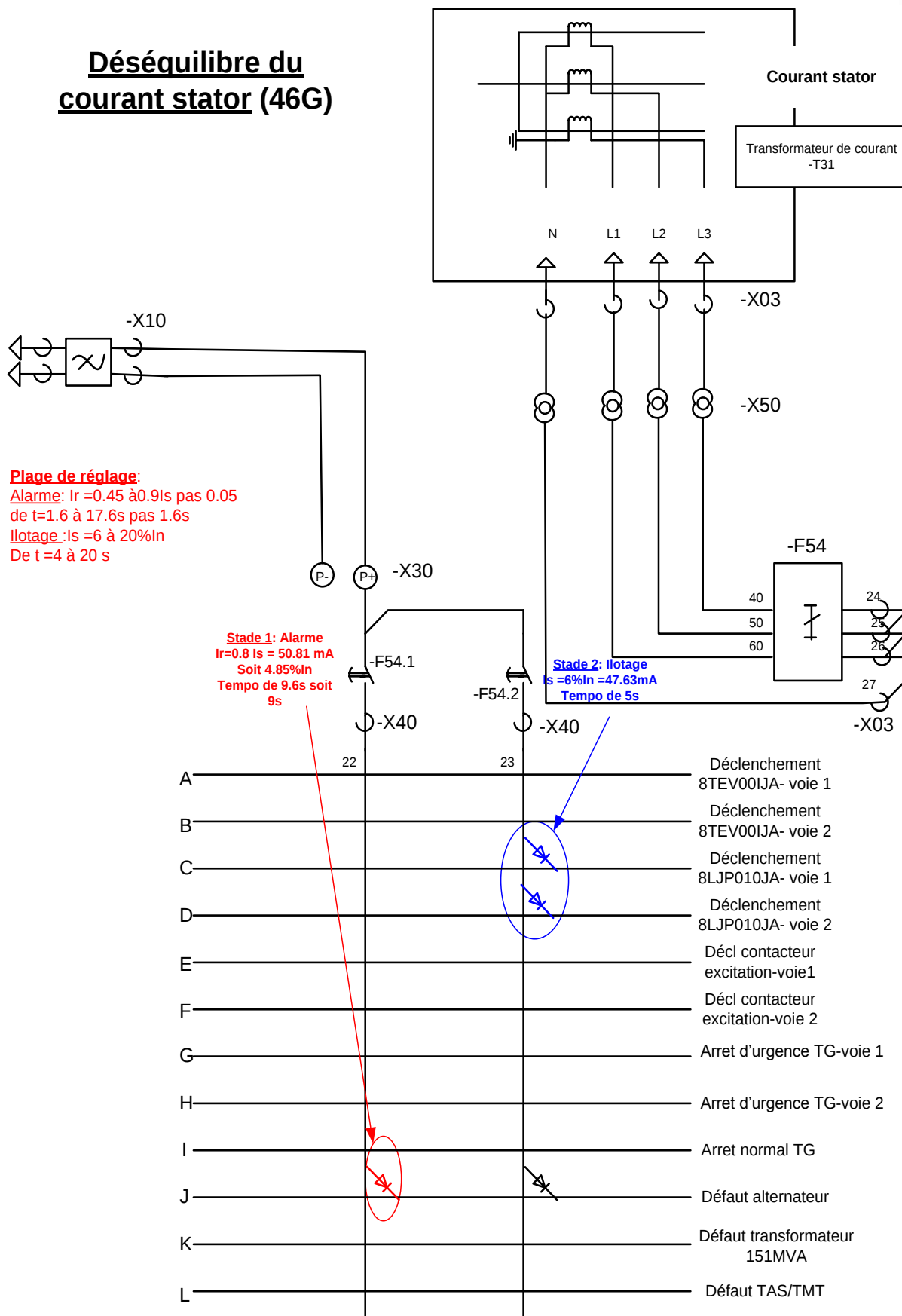


Figure 17 : Schéma du nouveau déséquilibre du courant stator (46G)

III. MODIFICATION DU MINIMUM DE FREQUENCE (81U)

1. Schéma de l'existant du minimum fréquence (81U)

Minimum et maximum fréquence (81)

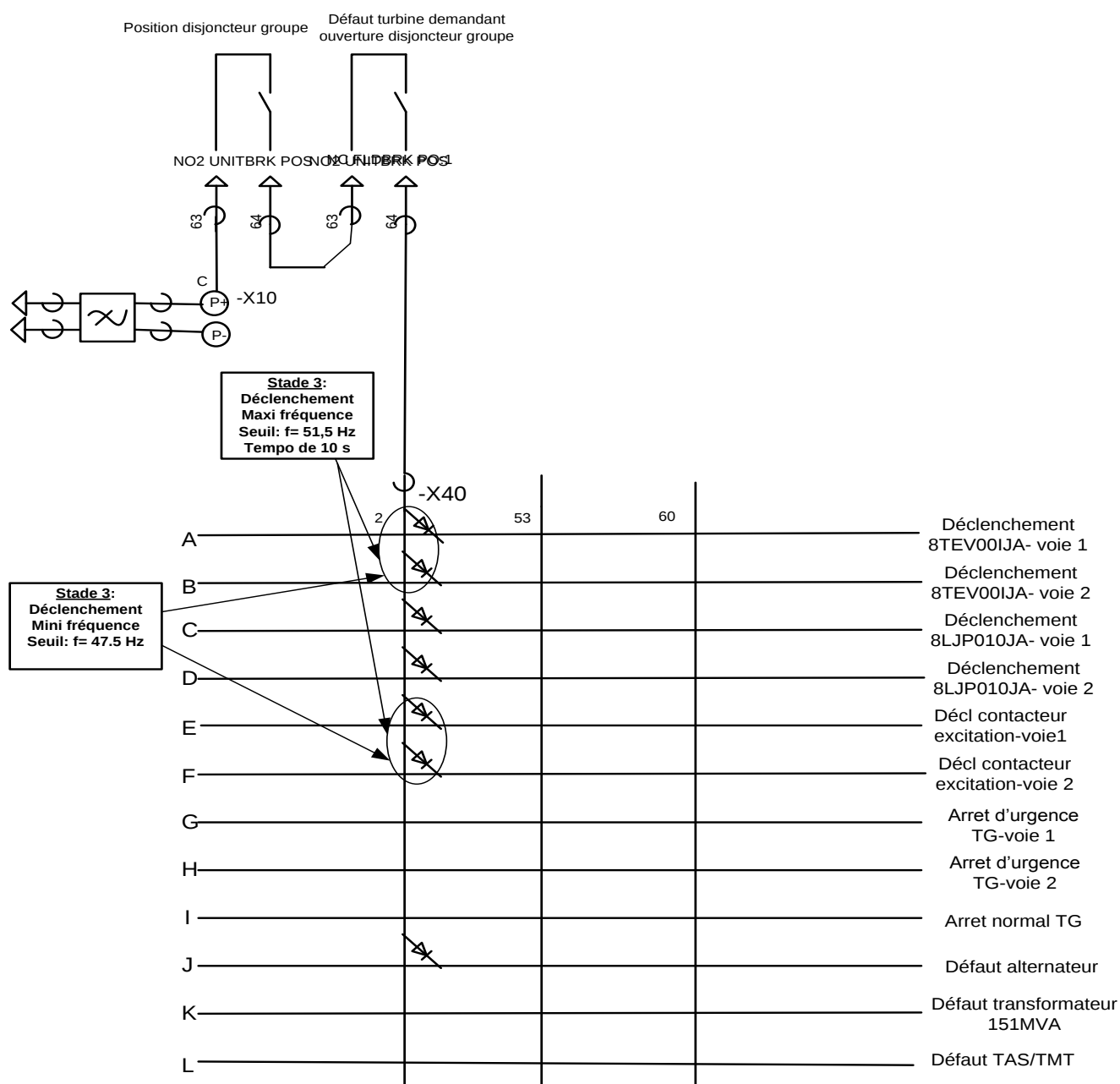
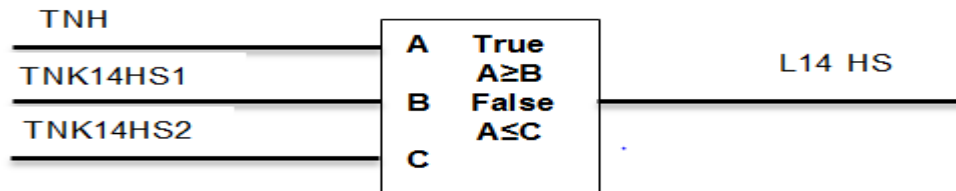


Figure 18 : Schéma de l'existant du minimum fréquence (81)

La mini-fréquence est déterminée par un capteur de vitesse magnétique, situé à l'extrémité de l'arbre de la turbine du côté auxiliaire. Il fournit des informations de vitesse de l'arbre pour le contrôle de vitesse et pour les fonctions de déclenchement de survitesses au niveau de l'armoire de contrôle SPEEDTRONIC, par le programme suivant :

Avec :



- ✓ L14HS Vitesse minimum de fonctionnement de la turbine
- ✓ TNH est la vitesse de la turbine en %
- ✓ TNK14HS1 c'est le niveau de détection de la baisse de vitesse de la turbine soit < 95 % >
- ✓ TNK14HS2 c'est le niveau de détection très bas de la vitesse turbine soit < 94 % >

En effet la TAG 8 ne comporte pas de relais minimum fréquence car c'est la turbine qui fait la régulation de la vitesse, à partir de 95% de la vitesse nominale de la turbine, soit 2850 tr/min un ordre est envoyé au speedtronic (l'automate MARK V) dans lequel se trouve un programme, qui donne un ordre de déclenchement du groupe. Le déclenchement se fait à partir du module protection P et aussi par la matrice à diode.

La Fréquence de Déclenchement d'arbre Basse Pression et Haute Pression d'une machine correspond au nombre d'impulsions par seconde provenant des capteurs de vitesse ("capteurs magnétiques") qui peut entraîner un déclenchement.

$$\text{Fréquence de déclenchement} = \text{RPM déclenchement} * \frac{\text{Nbre de dents}}{60} = \text{Fréquence de base} * \left(\frac{100 + \frac{\text{total binaire}}{4}}{100} \right)$$

$$\text{Où, le total binaire est : Total binaire} = \left(\frac{\text{Fréquence de déclenchement}}{\text{Fréquence de base}} - 1 \right) * 400$$

Où, le total binaire est l'équivalent décimal des valeurs pondérées binaires

La turbine à gaz 8 : RPM nominal =3000

Fréquence de déclenchement = 2850 tr/ min soit 47.5 Hz

$$\text{Fréquence de base} = \frac{(3000 * 60)}{60} = 3000 \text{ tr/min}$$

Tableau 13 : Les réglages du minimum fréquence (81U)

PROTECTIONS	TAG8	TAG9
Minimum de fréquence (81U)	Stade 1 : déclenchement Seuil : f=47,5Hz soit 2850 tr/min Tempo : Instantané	Stade1 :Alarme Seuil f=49Hz soit 2940 tr/min Tempo: 10 s stade 2 : Ilotage Seuil : f=48,5Hz soit 2910 tr/min Tempo : 6.5 s Stade3 : Déclenchement Seuil : f=47,5Hz soit 2850 tr/min Tempo : 3 s

2. Proposition de la modification de la protection

Nous avons trois types de solutions à proposer :

- La première consiste à modifier le programme de l'automate de manière à utiliser l'information venant du capteur de vitesse pour faire une alarme temporisée à 49 Hz soit 2940 tr/min, ensuite un ilotage à 48.5 Hz soit 2910 tr/min et enfin le déclenchement à 47.5 Hz soit 2850 tr/min.
- La deuxième consiste à mettre en place un nouveau relais, en utilisant l'information venant du capteur de vitesse pour faire une alarme temporisée à 49 Hz soit 2940 tr/min, ensuite un ilotage à 48.5 Hz soit 2910 tr/min. Le déclenchement sera toujours géré par l'automate à 47.5 Hz soit 2850 tr/min.
- La troisième option est similaire à la deuxième sauf qu'on utilisera un transformateur de mesure qui transmettra les mesures au relais pour faire l'alarme temporisée à 49 Hz soit 2940 tr/min, ensuite un ilotage à 48.5 Hz soit 2910 tr/min. le déclenchement étant toujours géré par l'automate à 47.5 Hz soit 2850 tr/min.

Comme le montre le tableau et le schéma (au niveau de la solution de maximum fréquence) de la solution proposée ci-dessous.

Tableau 14 : La Proposition de réglage du minimum fréquence (81U)

	EXISTANT	SOLUTION PROPOSEE
Minimum fréquence (81 U)	Stade 1 : déclenchement Seuil : f=47,5Hz Tempo : Instantanée	Stade 1 : Alarme Seuil f=49Hz Tempo: 10 s Stade 2 : Ilotage Seuil : f=48,5Hz Tempo : 6.5 s Stade 3 : déclenchement Seuil : f=47,5Hz Tempo : 3 s

IV. MODIFICATION DU MAXIMUM DE FREQUENCE (81O)

1. Schéma de l'existant du maximum fréquence (81U)

Minimum et maximum fréquence (81)

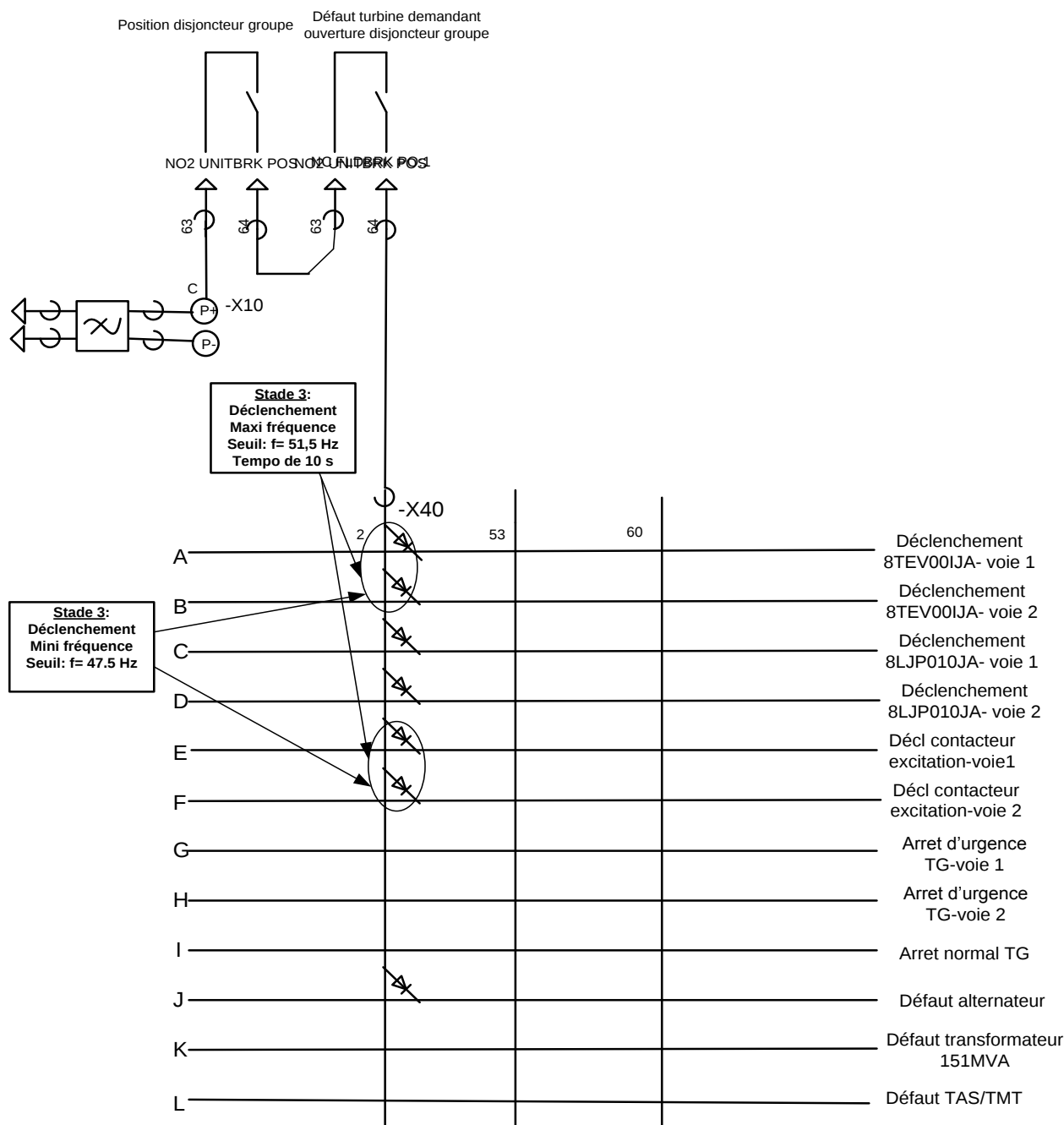
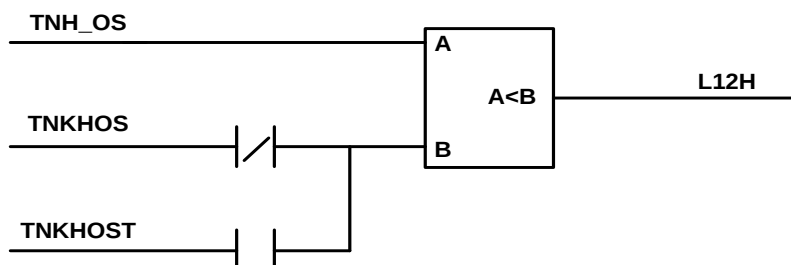


Figure 19 : Schéma de l'existant du maximum fréquence (81O)

Il y a deux types de mécanismes pour arrêter la turbine en cas de sur-fréquence, nous avons dans un premier temps le déclenchement par survitesse mécanique, qui se fait grâce aux circuits des huiles de contrôle qui assurent la marche de la turbine. Ce déclenchement se fait à 110% de la vitesse de la turbine soit 3300 tr/min et d'autre part la survitesse électrique qui intervient à 113% soit 3390 tr/min. Le programme permettant le déclenchement de la turbine par survitesse mécanique est :



- ✓ L12H déclenchement survitesse électrique
- ✓ TNH_OS : la vitesse de l'arbre de la turbine.
- ✓ TNKHOS : survitesse de la Turbine à partir de 110% de vitesse nominale, soit 3300 tr/min
- ✓ TNKHOST consigne de la survitesse électrique réglée à 113,5%

Voir tableau ci-dessous pour le réglage.

