



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
République Algérienne Démocratique et Populaire
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



جامعة الشهيد حمه لخضر بالوادي
Université Echahid Hamma Lakhdar d'El-oued
Faculté de la Technologie
Département : Génie Electrique

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER ACADEMIQUE

Filière : Génie Electrique
Spécialité : Commande Electrique

Thème

**Etude et contrôle du système
d'excitation d'un alternateur synchrone
de la centrale électrique d'Alrar**

Dirigé par :
D. TIR Zoheir

Réalisé par :
NECIB Abderrahim
SAYAH Kherfi

Promotion Juin 2019

Dédicaces

Je rends grâce à dieu de m'avoir donnée étant de courage, de volonté et de patience pour l'élaboration de ce modeste travail que je dédie, avec un sentiment plein d'amour de sincérité et de fidélité :

*A la mémoire de mon cher père (Nedjmi)
Que Dieu lui garde dans son vaste paradis.*

*A ma chère mère
Qui m'accompagné à aller de l'avant et qui m'a donné tout son amour pour reprendre mes études.*

*A mon soutien morale et source de joie et de bonheur, mon épouse
Naima
Pour l'encouragement et l'aide qu'il m'a toujours accordé.*

*A tous mes enfants, Mouatez, Okba, Omnia, Djaouad et Sfaiddine
Je leurs souhaite une vie pleine du bonheur et de réussite dans leurs études*

A mon cher binôme M. Necib et sa famille

A tous les membres de familles Kherfi et Galleb

*A tous mes amis et collègues
Au nom, de l'amitié qui nous réunit Et au nom de nos souvenirs inoubliables.*

A tous ceux qui me sont chers

Sayah KHERFI

Dédicaces

Je rends grâce à dieu de m'avoir donnée étant de courage, de volonté et de patience pour l'élaboration de ce modeste travail que je dédie, avec un sentiment plein d'amour de sincérité et de fidélité :

A la mémoire de mes chers parents

Aucun mot, aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, ma considération et l'amour éternel pour leurs sacrifices déployés pour mon instruction et mon bien être dans les meilleures conditions.

Ce travail est le fruit de leur dévouement et l'expression de ma gratitude et mon profond amour.

A qui je dois ce que je suis et envers qui je demeure reconnait toute ma vie, à la mémoire de mes chers parents qui nous ont quitté.

A mes chers frères et sœurs

Pour leurs soutiens infinis et leurs aides incessantes qui ont été toujours prêts à me renforcer et me donner l'espoir, à qui je souhaite un meilleur avenir.

A ma famille, à mes chères filles Islam, Besmala et Tasnime et à mon cher fils Mohamed El-Amine

Qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail. Ils m'ont chaleureusement supporté, encouragé et soutenu tout le long de mon parcours et que j'aime énormément et à qui je souhaite plus de succès.

J'espère que ma réussite leur donne de bon courage dans leurs études.

A tous les membres de familles Necib et Adaiqa

A tous mes chers amis et mes collègues

A tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment, à qui me sont chers et que j'ai omis de citer, à qui je dois ma reconnaissance, je vous remercie vivement pour votre présence, votre soutien et vos encouragements qui me donnent le courage de continuer.

Abderrahim NECIB

Remerciements

Tout d'abord, nous remercions le Dieu, notre créateur de nos avoir donné la force, la volonté et le courage afin d'accomplir ce travail modeste.

Nous profitons cette occasion pour adresser nos sincères remerciements à M. le doyen de la faculté de la technologie, M. le chef du département Génie électrique, Messieurs les professeurs de la faculté de la technologie, pour leur gestion sage et les bonnes conditions d'études qu'ils nous ont procurés.

Nous tenons également à remercier vivement M. Tir Zoheir, notre encadreur qui nous a fait bénéficier de ses conseils, soulignant ainsi l'intérêt qu'il porte à nos travaux. Nous le remercions pour nous avoir accueilli dans son projet et encadré ce travail avec beaucoup de compétences. Merci pour votre indéfectible disponibilité, votre rigueur scientifique et la confiance que vous nous avez accordée au cours de l'élaboration de ce mémoire.

Veillez trouver dans ces pages une infime partie de nos infinies reconnaissances.

Nos remerciements vont aussi à tous les membres de jury pour l'honneur qu'ils nous ont fait d'avoir accepté d'évaluer ce travail. Nous les remercions pour le soutien et l'attention qu'ils nous ont prêtés pendant toute la durée de formation.

Nous remercions tous les enseignants qui ont contribué à notre formation et qui ont contribué à la réussite de cette formidable année universitaire.

Nous ne pouvons pas oublier les gens de la faculté de la technologie de l'université d'El-Oued. Nous les remercions sincèrement pour tous.

Nous adressons nos plus sincères remerciements à tous nos proches et amis qui nous ont toujours soutenu et encouragés au cours de la réalisation de ce projet.

Enfin, nous remercions tous ceux qui sont de loin ou de près, qui n'ont cessé de nous assister, de nous apporter leurs aides matérielles et morales nécessaire à notre formation et ont contribué à l'élaboration de ce travail et dont les noms ne figurent malheureusement pas sur ces pages. Qu'ils trouvent à travers ces lignes, les sentiments de notre profonde reconnaissance, le témoignage de notre estime et de notre gratitude.

Table de Matières

Table de Matières	i
Liste de Tableaux	ii
Liste de Figures	iii
Liste des Abréviations et Symboles	iv
Introduction Générale	01
Chapitre I : Présentation de la direction régionale Stah et la centrale électrique d’Alrar	03
I.1. Introduction.....	03
I.2. Présentation de la Direction Régionale STAH	03
I.2.1. Introduction.....	03
I.2.2. Situation géographique et conditions climatiques	04
I.2.3. Champ gazier d’Alrar	05
I.2