Tableau 15 : Les Réglages du maximum fréquence (81O)

PROTECTIONS	TAG8	TAG9
Maximum de fréquence (81O)	Stade 1:Déclenchement mécanique Seuil : f=55 Hz Tempo : 9.6 s Stade 2 : Déclenchement électrique Seuil : f=56,75 Hz	Stade 1: Alarme Seuil : f=51Hz Tempo: 10 s Stade 2:Ilotage Seuil : f=51,5Hz Tempo : 3 s Stade 3: Déclenchement Seuil: f=51,5Hz Tempo:30 s

2. Proposition de la modification de la protection

Nous avons trois propositions pour la modification de cette protection :

- La première consiste à modifier le programme de l'automate de manière à utiliser l'information venant du capteur de vitesse pour faire une alarme temporisée à 51 Hz soit 3060 tr/min, ensuite un ilotage à 51.5 Hz soit 3090 tr/min et enfin le déclenchement à 55 Hz soit 3300 tr/min.
- La deuxième consiste à créer un relais, en utilisant l'information venant du capteur de vitesse pour faire une alarme temporisée à 51 Hz soit 3060 tr/min, ensuite un ilotage à 51.5Hz soit 3090 tr/min. le déclenchement étant toujours géré par l'automate à 55 Hz soit 3300 tr/min.

- La troisième option est similaire à la deuxième sauf qu'on utilisera un transformateur de mesure qui transmettra les mesures au relais pour faire l'alarme temporisée à 51 Hz soit 3060 tr/min, ensuite un ilotage à 51.5 Hz soit 3090 tr/min. le déclenchement étant toujours géré par l'automate à 55 Hz soit 3300 tr/min.

Comme on peut l'observer sur le tableau et schéma ci-dessous.

Tableau 16 : La proposition du réglage du maximum fréquence (81O)

	EXISTANT	SOLUTION PROPOSEE
Maximum fréquence (81 O)	Stade 1: Déclenchement Seuil : f=55 Hz Tempo : Instantanée	Stade 1 : Alarme Seuil : f=51Hz Tempo: 10 s Stade 2: Ilotage Seuil : f=51,5 Hz Tempo : 3 s Stade 3 : Déclenchement Seuil : f =55 Hz Tempo : Instantané

Le matériel qui sera utilisé pour la modification de ces quatre protections se trouvent dans dans le tableau ci-dessous.

Protections	Matériels	Quantité
Minimum de tension stator (27)	Relais TV3111	1
	Diode	6
	Câble de raccordement	5 m
Minimum et maximum fréquence (81U et 81O)	Relais micom P341	1
	Diode	5
	Câble de raccordement	5 m

La réalisation de cette modification sera faite lors d'une inspection de la machine.L'évaluation économique de cette étude sera fait dans la suite du rapport.

La modification du minimum et maximum de fréquence est représenté par le schéma ci-dessous.

Minimum et maximum fréquence (81)

Matériel à utilisé

- 1 relais Micom P341 et P922
- 5 diodes
- Câbles de raccordement

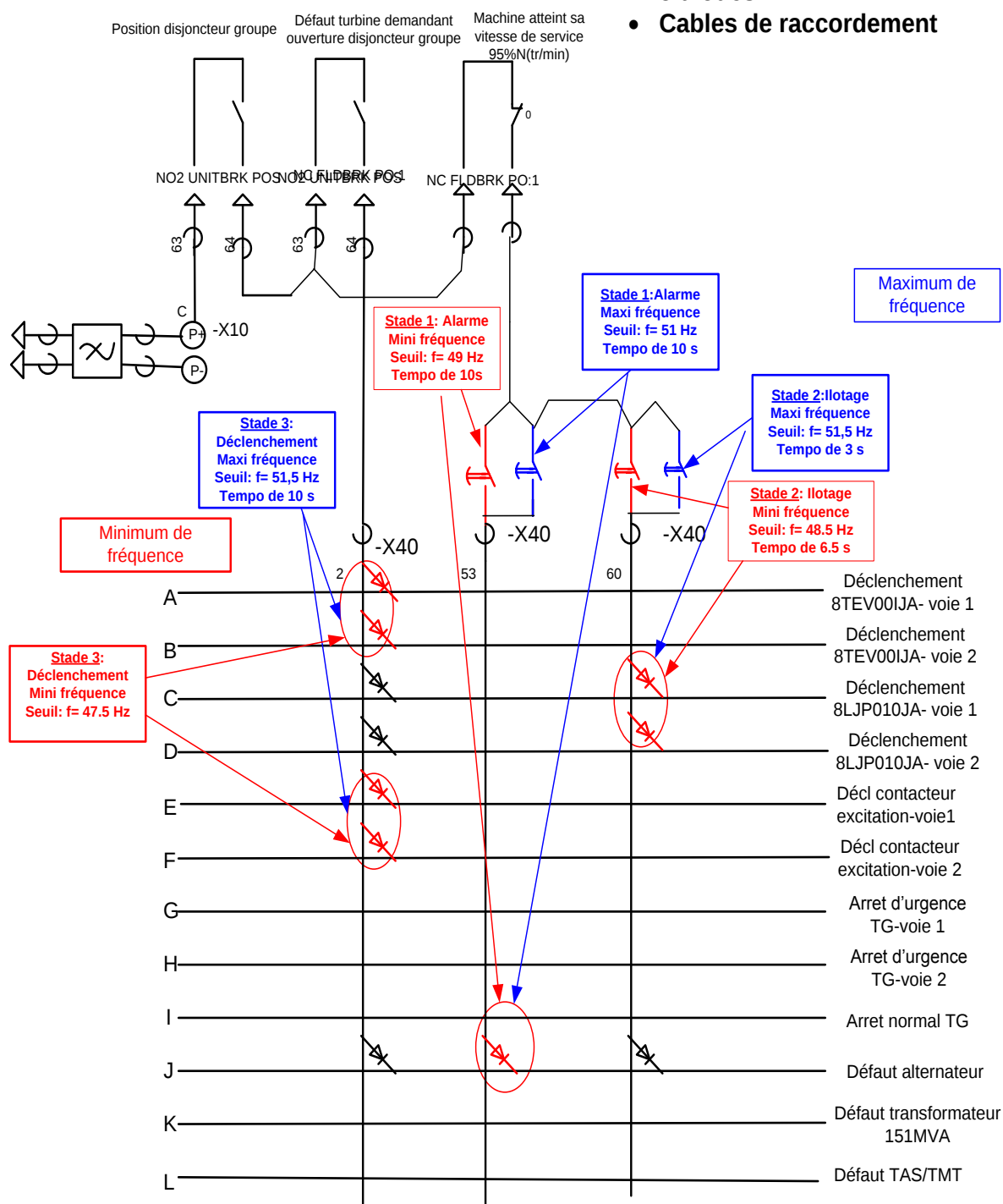


Figure 20 : Nouveau schéma du minimum et maximum fréquence (81U et 81O)

V. MODIFICATION DE LA MATRICE A DIODE

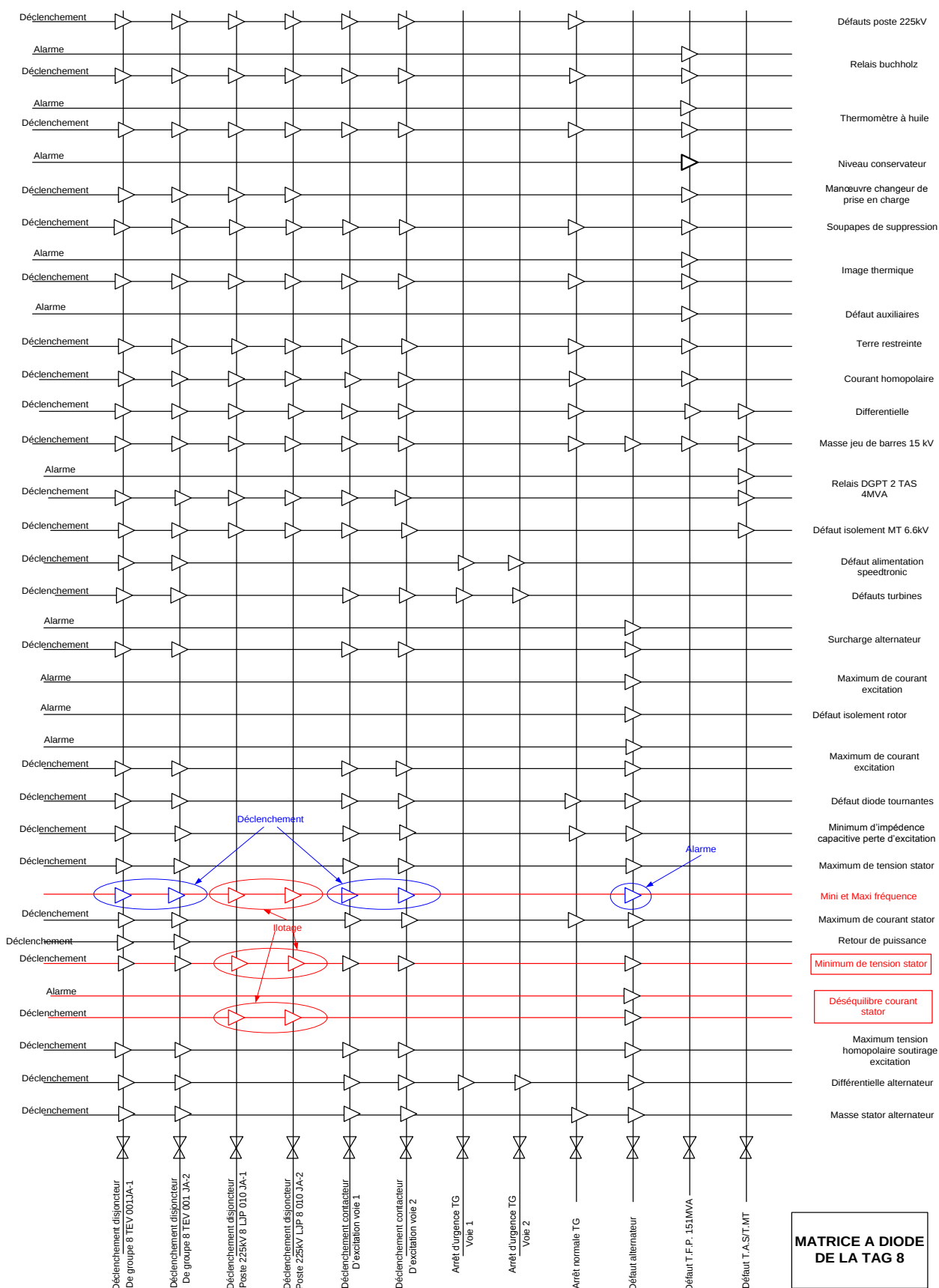


Figure 21 : La nouvelle matrice de protection de la TAG

CHAPITRE2: SYNCHRONISATION A PARTIR DU DISJONCTEUR LIGNE POUR LE COUPLAGE AU RESEAU DE LA TAG8

1. Principe du couplage de la TAG 8 au réseau 225 kV

Dans la conception de la TAG 8, la synchronisation pour le couplage au réseau électrique ne se fait qu'avec le disjoncteur groupe. Le schéma existant montre que le câblage de l'information en amont et en aval du disjoncteur 52L n'a pas été effectué. Comme le montre le schéma ci-dessous.

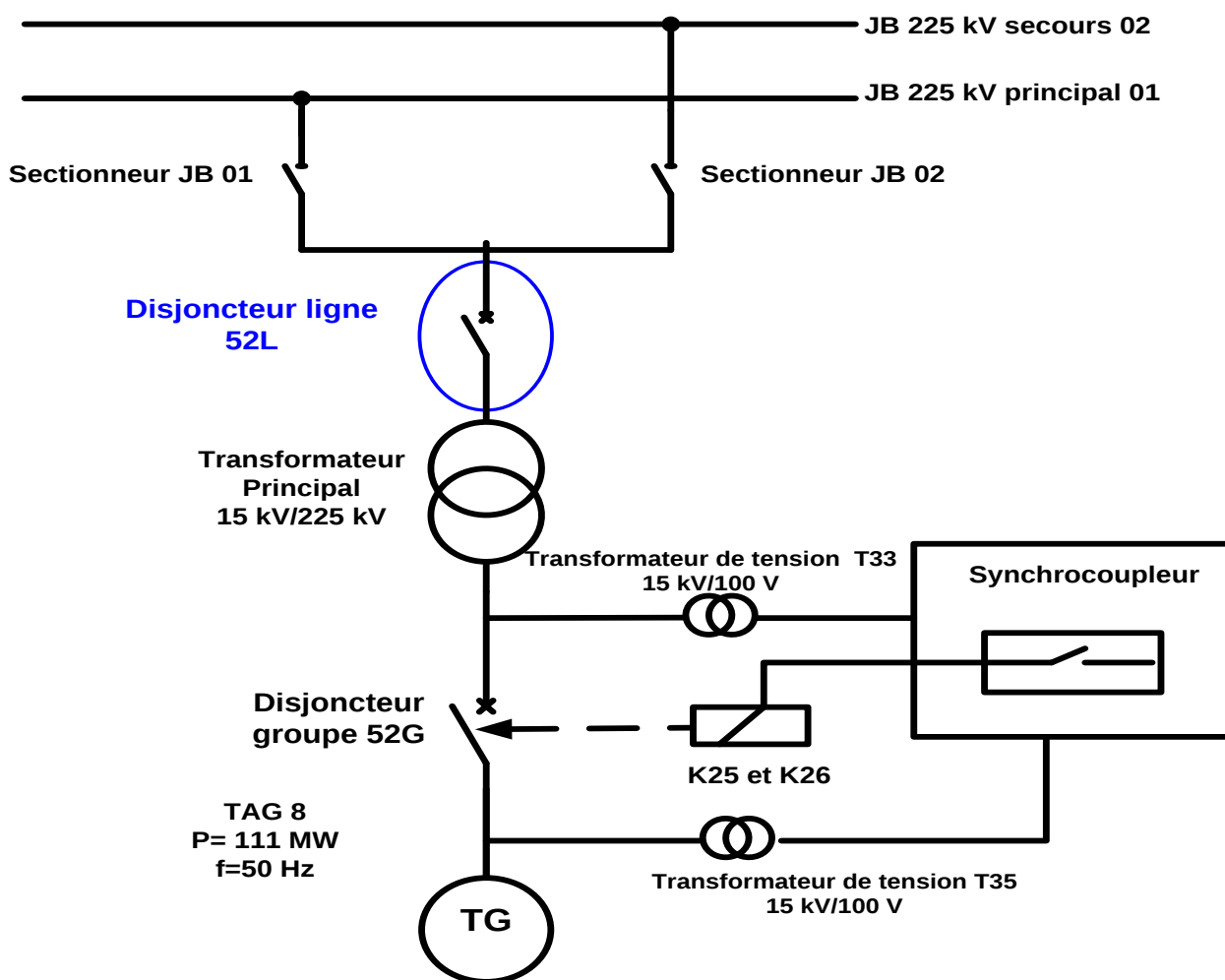


Figure 22 : Le principe du couplage existant de la TAG 8 au réseau 225 kV

En effet le disjoncteur 52L est situé au poste CIE 225 kV, qui est à une distance de 500 mètres de la centrale CIPREL. Pour chaque couplage les opérateurs devraient s'assurer de la fermeture du disjoncteur 52L avant d'amorcer la synchronisation.

Selon le schéma, les tensions en amont et en aval du disjoncteur 52G sont envoyées au synchrocoupleur via des transformateurs de tensions T33 et T35, qui abaissent la tension du réseau de 15 kV à 100 V pour le synchro-coupleur. Lorsque les conditions de couplages sont réunies alors le contact de couplage se ferme, et donc excite la bobine du disjoncteur qui ferme le disjoncteur 52G.

Le couplage de la TAG8 se fait avec le disjoncteur 52G selon le fonctionnement de la turbine.

Pendant le fonctionnement normal de le TAG8, nous avons les disjoncteurs 52G , 52L fermés,et la présence de la tension du réseau électrique 225 kV.

Lorsque survient certains défauts sur le réseau (réseau 225 kV où à la centrale CIPREL) qui permettent l'isolement de la machine par l'ouverture du disjoncteur 52G c'est-à-dire un déclenchement, alors dans ce cas on aura :

- L'ouverture du disjoncteur 52G
- Le disjoncteur 52L étant toujours fermé, le réseau 225 kV alimentera les auxiliaires de la machine qui permettront son fonctionnement jusqu'à une probable synchronisation pour le couplage au réseau avec le disjoncteur 52G.

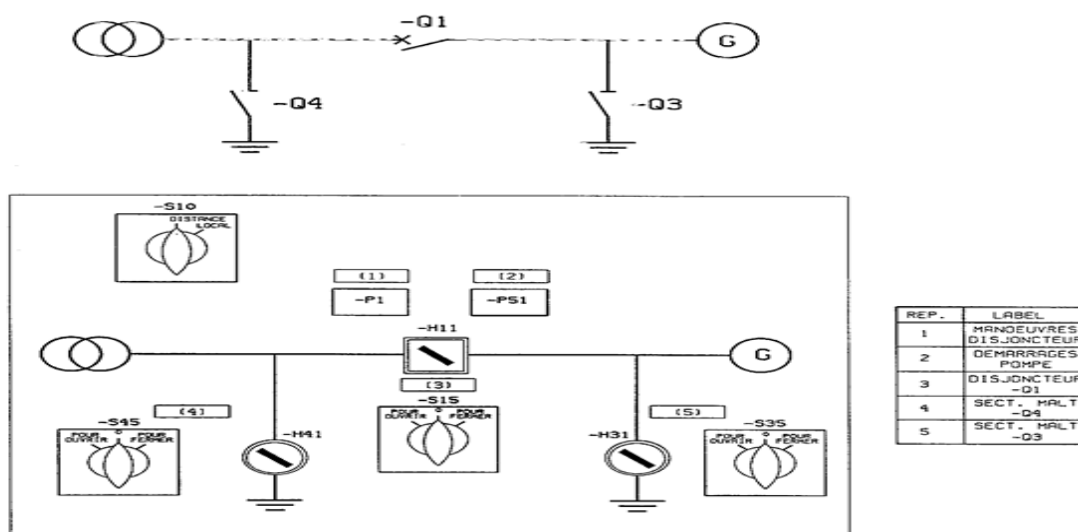
Lorsque ce défaut sur le réseau permet cette fois ci, l'isolement de la machine par l'ouverture du disjoncteur 52L c'est-à-dire un ilotage, alors dans ce cas on aura :

- L'ouverture du disjoncteur 52L
- Le disjoncteur 52G étant fermé, la TAG continue de fonctionner pour alimenter ses auxiliaires par le transformateur de soutirage. Puisque la TAG 8 n'a pas la fonction de synchroniser avec le disjoncteur 52L, nous allons ouvrir le disjoncteur 52G et ensuite fermé le disjoncteur 52L pour enfin faire la synchronisation avec le disjoncteur 52G.

Dans un premier temps nous allons étudier la faisabilité de la synchronisation de la TAG8, à partir du disjoncteur 52L.

2. Disjoncteur 52G

C'est un disjoncteur à gaz SF6 de type FKG, qui s'intercale dans le jeu de barres reliant le générateur au transformateur élévateur qui lui est associé. Son rôle essentiel consiste à protéger le générateur et le transformateur élévateur.



Il permet de :

- interrompre les courts-circuits qui se produiraient sur le jeu de barres ou dans le transformateur,
- tenir, à la masse les tensions de choc et à la fréquence industrielle définies par les normes.
- permettre le couplage du générateur sur le réseau et son découplage.
- assurer le passage du courant nominal, en ne dépassant pas les échauffements tolérés par les normes.

Le mouvement de fermeture et d'ouverture du disjoncteur 52G est commandé par la mise sous tension des bobines K25 et K26 correspondant de l'organe de manœuvre.

L'énergie nécessaire est fournie par l'accumulateur hydraulique, qui transmet son mouvement au contact mobile de la chambre de coupure par le système de tringlerie actionné par le vérin.



Figure 23 : Le disjoncteur 52G

La synchronisation se faisant au sein de la centrale CIPREL et le disjoncteur 52L situé au poste CIE 225 kV, nous allons étudier la possibilité de commander le disjoncteur 52L à distance.

3. L'étude du disjoncteur 52L

Le disjoncteur ligne est un disjoncteur à SF₆ de type FXT14. Il se compose de trois pôles actionnés, respectivement par trois commandes à ressorts. Les caractéristiques du disjoncteur FXT 14 sont consignées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 17 : Les caractéristiques du disjoncteur FXT 14

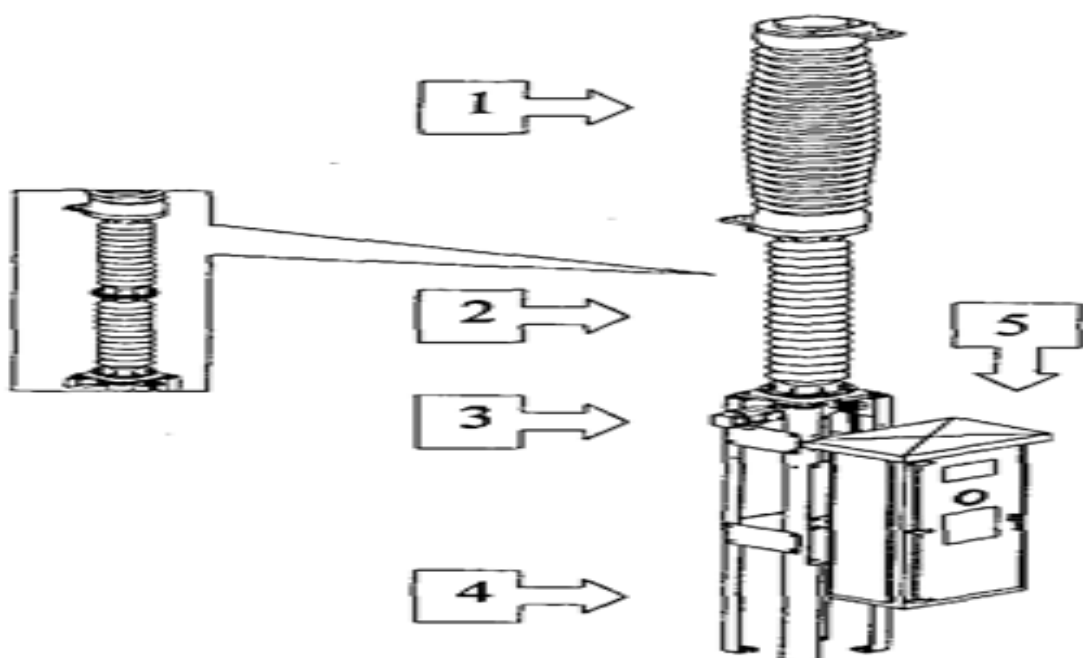
TENSION ASSIGNEE jusqu'à	245 kV
COURANT ASSIGNE EN SERVICE CONTINU jusqu'à	3150 A
FREQUENCE ASSIGNEE	50Hz
COURANT DE COURTE DUREE ADMISSIBLE (pendant 3s)	jusqu'à 31,5 kA
POUVOIR DE FERMETURE ASSIGNE (valeur crête) jusqu'à	80 kA



Figure 24 : Une vue du disjoncteur 52L

Chaque pole comprend :

- Une chambre de coupure (1) sous enveloppe céramique, disposée verticalement.
- Une colonne support isolant creuse (2) en céramique (composée de 1 ou 2 isolateurs), dans laquelle passe une bielle de manœuvre isolante, solidaire du contact mobile de la chambre de coupure.
- A la base de la colonne, un carter (3) qui enferme le dispositif bielle-manivelle de manœuvre du contact mobile. Le dispositif de remplissage et de surveillance SF6 est également situé sur le carter .Un levier extérieur lie mécaniquement le pole à la commande.
- Un châssis (4), composé de quatre pieds, supporte l'ensemble.
- L'organe de manœuvre est une commande à ressorts du type BBLR-XE (5)



- **Ouverture et fermeture du 52L**

Sur un ordre électrique excitant les bobines KA26 et KA27 du disjoncteur 52L ou manuel de fermeture, l'énergie accumulée dans le ressort de fermeture situé dans l'organe de manœuvre, est libérée. Cette énergie est transmise par la bielle au levier du pôle et assure la fermeture.

Sur un ordre électrique excitant les bobines KA26 et KA27 du disjoncteur 52L ou manuel d'ouverture, l'énergie accumulée dans le ressort d'ouverture, situé dans l'organe de manœuvre, est libérée.

La bielle transmet le mouvement au levier du pôle, ce qui assure la séparation des contacts.

Comme il est possible de commander le disjoncteur 52L depuis la centrale, nous allons dimensionner le matériel permettant de transmettre la tension amont et aval du disjoncteur 52L au synchro-coupleur. Dans ce cas le disjoncteur 52L peut être contrôlé par la salle commande de la CIPREL en recevant:

- Un ordre de fermeture, (la commande de fermeture est envoyée sur la voie 1 par le Speedtronic)
- La commande de déclenchement est envoyée sur 2 voies depuis le module de protection électrique (matrice de protection) et d'un ordre opérateur.

4. Proposition du couplage à partir du disjoncteur 52L

Maintenant qu'il est possible de commander le disjoncteur 52L depuis la centrale CIPREL alors nous allons dimensionner les équipements capable de transmettre les informations du réseau 225 kV au synchro-coupleur devant permettre l'enclenchement et le déclenchement du disjoncteur 52L. voir schéma ci-dessous

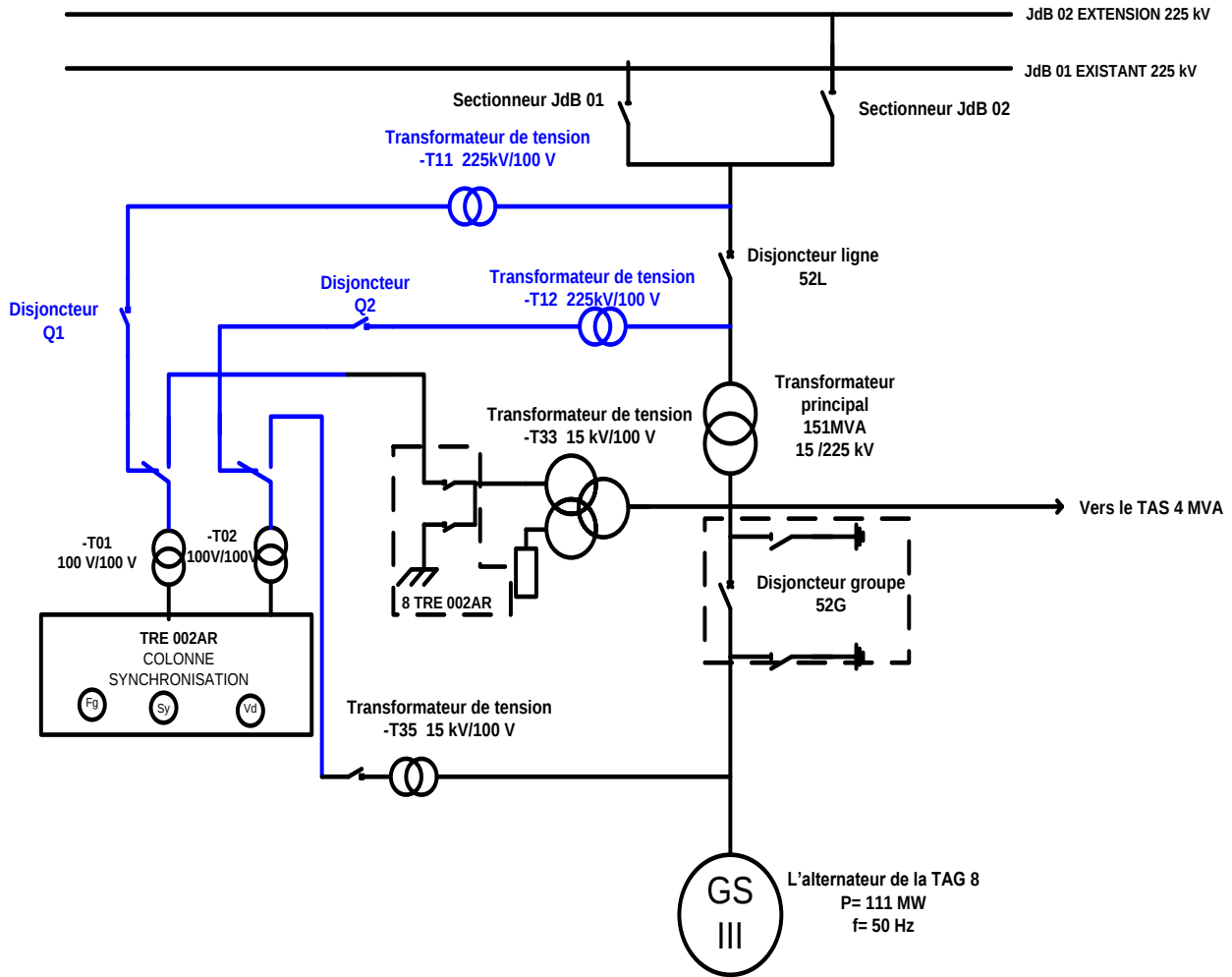


Figure 25 : Schéma de Proposition du couplage à partir du disjoncteur 52L

5. Dimensionnement et choix des matériels

Nous allons dimensionner les transformateurs de tension T11 et T12.

Sachant le transformateur de principal élève la tension de sortie de l'alternateur 15,5 kV à la tension réseau 225 kV, alors la tension amont et aval du disjoncteur 52L est de 225 kV. Nous devons ramener cette tension à la tension que serait capable de supporter le synchro-coupleur c'est-à-dire 100V.

a. Détermination des tensions primaire et secondaire de transformateur

Les transformateurs T11 et T12 sont raccordés entre phase et terre, d'où la tension primaire assignée sera :

$$U_{pr} = \frac{U_{TH}}{\sqrt{3}} \text{ Ou } U_{TH} = 225 \text{ kV représentant la tension du réseau}$$

$$U_{pr} = 130 \text{ kV}$$

La tension secondaire assignée sera :

$U_{sr} = \frac{U}{\sqrt{3}}$ Ou $U=100$ V représentant la tension du synchro-coupleur.

$$U_{sr} = 58 \text{ V}$$

Nous aurons au total 6 transformateurs de tensions car nous en aurons un transformateur par phase.

Donc nous aurons 3 transformateurs de tensions à l'amont du disjoncteur 52L et 3 autres du disjoncteur 52L en aval.

b. Détermination de la section du câble de mesure

Nous avons deux types de câbles, les câbles situés entre l'aval et l'amont du disjoncteur 52L et qui arrivent aux différents transformateurs T11 et T12. le deuxième type de câbles est celui reliant les transformateurs de tension au transformateurs T01 et T02.

Dimensionnement du premier câbles

$$S_{transformateur} = 50 \text{ VA}$$

Nous allons déterminer le courant d'emploi que peut supporter notre câble par la formule suivante :

$$I = \frac{S}{U} \text{ donc } I = 0,22 \text{ mA}$$

Nous allons ensuite déterminer le courant admissible du câble : Nous allons ensuite déterminer le

$$\text{courant admissible du câble : } I_z \geq I_{z*} = \frac{I}{K_m * K_n * K_t} \text{ ou}$$

- K_m : coefficient de mode de pose avec $K_m = 0,95$
- K_n : coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble avec $K_n = 0,77$
- K_t : coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble avec $K_t = 0,96$

Nous avons donc $I_z \geq 3,2 \text{ mA}$

Donc nous utiliserons un câble de $1,5 \text{ mm}^2$.

Ceci représente la section du conducteur qui pourra supporter un courant admissible de $3,2 \text{ mA}$ et donc il faudra utiliser un diélectrique afin de l'isoler comme la tension est très grande. (de 225 kV)

Dimensionnement du deuxième type de câbles

Le deuxième type de câbles est celui situé entre les transformateurs de tension T11 et T12 qui vont au synchro-coupleur. Nous allons donc procéder à leur dimensionnement :

Les conducteurs doivent être bien dimensionnés pour protéger le synchro-coupleur, alors les deux conditions doivent être satisfaites:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45I_z \text{ avec}$$

- I_{bb} : courant d'emploi du circuit
- I_z : courant admissible du conducteur
- I_n : courant assigné du dispositif de protection
- I_2 : courant assurant effectivement le fonctionnement du dispositif de protection; en pratique I_2 est le courant de fonctionnement dans le temps conventionnel pour les disjoncteurs

La puissance d'alimentation du speedtronic est $P=1500$ W

La tension d'entrée du transformateur T01 et T02 est $U=100$ V

Nous allons déterminer le courant d'emploi I_{bb} : $I_b = \frac{P}{U \cdot \cos \varphi}$

$$I_b = 18,75 \text{ A}$$

Nous utiliserons le disjoncteur un disjoncteur magnéto- thermique de courant $I_2 = 20$ A

Nous allons ensuite déterminer le courant admissible du câble : $I_z \geq I_{z*} = \frac{I_b}{K_m \cdot K_n \cdot K_t}$ ou

- K_m : coefficient de mode de pose avec $K_m = 0,95$
- K_n : coefficient prenant en compte le nombre de câbles posés ensemble avec $K_n = 0,77$
- K_t : coefficient tenant compte de la température ambiante et du type de câble avec $K_t = 0,96$

Nous avons donc $I_z \geq 28,48$ A

Nous avons choisi le câble UR100R2V, c'est un câble en cuivre de 4 mm^2 de section.

Or la norme NF C13-100 nous exige que les sections des câbles de mesure de courant assurant les liaisons entre les transformateurs de mesure et les blocs de jonction situés au comptage est fixée à 4 ou 6 mm^2 et pour la mesure des tensions est de 4 mm^2 .

Comme nos transformateurs T11 et T12 mesure la tension amont et aval du disjoncteur 52L alors nous choisirons **4 mm^2 comme section de câble pour la liaison.**

c. Détermination de la puissance de précision des transformateurs

La puissance de précision du transformateur est déterminée selon la norme CEI 60044-2. L'évaluation de la puissance de précision se fait par deux méthodes selon ERDF-NOI-CPT_01E - Version 5 de Électricité Réseau Distribution France (ERDF). Nous avons la méthode d'évaluation théorique de la puissance de charge et la méthode de mesure physique de la puissance de charge.

- **Détermination de la puissance de précision selon la méthode d'évaluation théorique**

Elle se fait en tenant compte, d'une part de la consommation linéique du câble du circuit de mesure de la tension et, d'autre part de la longueur L du câble reliant la sortie du circuit secondaire de transformateur à l'entrée du transformateur T01 et T02.

La formule provient du document ERDF-NOI-CPT_01E – Version 5 de l'Electricité Réseau Distribution France (ERDF).

Pour les câbles de 4 mm²

$$S_{\text{min cable}} = L * 0,115 \text{ VA}$$

$$S_{\text{max cable}} = 2 * L * 0,115 \text{ VA}$$

Après avoir effectué le mètre du poste CIE 225 kV à notre transformateur T01 et T02 situé dans le speedtronic, on $L = 346 \text{ m}$

Après calcul, on a :

$$S_{\text{min cable}} = 37,8 \text{ VA}$$

$$S_{\text{max cable}} = 75,7 \text{ VA}$$

Donc la puissance de précision normalisée choisi sera $S = 50 \text{ VA}$

▪ **Détermination de la puissance de précision selon la méthode d'évaluation pratique**

Cette méthode consiste à mesurer, sur chaque phase, l'intensité I_m du courant parcourant le circuit secondaire du TT à l'aide d'une pince ampère métrique et de mesurer, sur chaque phase, la tension U_m présente en comptage en BT, au niveau des bornes du circuit secondaire du transformateur de tension.

d. Détermination de la classe de précision des transformateurs

La classe est choisie selon l'utilisation des transformateurs :

- Pour les mesures de laboratoire et comptage précis Cl 0,1 ou Cl 0,2
- Pour la mesure industrielle Cl 0,5 - Cl 1
- Pour les comptages tarifaires : Cl 0,2 – Cl 0,5 – Cl 0,2S ou Cl 0,5S
- Indicateur de tableau comptage statistique : Cl 0,5 – Cl 1

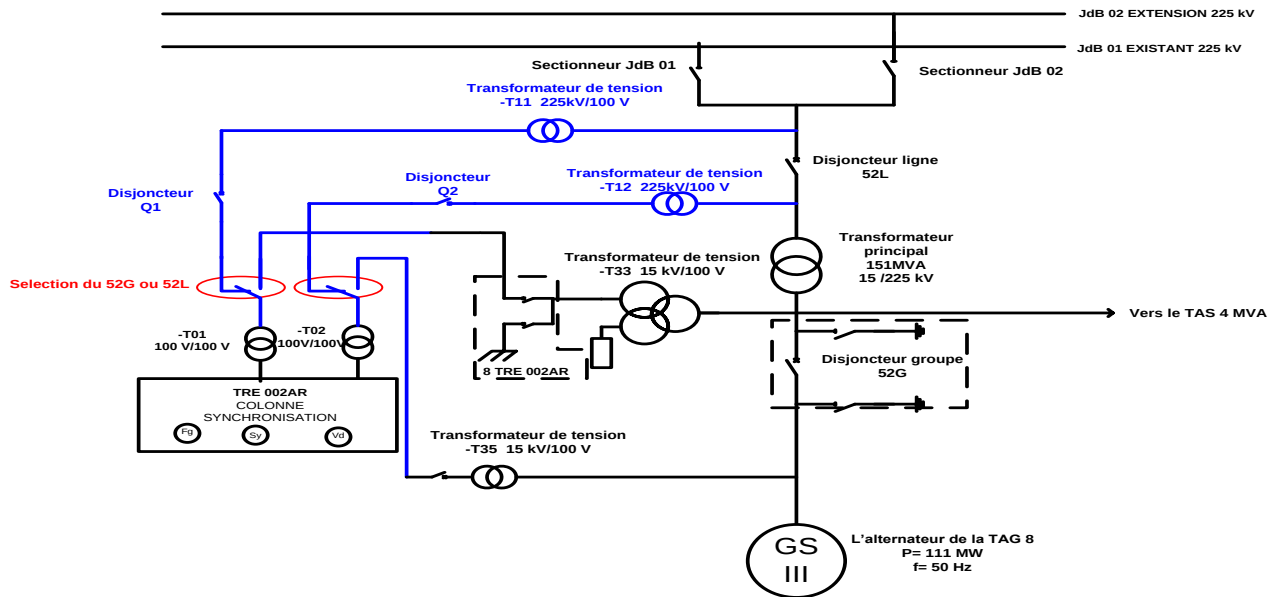
Comme nous sommes dans une centrale de production d'électricité alors nous prenons **Cl 0,5**.

Le transformateur choisi est le transformateur de potentiel inductif-225 kV d'ALSTOM

A la suite du dimensionnement des transformateurs de tensions qui transmettront une fidèle image de la tension 225 kV à notre synchro-coupleur existant, nous allons nous intéresser à la sélection du disjoncteur à coupler.

Le choix du disjoncteur 52G ou du disjoncteur 52L pour le couplage se fera à l'état de la turbine comme on peut l'observer sur le schéma ci-dessous.

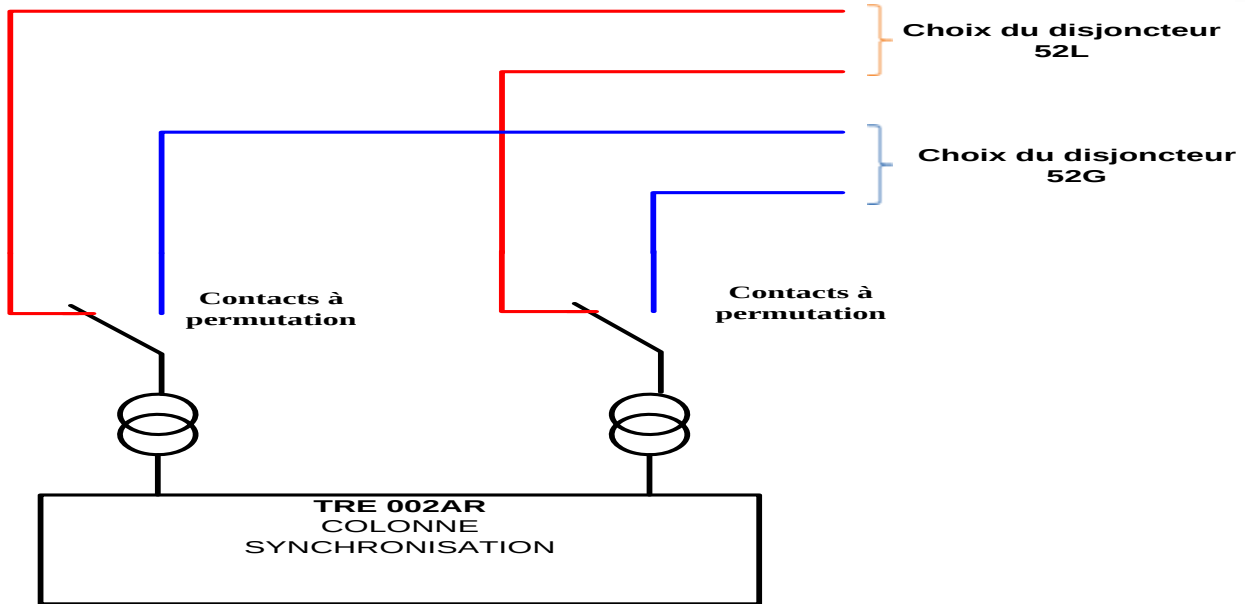
6. Réalisation de la sélection 52G/52L



Le choix du disjoncteur de couplage sera effectué par un commutateur deux sens, un des sens désignera la sélection du disjoncteur 52G comme disjoncteur de couplage et l'autre sens le disjoncteur 52L. Nous proposons le schéma de puissance et de commande ci-dessous.

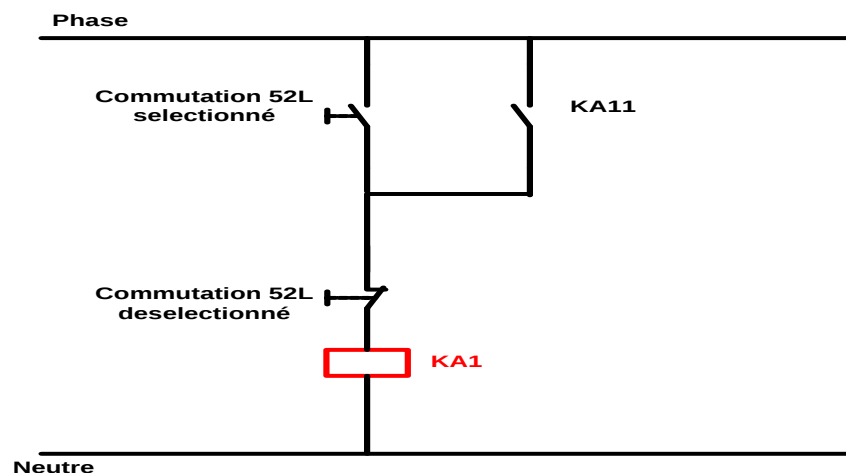
■ Le circuit de puissance

A la sortie des transformateurs de tension dimensionnés plus haut, l'information de tension passera par des contacts KA111 pour la sélection du disjoncteur 52L comme disjoncteur de couplage ou par les contacts KA11 pour le disjoncteur 52G afin d'effectuer la synchronisation.



Le circuit de commande

Comme le montre le schéma ci-dessous, pour faire le couplage d'un disjoncteur, il faudrait que un des disjoncteurs soit fermé.



Le selection du disjoncteur 52L comme disjoncteur de couplage à lieu lorsque la TAG ilote,dans ce cas depuis la centrale un opérateur pourra demander l'ordre de fermeture du disjoncteur.Une action sur le commutateur 52L selectionné permettra d'exciter la bobine KA1,qui fera la choix du 52L.

Pour le démarrage de la turbine Puisque le couplage se fait par le disjoncteur 52G,il faudrait que l'opérateur s'assure que la commutation 52L deselectionné est activé.Dans ce cas la transmission des information du réseau et du générateur est fait par les transformateurs T35 et T33. (Voir figure 26 et figure 27)

Les tensions réseau et générateur sont transmises au module « P » de l'armoire turbine ,ils entrent dans le module par la carte PTBA ensuite sur la carte TCEB ou se trouvent des filtres T01 et T02 et enfin sur la carte TCEA ou se déroule la synchronisation comme le montre le schéma ci-dessous.

DEFAUTS ET LA SYNCHRONISATION A PARTIR DU DISJONTEUR LIGNE POUR SON COUPLAGE AU RESEAU

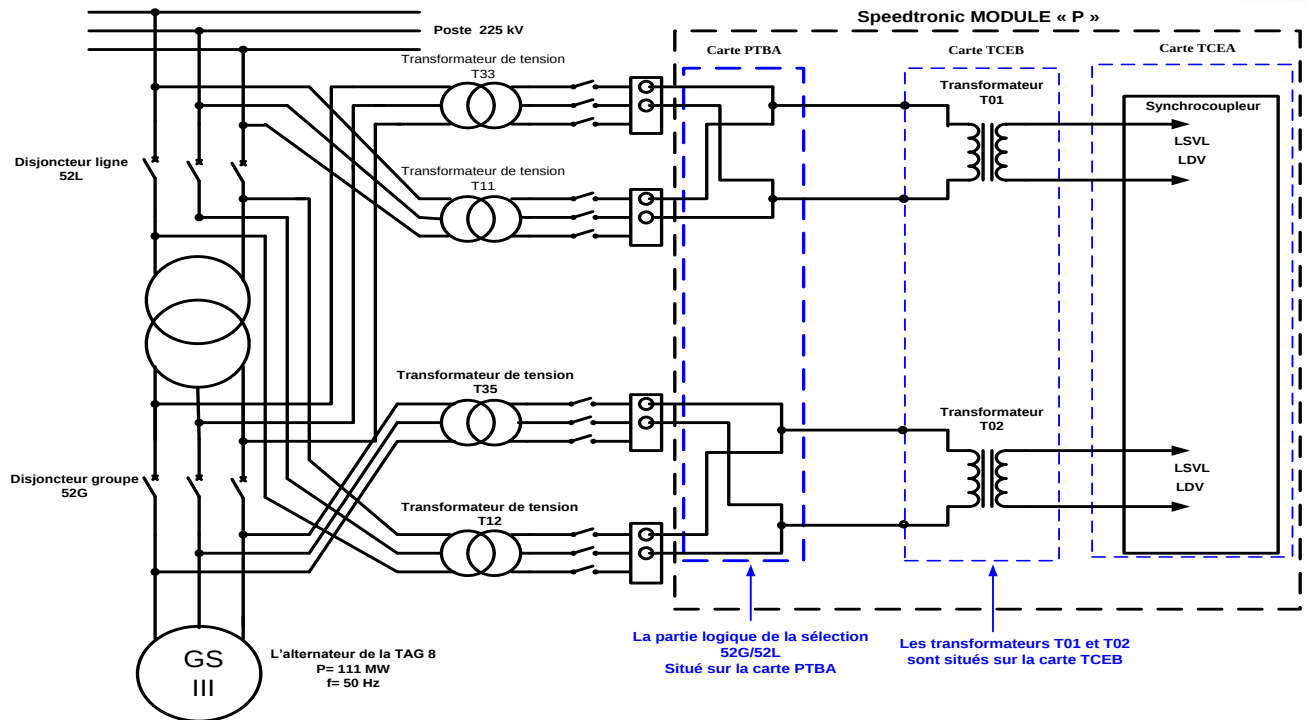
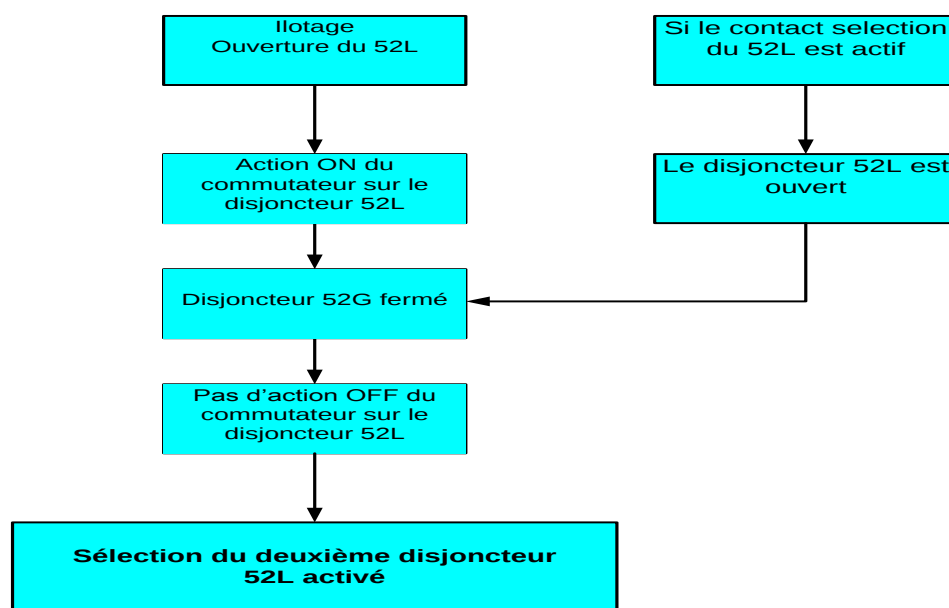


Figure 26 : Transmission de l'information vers le module « P »

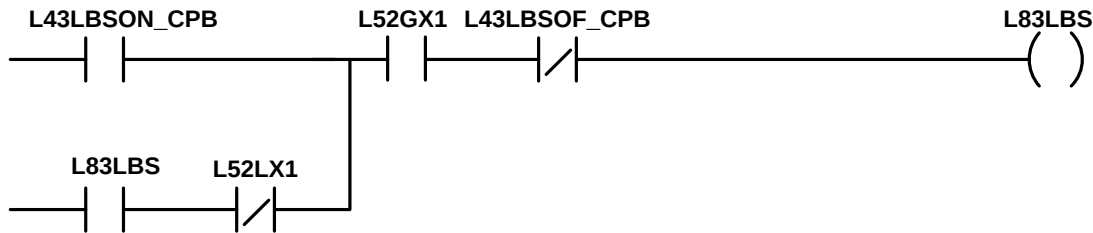
Dans le but de renforcer le principe de sélection du choix du disjoncteur de couplage, nous allons définir les conditions dans lesquelles nous devons faire la sélection du disjoncteur de couplage qui se fera sur la carte PTBA.

Nous désignerons le disjoncteur 52G comme premier disjoncteur car c'est le disjoncteur utilisé pour faire le couplage depuis la mise sur réseau de la machine et le disjoncteur 52L sera appelé deuxième disjoncteur.

Les conditions pour la sélection du deuxième disjoncteur sont établies dans le diagramme ci-dessous



Le diagramme de sélection du deuxième disjoncteur (52L) ci-dessus nous a permis d'écrire le programme suivant :



Avec :

- ✓ Avec : L83LBS: Sélection du deuxième disjoncteur (52L)
- ✓ L43LBSOF_CPB : Bouton poussoir deuxième disjoncteur synchronisation de sélectionné
- ✓ L52GX1: Disjoncteur groupe Fermé Aux. 1 (52G)
- ✓ L43LBSON_CPB: Bouton poussoir deuxième disjoncteur de synchronisation sélectionné
- ✓ L83LBS : Contact de la Sélection du deuxième disjoncteur (52L)
- ✓ L52LGX1 : Permissif du deuxième disjoncteur de synchronisation (52L)

Si les contacts L43LBSON_CPB, L52GX1 et L43LBSOF_CPB sont vrais alors la sélection du deuxième disjoncteur (52L) sera activée, c'est-à-dire le L83LBS, Ou encore si les contacts L83LBS, L52LX1, L52GX1 et L43LBSOF_CPB sont vrais alors la sélection du deuxième disjoncteur (52L) sera activée, c'est-à-dire le L83LBS alors la synchronisation pour le couplage au réseau se fera avec le disjoncteur ligne 52L comme on peut le constater suivant la partie en rouge. (Voir figure 26 et 27)

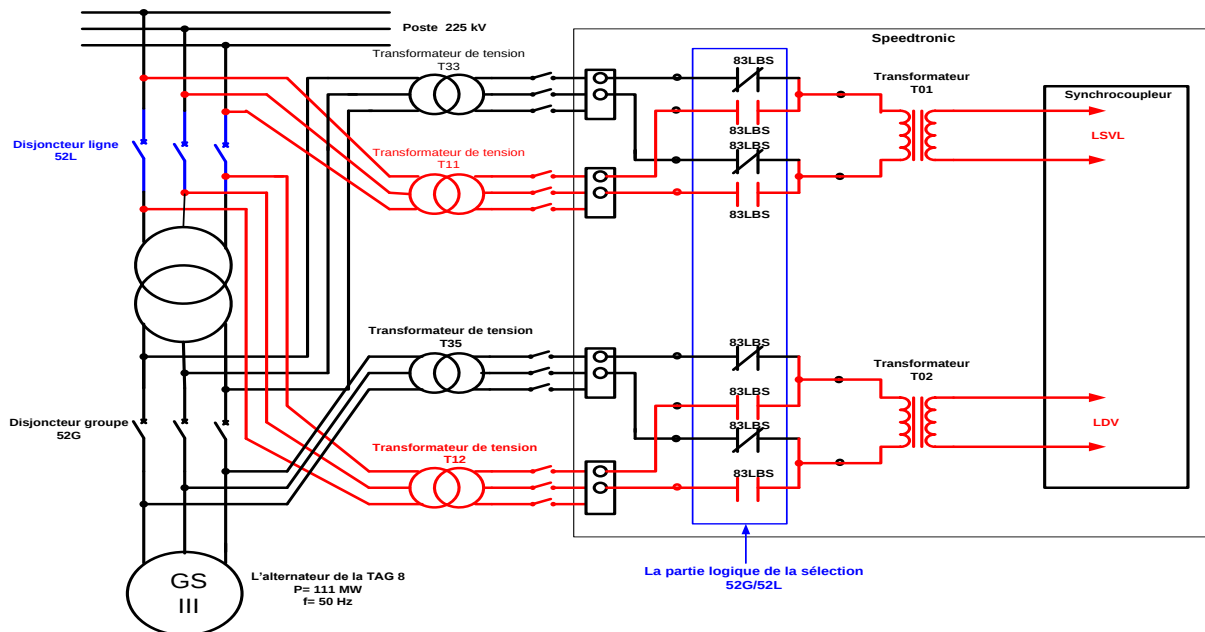


Figure 26 : Schéma de transmission d'information pour la synchronisation avec le Disjoncteur 52L

Si les conditions énoncées plus haut ne sont pas vérifiées , dans ce cas la synchronisation pour le couplage au réseau se fera avec le disjoncteur ligne 52G comme on peut le constater suivant la partie en rouge du schéma ci-dessous.

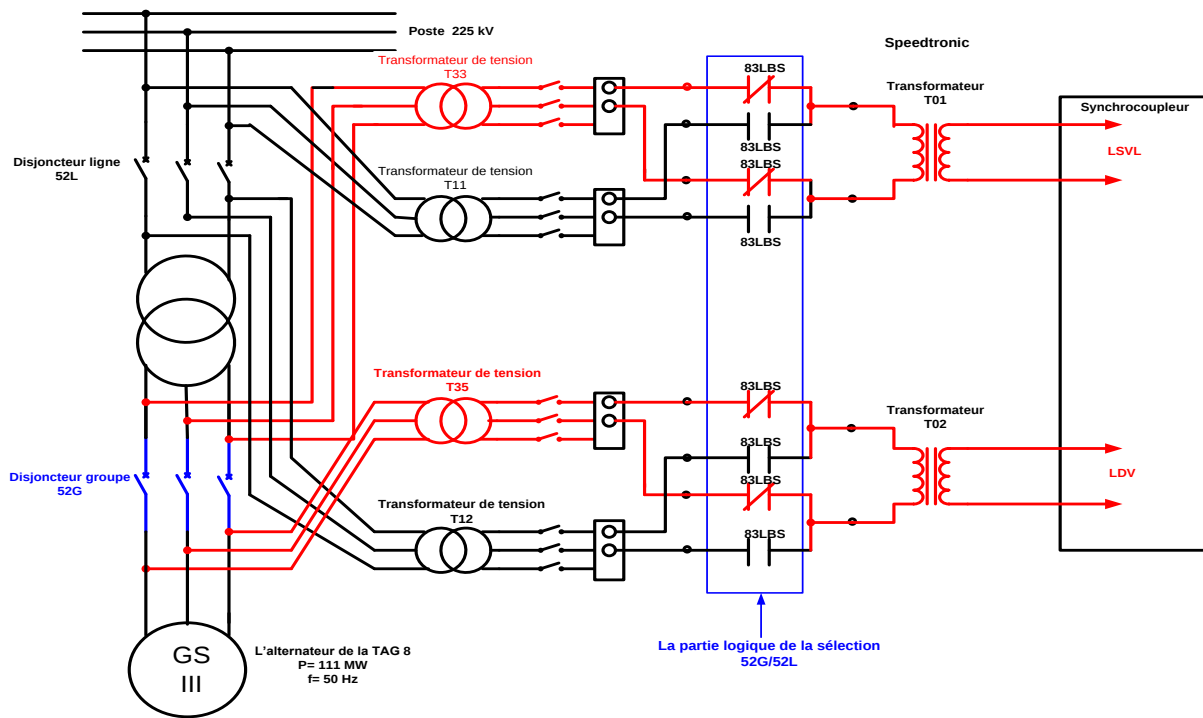


Figure 27 : Schéma de transmission d'information pour la synchronisation avec le disjoncteur 52G

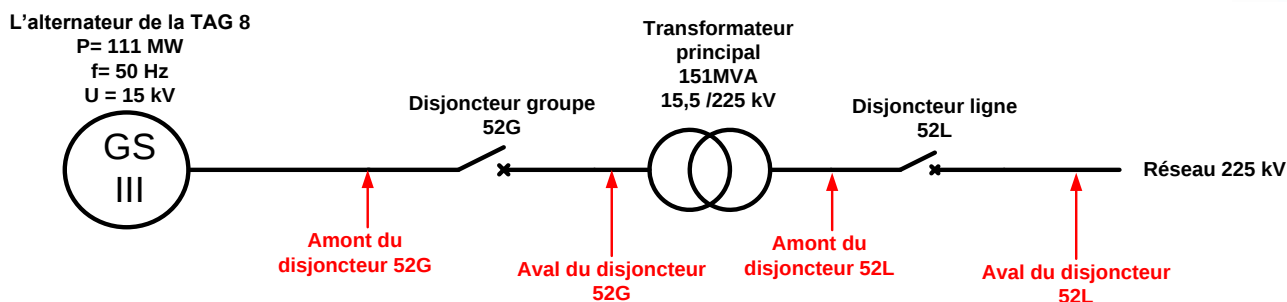
Après le choix du disjoncteur de couplage, enfin nous allons nous intéresser à la partie soft de la synchronisation. En effet c'est un ensemble de programme traité par notre automate MarkV.

7. Le bloc de programme de la synchronisation

La synchronisation des turbines au réseau électrique est gérée depuis l'automate Mark V situé dans l'armoire turbine. Cet automate commande la régulation de la vitesse de la machine, de l'excitation et bien d'autre mécanisme de la turbine.

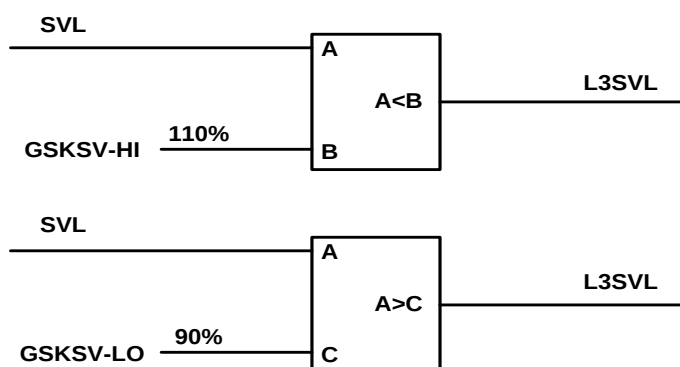
Nous utiliserons la vue situé en **annexe 05** qui permet au chef de quart de faire la synchronisation, puis nous allons étudier les permissifs de cette synchronisation existants de la TAG8 pour en savoir ces limites et pour proposer des améliorations.

Cette vue permet de contrôler plusieurs paramètres, appelés permissifs qui sont très importants pour bien faire le couplage. Ils contrôlent l'amont et l'aval du disjoncteur 52G pour le couplage. (Voir le schéma ci-dessous)



a. Tension système L3SVL

Il s'agit de la tension située entre l'aval du disjoncteur 52G et l'amont du disjoncteur 52L en passant par le transformateur de puissance 151 MVA. Cette permissive permet de comparer la tension située en aval du disjoncteur 52G à une consigne fixée entre 110% et 90% de 15,5 kV. (Voir schéma ci-dessous)



Avec :

- ✓ SVL : Tension système (réseau)
- ✓ L3SVL : Tension ligne ok pour la synchronisation
- ✓ GSKSV-HI : Limite haute de la tension de synchronisation du réseau « 110% »
- ✓ GSKSV-LO : Limite basse de la tension de synchronisation du réseau « 90% »

Si SVL est compris entre 13,95 kV et 17,05 kV alors L3SVL = 1, c'est-à-dire la tension est ok pour la synchronisation.

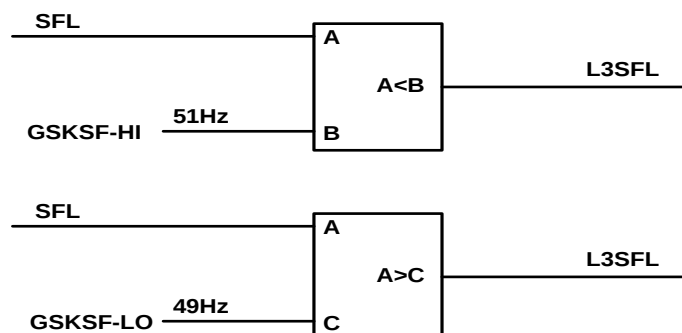
▪ Proposition de solution sur la tension système

Après comparaison de la séquence de la TAG9 à celle de la TAG8, nous pouvons affirmer qu'elles sont identiques et donc le couplage du disjoncteur 52L pourra se faire avec la même séquence.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, si SVL est compris entre 202,5 kV et 247,5 kV alors L3SVL = 1, c'est-à-dire la tension est ok pour la synchronisation.

b. Fréquence système L3SFL

Il s'agit de la fréquence située entre l'aval du disjoncteur 52G et l'amont du disjoncteur 52L en passant par le transformateur de puissance 151 MVA. Cette permissive permet de comparer la fréquence située en aval du disjoncteur 52G à une consigne fixée entre 49 Hz et 51 Hz.



Avec :

- ✓ **SFL** : Fréquence du système (réseau)
- ✓ **L3SFL** : Fréquence ligne ok pour la synchronisation
- ✓ **GSKSF-HI** : Limite haute de la fréquence de synchronisation du réseau « 51 Hz »
- ✓ **GSKSF-LO** : Limite basse de la fréquence de synchronisation du réseau « 49 Hz »

Si SFL est compris entre 49 Hz et 51 Hz alors $L3SFL = 1$, c'est-à-dire la fréquence est ok pour la synchronisation.

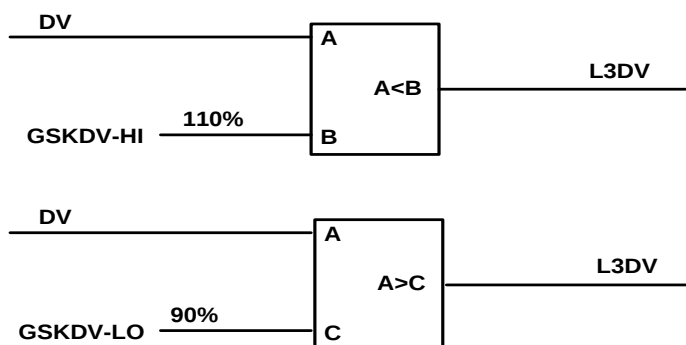
▪ Proposition de solution de la fréquence du système

Après comparaison de la séquence de la TAG9 à celle de la TAG8, nous pouvons affirmer qu'elles sont identiques et donc le couplage du disjoncteur 52L pourra se faire avec la même séquence.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, Si SFL est compris entre 49 Hz et 51 Hz alors $L3SFL = 1$, c'est-à-dire la fréquence est ok pour la synchronisation.

c. Tension alternateur L3DV

Il s'agit de la tension située entre l'amont du disjoncteur 52G et l'alternateur de la TAG. Cette permissive permet de comparer la tension située en amont du disjoncteur 52G à une consigne fixée entre 110% et 90% de 15,5 kV. (Voir schéma ci-dessous)



Avec

- ✓ **DV** : Tension alternateur
- ✓ **L3DV** : Tension alternateur ok pour la synchronisation
- ✓ **GSKDV-HI** : Limite haute de la tension de synchronisation de l'alternateur « 110% »
- ✓ **GSKDV-LO** : Limite basse de la tension de synchronisation de l'alternateur « 90% »

Si DV est compris entre 13,95 kV et 17,05 kV alors L3DV =1, c'est-à-dire la tension est ok pour la synchronisation.

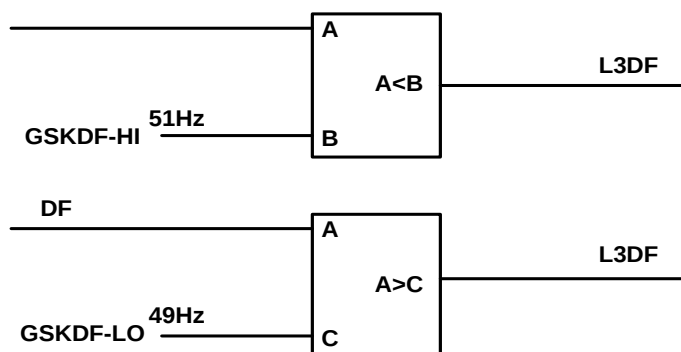
▪ Proposition de solution de la tension alternateur

Après comparaison de la séquence de la TAG9 à celle de la TAG8. Nous pouvons affirmer qu'elles sont identiques et donc le couplage du disjoncteur 52L pourra se faire avec la même séquence.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, si DV est compris entre 202,5 kV et 247,5 kV alors L3DV =1, c'est-à-dire la tension est ok pour la synchronisation.

d. Fréquence alternateur L3DF

Il s'agit de la fréquence située entre l'amont du disjoncteur 52G l'alternateur de la TAG. Cette permissive permet de comparer la fréquence située en aval du disjoncteur 52G à une consigne fixée entre 49 Hz et 51 Hz.



Avec :

- ✓ **DF**: Fréquence alternateur
- ✓ **L3DF** : Fréquence ligne ok pour la synchronisation
- ✓ **GSKDF-HI** : Limite haute de la tension de synchronisation de l'alternateur « 110% »
- ✓ **GSKDF-LO** : Limite basse de la tension de synchronisation de l'alternateur « 90% »

Si DF est compris entre 49 Hz et 51Hz alors L3DF =1, c'est-à-dire la fréquence est ok pour la synchronisation.

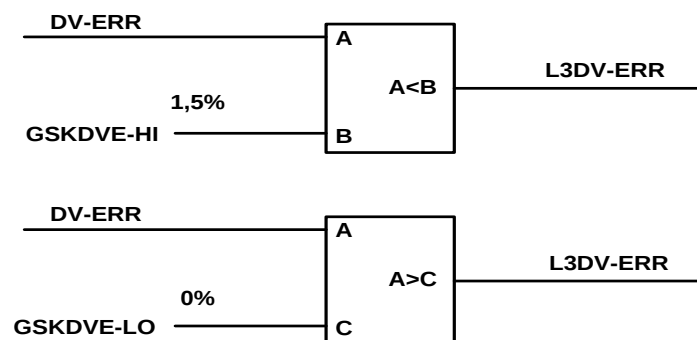
▪ Proposition de solution de la fréquence alternateur

Après comparaison de la séquence de la TAG9 à celle de la TAG8. Nous pouvons affirmer qu'elles sont identiques et donc le couplage du disjoncteur 52L pourra se faire avec la même séquence.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, Si DF est compris entre 49 Hz et 51 Hz alors L3DF =1, c'est-à-dire la fréquence est ok pour la synchronisation.

e. Différence tension alternateur L3DV-ERR

Il s'agit de la différence entre la tension alternateur et la tension réseau. Cette permissive permet de comparer cette différence de fréquence avant le couplage du disjoncteur 52G, la consigne étant fixée entre 0% et 1,5%.



Avec :

- ✓ **DV_ERR**: Différence entre tension alternateur et réseau
- ✓ **L3DV_ERR** : Différence de tension est ok pour la synchronisation
- ✓ **GSKDVE-HI** : Limite haute de la différence de tension de synchronisation de l'alternateur et réseau « 1,5% »
- ✓ **GSKDVE-LO** : Limite basse de la tension de synchronisation de l'alternateur « 0% »

Si DV_ERR est compris entre 0% et 1,5% alors L3DV_ERR =1, c'est-à-dire la différence de tension alternateur et réseau est ok pour la synchronisation.

■ Proposition de solution sur la différence entre tension alternateur et réseau

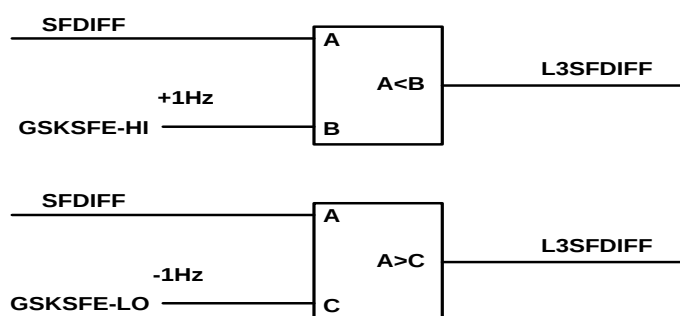
Après comparaison de la séquence de la TAG9 à celle de la TAG8, nous pouvons affirmer qu'elles sont identiques. Sauf que la limite haute de la différence de tension de synchronisation de l'alternateur est de « 2% » sur la TAG9 au lieu de « 1,5% » sur la TAG8.

Le couplage du disjoncteur 52L pourra se faire avec la même séquence.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, Si DV_ERR est compris entre 0% et 1,5% alors L3DV_ERR =1, c'est-à-dire la différence de tension alternateur et réseau est ok pour la synchronisation.

f. Différence fréquence système L3SFDIFF

Il s'agit de la différence entre la fréquence alternateur et la fréquence réseau. Cette permissive permet de comparer cette différence de fréquence avant le couplage du disjoncteur 52G, la consigne étant fixée entre -1Hz et +1Hz.



Avec :

- ✓ **SFDIFF**: Différence entre la fréquence alternateur et réseau
- ✓ **L3SFDIFF** : Différence de la fréquence est ok pour la synchronisation
- ✓ **GSKSFE-HI** : Limite haute de la différence de fréquence de synchronisation l'alternateur et réseau « 1Hz »
- ✓ **GSKSFE-LO** : Limite basse de la fréquence de synchronisation alternateur « -1Hz »

Si SFDIFF est compris entre -1 Hz et 1 Hz alors L3SFDIFF =1, c'est-à-dire la différence de la fréquence alternateur et réseau est ok pour la synchronisation.

■ Proposition de solution sur la différence entre fréquence alternateur et réseau

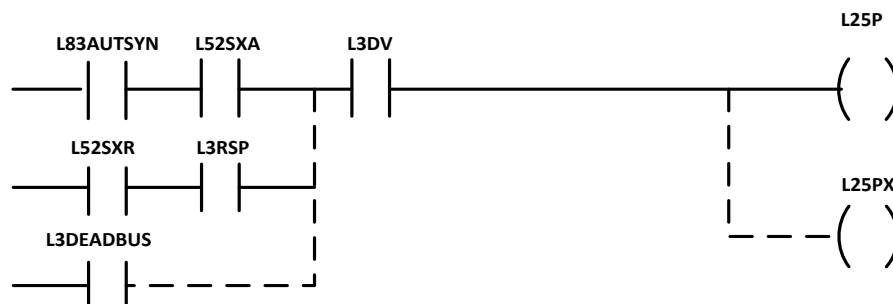
Suite à la comparaison de la différence entre la fréquence alternateur et réseau de la TAG9 à celle de la TAG8, nous pouvons dire qu'il y a les petites modifications à apporter.

Nous allons modifier la limite haute de la différence de fréquence de synchronisation alternateur et réseau à « 0,4 Hz » au lieu de « 1 Hz » sur la TAG8 et la limite basse de la fréquence de synchronisation alternateur et réseau à « 0,05 Hz » au lieu de « -1 Hz » sur la TAG 8.

Dans le cas du couplage avec le disjoncteur 52 L, Si SFDIFF est compris entre 0,4Hz et 0,04 Hz alors $L3SFDIFF=1$, c'est-à-dire la différence de tension alternateur et réseau est ok pour la synchronisation.

g. Relais permissif synchronisation L25P

C'est un relais qui permet de valider l'ordre de synchronisation.



Avec :

- ✓ **L25P**: Pilote de relais permissif de synchronisation
- ✓ **L25PX** : Permissive de synchronisation
- ✓ **L3DV** : Tension alternateur ok pour la synchronisation
- ✓ **L52SXA** : Auto Synchronisation locale
- ✓ **L83AUTSYN** : disjoncteur groupe (52G) en état automatique de Synchronisation
- ✓ **L52SXR** : Auto Synchronisation à distance
- ✓ **L3RSP** : Permissive de la synchronisation auto à distance
- ✓ **L3DEADBUSH** : Permissive de la fermeture du disjoncteur ligne 52L

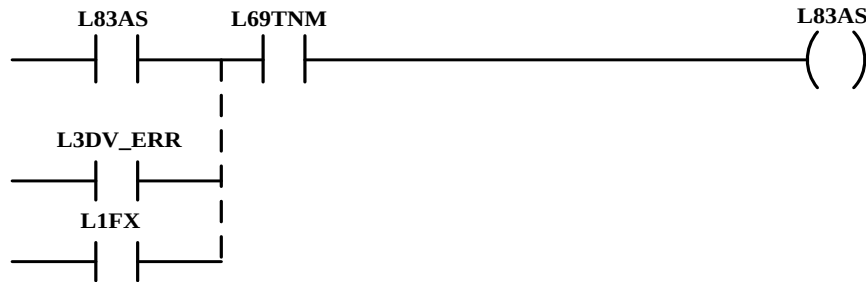
Si les contacts L83AUTSYN, L52SXA et L3DV sont vrai alors le pilote du relais permissif de synchronisation (L25P) et la permissive de synchronisation (L25PX) seront activés.

Ou si les contacts L52SXR, L3RSP et L3DV sont vrai alors le pilote du relais permissif de synchronisation (L25P) et la permissive de synchronisation (L25PX) seront activés.

Ou encore si les contacts L3DEADBUSH et L3DV sont vrai alors le pilote du relais permissif de synchronisation (L25P) et la permissive de synchronisation (L25PX) seront activés.

h. Permissif de synchronisation automatique L83AS

Cette séquence permet de valider l'ordre de synchronisation automatique.



Avec :

- ✓ **L83AS:** permissive de la synchronisation automatique
- ✓ **L69TNM:** Permissive de synchronisation correspondant à la vitesse.
- ✓ **L3DV_ERR:** Différence de tension est ok pour la synchronisation
- ✓ **L1FX :** Signal de démarrage rapide de l'auxiliaire de charge
- ✓ **L83AS :** Contact du permissif de la synchronisation automatique

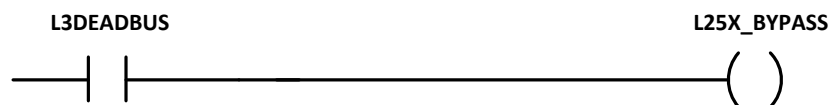
Si les contacts L83AS et L69TNM sont vrai alors la permissive de la synchronisation automatique sera activée (L83AS).

Ou si les contacts L3DV_ERR et L69TNM sont vrais alors la permissive de la synchronisation automatique sera activée (L83AS).

Ou encore si les contacts L1FX et L69TNM sont vrais alors la permissive de la synchronisation automatique sera activée (L83AS).

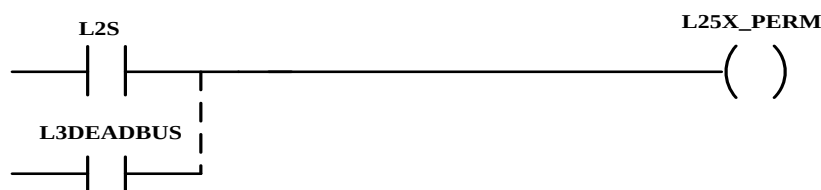
i. Permissif de synchronisation automatique L25X

Cette séquence permet de valider l'ordre de synchronisation automatique.



- ✓ **L25X_BYPASS :** le Relais de synchronisation de contrôle BYPASS (25X)
- ✓ **L3DEADBUSH:** Permissive de la fermeture du disjoncteur ligne 52L

Si le contact L3DEADBUSH est vrai alors la permissive de la fermeture du disjoncteur ligne 52L sera activée.

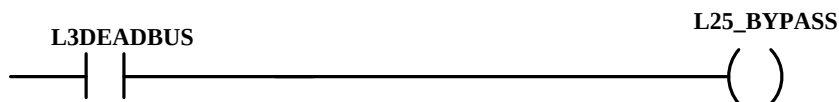


- ✓ **L25X_PERM**: Permissive de vérification de la synchronisation (25X)
- ✓ **L2S**: Vérification de la synchronisation Aux minuterics logiques.

Si le contact L2S est vrai alors la permissive de vérification de la synchronisation (25X) sera activée (L25X_PERM). Ou encore si le contact L3DEADBUSH est vrai alors la permissive de vérification de la synchronisation (25X) sera activée (L25X_PERM).

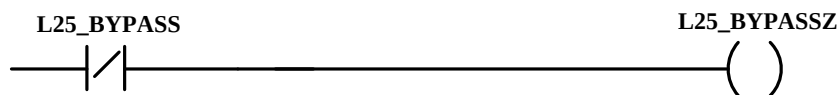
j. Auto synchro permissive L25

Cette séquence permet de valider l'ordre de synchronisation automatique.



- ✓ **L25_BYPASS**: Permissive synchronisation BYPASS

Si le contact L3DEADBUSH est vrai alors la permissive synchronisation BYPASS sera activée.

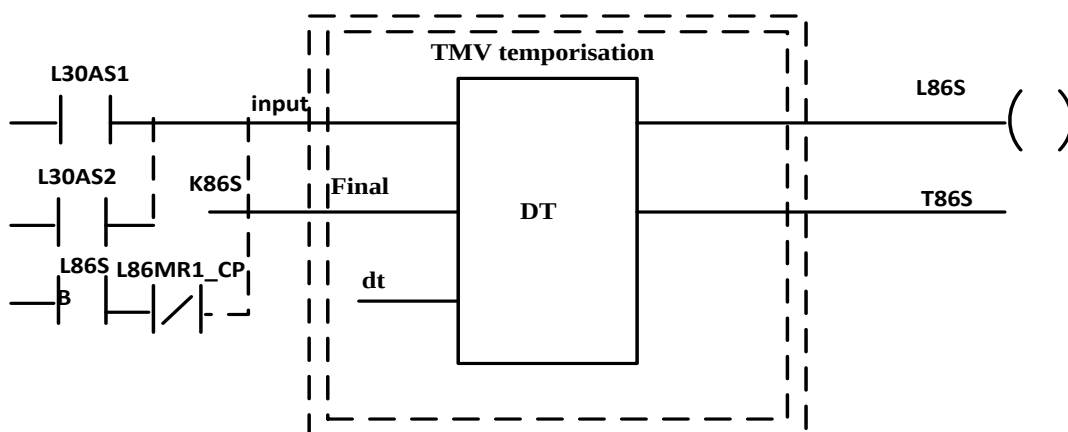


- ✓ **L25_BYPASSZ**: Permissive de l'inverse de la synchronisation BYPASS

Si le contact L25_BYPASS est vrai alors la permissive de l'inverse de la synchronisation BYPASS sera activée.

k. Verrouillage de la synchronisation automatique L86S

Cette séquence permet de valider l'ordre de verrouillage de la synchronisation automatique.



- ✓ **L86S**: verrouillage de la synchronisation automatique
- ✓ **T86S** : Temps de verrouillage de retard de la synchronisation automatique
- ✓ **L30AS1**: Verrouillage de la synchronisation - 25 contacts bloqués

- ✓ **L30AS2** : Verrouillage de la synchronisation
- ✓ **L86S** : Contact du verrouillage de la synchronisation automatique
- ✓ **L86MR1_CP** : Réinitialiser de la commande du bouton poussoir
- ✓ **K86S** : Délai automatique de verrouillage de la synchronisation à $<0,5\text{ s}$

Si le contact L30AS1 est vrai alors le verrouillage de la synchronisation automatique (L86S) et le temps de verrouillage de retard de la synchronisation automatique seront activés (T86S).

Ou si le contact L30AS2 est vrai alors le verrouillage de la synchronisation automatique (L86S) et le temps de verrouillage de retard de la synchronisation automatique seront activés (T86S). Ou encore Si les contacts L86S et L86MR1_CPB sont vrais alors le verrouillage de la synchronisation automatique (L86S) et le temps de verrouillage de retard de la synchronisation automatique seront activés (T86S).

▪ **Proposition de solution sur les permissifs de synchronisation**

Nous avons remarqué que ces permissifs fonctionnent normalement pour le couplage au réseau électrique avec le disjoncteur 52G et donc nous pouvons dire qu'elles pourront marcher avec le disjoncteur 52L.

CHAPITRE 3 : ETUDE ECONOMIQUE

I. Evaluation économique

L'étude économique de notre travail est basée sur l'évaluation du coût du matériels .

Tableau 18 : Evaluation économique des travaux de modification et de synchronisation

DESIGNATION	Model	Quantité	Prix unitaire HT(Euro)	Prix unitaire HT (Francs CFA)
Relais minimum tension	TVN3111	1	1227,29	803.875
Relais minimum et maximum fréquence	Micom P341	1	3810	2.495.550
Transformateur de tension	UEX 220	6	12000	47.160.000
Câbles 4 mm ²	U1000R2V	692 m	1,54	698.020
Bobine 100V	De Abb	1	65,26	42745
Commutateur(caractéristique)	Legrand	1	5,99	3925
TOTAL				51.204.115

Les travaux pour la modification des protections et la synchronisation à partir du disjoncteur ligne pour le couplage au réseau électrique 225 kV s'élèvent à : **51.204.115 Francs CFA**

II. L'évaluation de l'énergie non distribuée (END)

L'énergie non distribuée causée par les déclenchements fréquents de la machine ne sera pas évaluée sur le plan financier car le prix du kWh vendu par la centrale CIPREL à la CIE n'est pas à révéler.

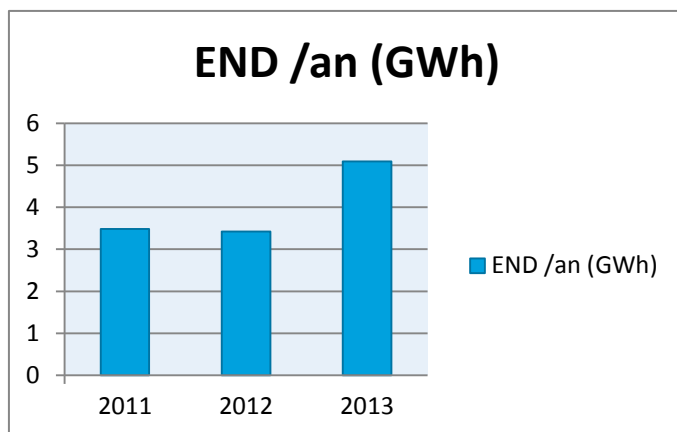
Pour cette étude de l'énergie non distribuée par la TAG 8, nous utiliserons les déclenchements sur les trois dernières années c'est-à-dire de 2011 à 2013. Ce tableau ci-dessous contient les causes des différents types de déclenchements et le temps d'indisponibilité de la machine sur le réseau.

Tableau 19 : L'évaluation de l'énergie non distribuée des trois dernière année

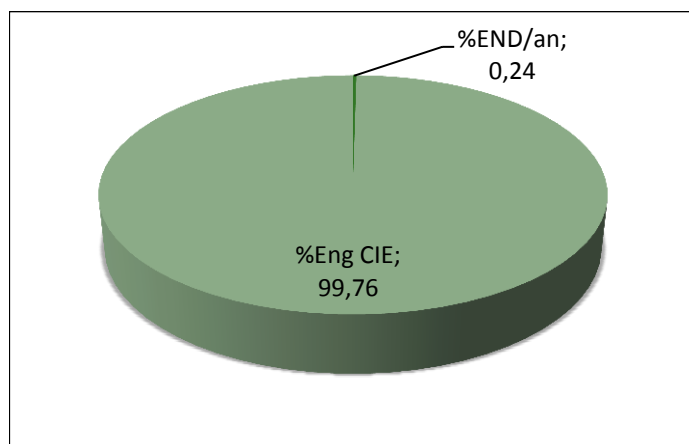
Année	Causes des déclenchements	Temps (h)	Puissance (MW)	END /an (GWh)	Energie à fournie à la CIE (GWh)
2011	Perturbation réseau	2,72	111	3,48	2154
	Manque de tension réseau	2,30	111		
	Maxi courant directionnel	1,25	111		
	Incident réseau	0,42	111		
	défaut sur le transformateur 2 MVA	10,65	111		
	défaut sur les cartes TCEA	8,68	111		
	défaut transformateur auxiliaire site	5,35	111		
2012	Température haute échappement	9,00	111	3,42	2154
	Perte flamme suite à la pression basse	6,32	111		

	huile de sécurité				
	Perte de flamme lors du transfert au liquide	2,93	111		
	Ecart température échappement excessif	2,07	111		
	Défaut sur le transformateur d'excitation 59TX	1,00	111		
	Pression basse du gaz	3,68	111		
	Incendie sur le transformateur de puissance au poste vridi	5,80	111		
2013	Défaut sur le réseau	14,37	111	5,09	2154
	Perturbation sur le réseau	2,13	111		
	A un pompage de la charge	9,70	111		
	Par température haute métal palier	1,63	111		
	Perturbation sur le réseau	15,95	111		
	Perturbation sur le réseau	1,50	111		
	perturbation sur le réseau	0,62	111		

Nous avons en moyenne sept déclenchements provoqués par les perturbations du réseau qui font **4 GWh** d'énergie non distribuée pour la TAG8 et aussi une croissance des déclenchements comme le décrit la courbe ci-dessous.



Graphe 2 : L'évolution de l'énergie non distribuée



Graphe 3 : La proportion de l'END de la TAG8 par rapport à l'énergie annuelle à fournir à la CIE.

L'énergie non distribuée pendant l'année 2013 correspond à 0,24% de l'énergie que doit fournir la centrale à la CIE selon les conventions avec l'état de ivoirien.

CONCLUSION

Les déclenchements causés par des défauts réseaux occasionnent en moyenne 46 heures d'arrêt de la TAG8 par an. Pour éviter ces déclenchements et remettre rapidement sur le réseau la machine afin de satisfaire les besoins des consommateurs de manière continue. Nous avons confronté les actions des protections de la TAG8 à celle de la TAG9, que nous avons analysés par la suite. Grâce à cette analyse, nous avons décelé quatre protections défaillantes qui sont le minimum de tension stator, le déséquilibre du courant stator, le minimum de fréquence et le maximum de fréquence, ensuite nous avons étudié la faisabilité de la synchronisation de la machine à partir du disjoncteur 52L pour le couplage au réseau électrique.

La mise en œuvre des modifications de protections établie plus haut dans le sujet et les recommandations permettront à la CIPREL d'éviter l'usure des pièces de la turbine et de réduire l'énergie non distribuée occasionnée par les déclenchements.

Enfin notre séjour à la CIPREL a été très instructif dans la mesure où il nous a permis de confronter nos connaissances théoriques sur les turbines à gaz à des situations pratiques. Il nous a aussi permis d'assister à l'inspection de la TAG 7. Nous espérons que nos propositions réduiront les déclenchements occasionnés par les défauts réseaux.

En tablant sur l'avenir, une étude technique doit être menée sur la possibilité de synchronisation à partir du disjoncteur 52L des TAG5, TAG6 et TAG7 pour leur mise sur le réseau électrique.

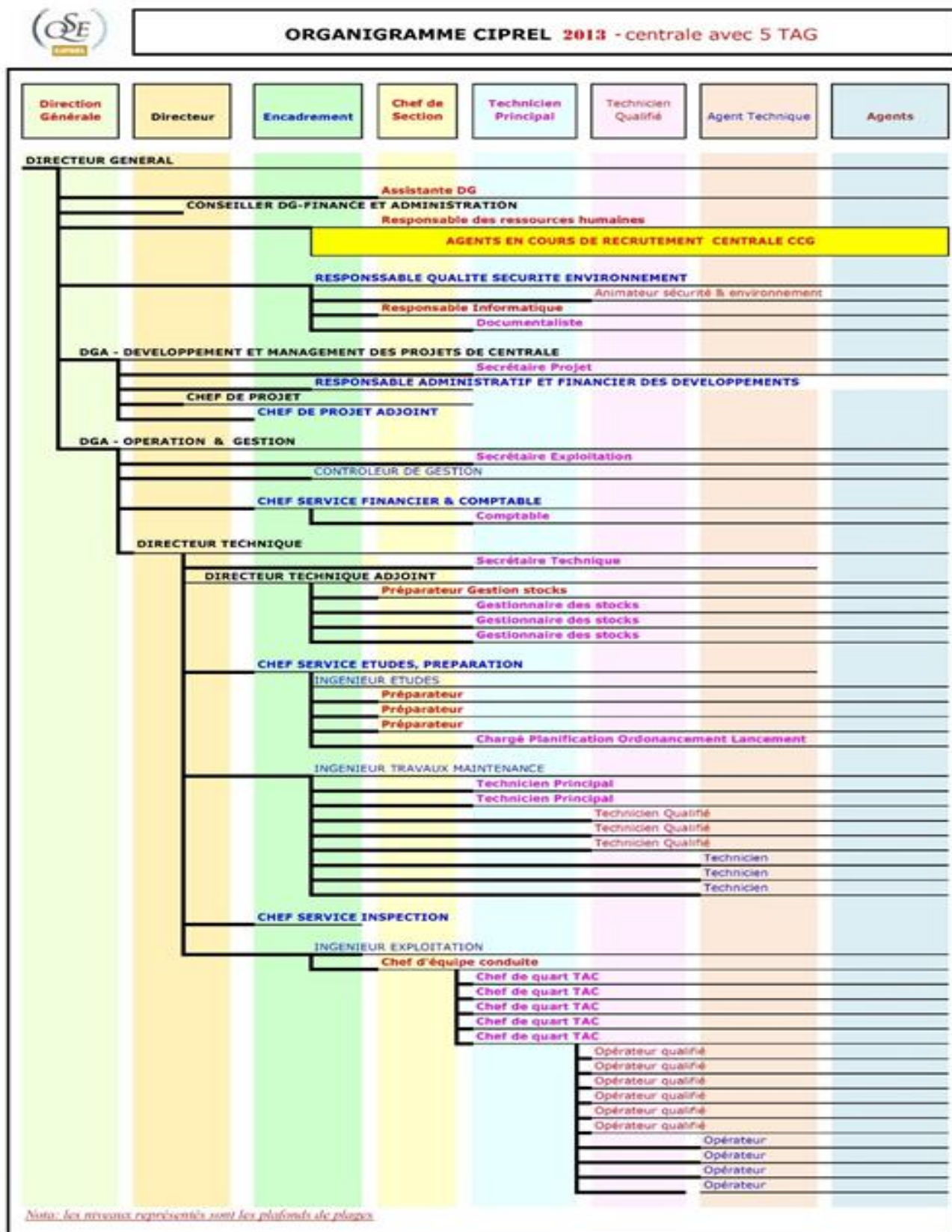
BIBLIOGRAPHIE

- [1] **GE Energy Technical Documentation - GE 9001-General electric-2009-TAG9**
- [2] **TAG-DOC -GE 6001B–General Electric-1995 – TAG5, TAG6 ET TAG7**
- [3] **TAG-DOC- GE 9001E - General Electric-1997-TAG8**
- [4] **COUPLAGE DES ALTERNATEURS par Claude Chevassu – Coupla1**
- [5] **Document ERDF-NOI-CPT_01E – Version 5 de l'Electricité Réseau Distribution France**
- [6] **Philosophie des protections – TAG8**
- [7] **Document d'ingénierie - note de calcul - Réglage relais de Protections –TAG8 et TAG9**
- [8] **Document de l'armoire protection alternateur – Schéma électrique – TAG8**
- [9] **GENERATOR and transformer control panel layout and schematics diagrams – TAG9**

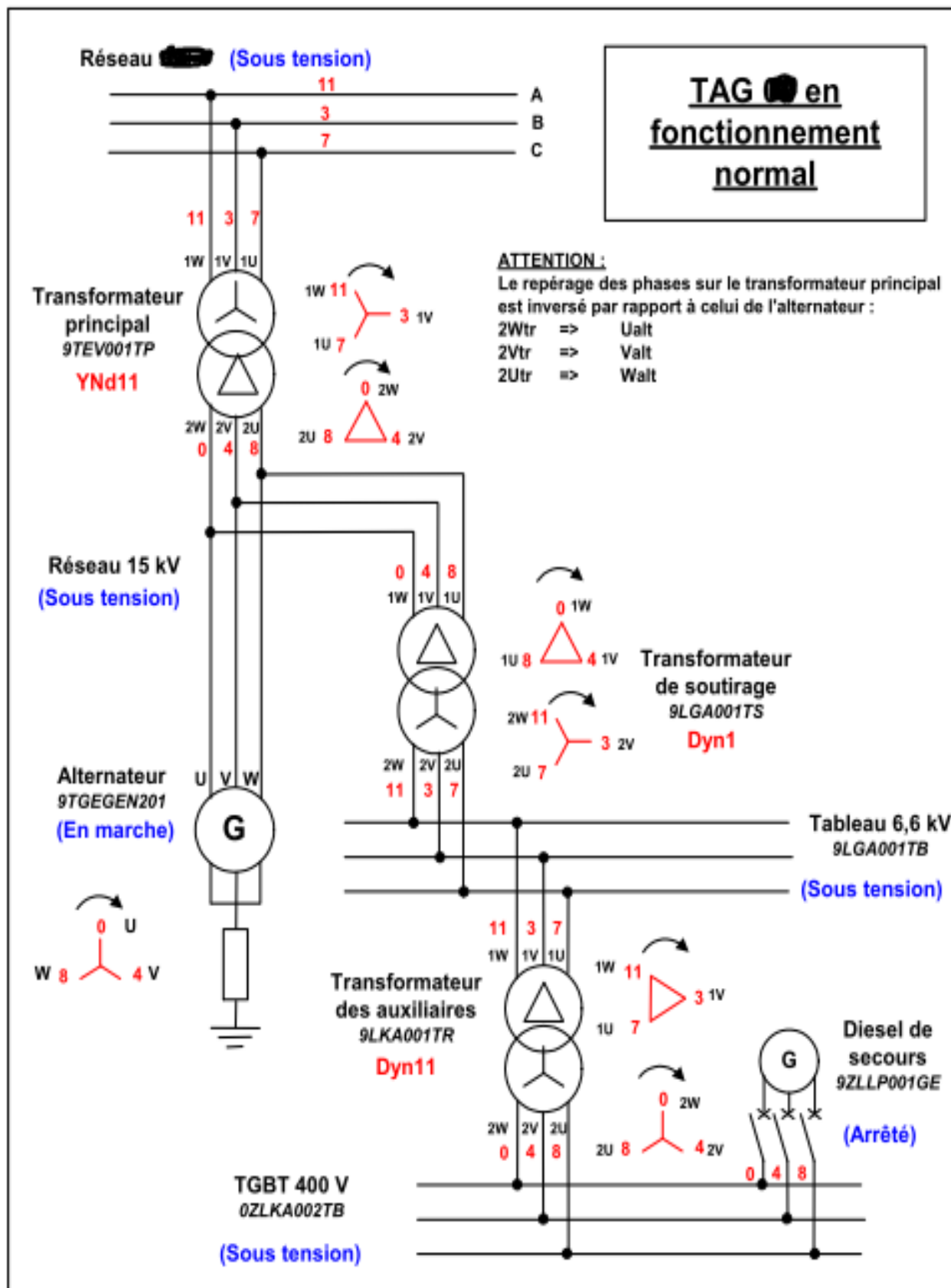


ANNEXES

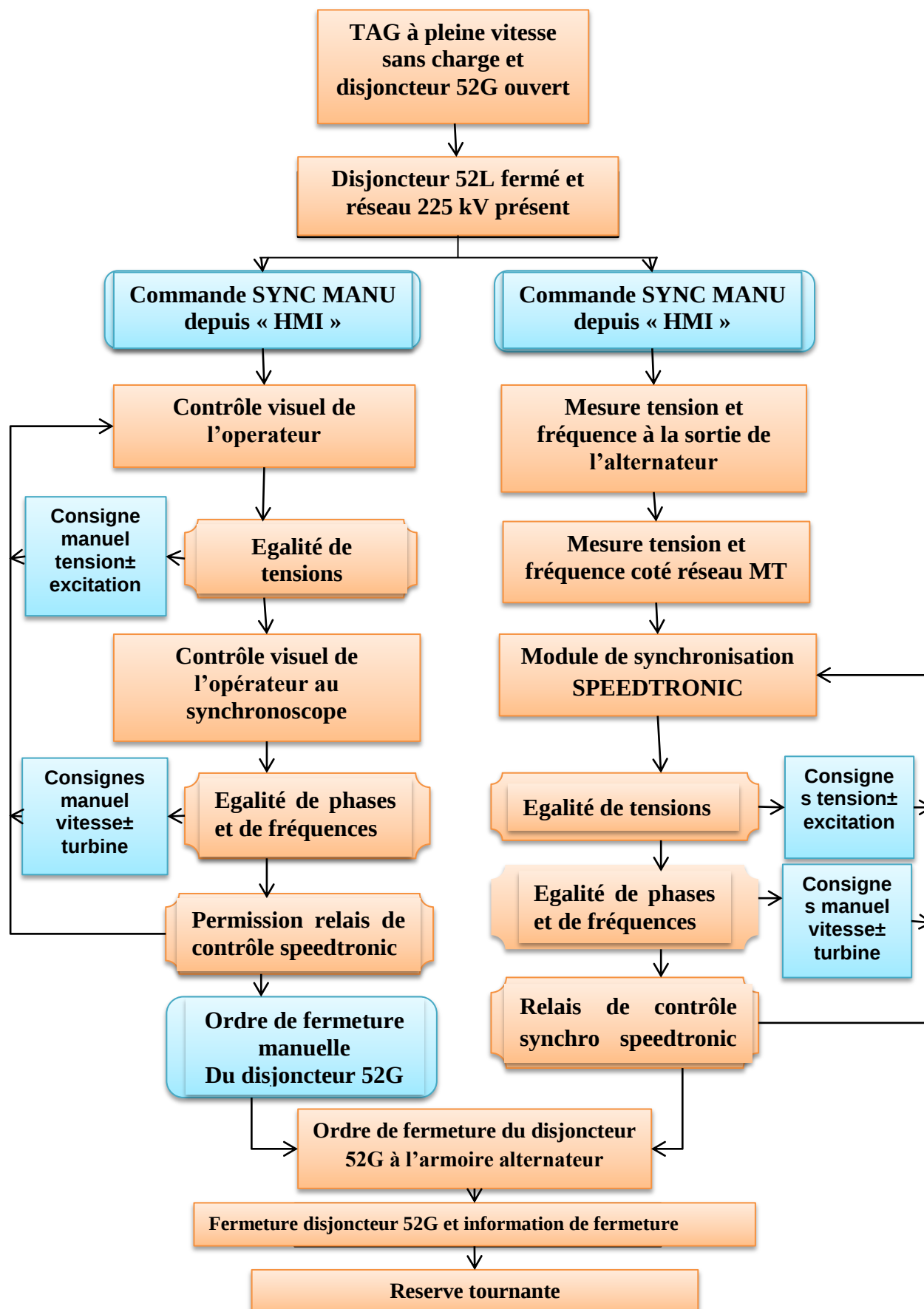
ANNEXE 01 : ORGANIGRAMME DE LA CIPREL



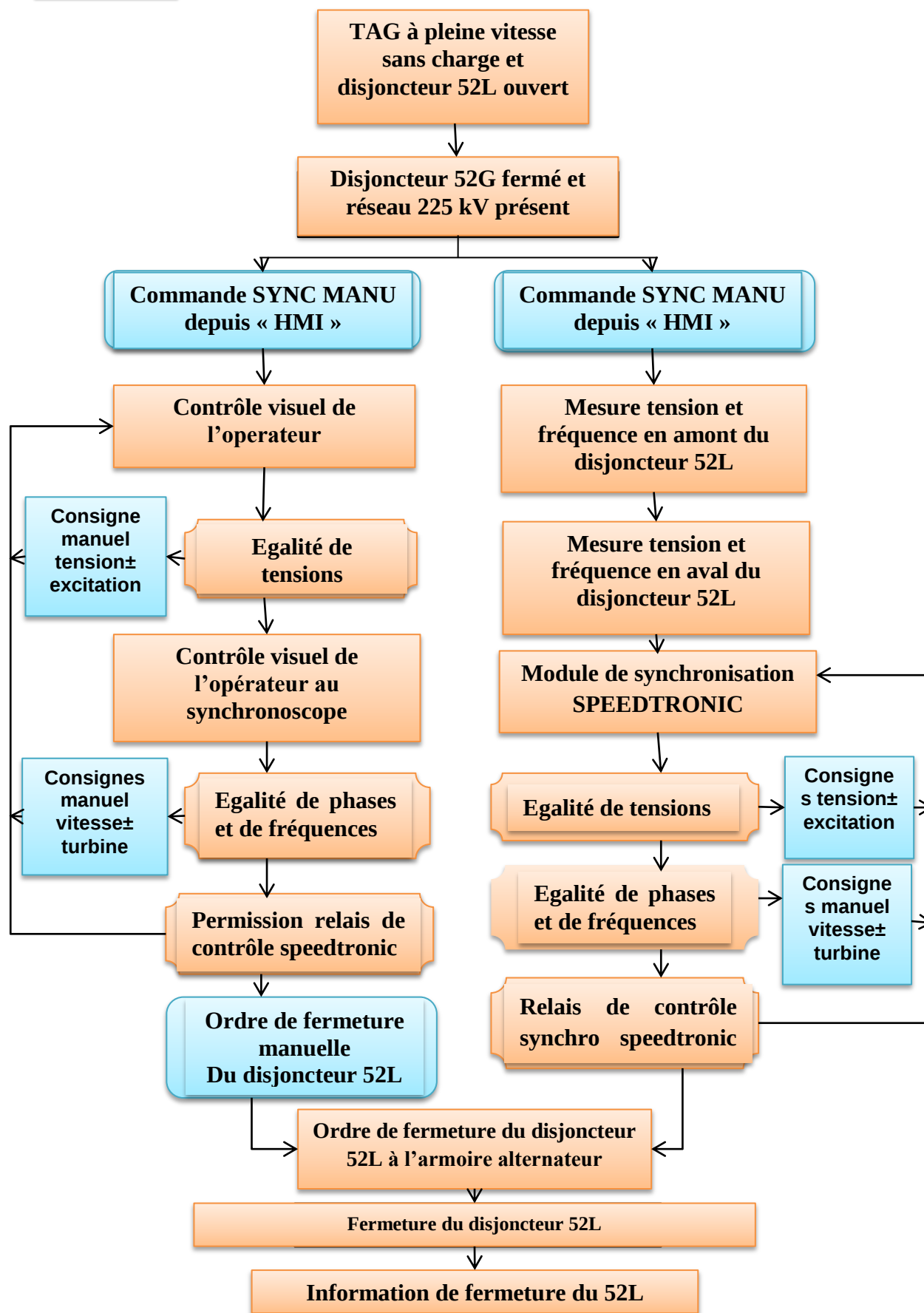
ANNEXE 02 : DIAGRAMME DES PHASES DE LA TAG



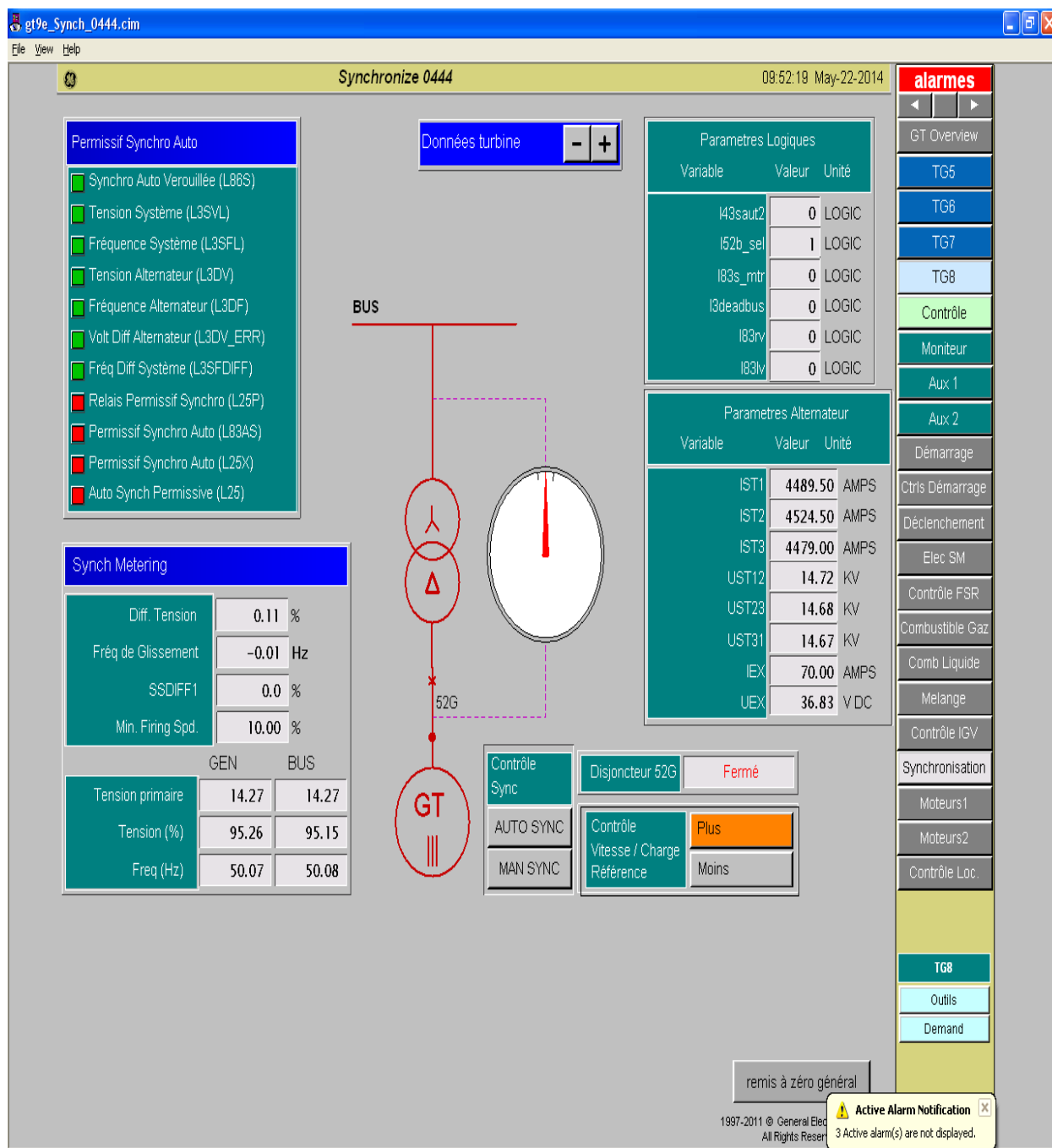
ANNEXE 03 : DIAGRAMME DE SYNCHRONISATION DU 52G



ANNEXE 04 : DIAGRAMME DE SYNCHRONISATION DU 52L



ANNEXE 05 : VUE DE LA SYNCHRONISATION EXISTANTE DE LA TAG8



ANNEXE 06 : VUE DE LA SYNCHRONISATION PROPOSEE DE LA TAG8

gt9e_Synch_0444_Rev13_french

CIPREL GT1 Synchronisation 0444 CRM1SVR 09:55:01 22-mai-2014

Données turbine - +

Permissif Synchro Auto

- ☒ Synchro Auto Verrouillée (L86S)
- ☒ Tension Système (L3SVL)
- ☒ Fréquence Système (L3SFL)
- ☒ Tension Alternateur (L3DV)
- ☒ Fréquence Alternateur (L3DF)
- ☒ Volt Diff Alternateur (L3DV_ERR)
- ☒ Fréq Diff Système (L3SFDIFF)
- ☒ Relais Permissif Synchro (L25P)
- ☒ Permissif Synchro Auto (L83AS)

Désélection Syn. 2ème Disjoncteur

Desélect

Disjoncteur 52G Fermé

Disjoncteur 52L Fermé

BUS

52L

52G

GT

Sélection Syn. 2ème Disjoncteur

Sélect

Mesures Synchro

Angle Phase	180,0 °
Diff. Tension	0,00 %
Fréq de Glissement	0,000 Hz

	ALT	BUS
Tension primaire	14,99	14,99
Tension (%) :	99,93	99,93
Freq (Hz)	50,20	50,20

Contrôle Synchro.

Déclencht 52G

Déclencht 52L

ARRET

AUTO

MANU

MONITEUR

Options Synchro

Tension (P. Réactive) Contrôle	Plus	Moins
Vitesse / Charge Contrôle	Plus	Moins

Acquitter Verrouiller Déverrouiller commentaire Configurer alarmes

Date	Time	Alarm ID	Unit	State	A	Message
mai 20	14:12:00:948	GL_P16...	G1	ALARM	Y	VOLET AERATION COMPARTIMENT TURBINE FERME
avr. 28	16:55:41:348	GL_P16...	G1	ALARM	Y	DEFAUT VENTILATION COMPARTIMENT TURBINE
janv. 19	05:36:48:147	GL_P16...	G1	ALARM	Y	FORCAGE SIGNAL PERMIS

RAZ générale

RAZ diagnostique

1997-2008 © General Electric Company. All Rights Reserved

Start

gt9e_Synch_0444_R...

09:55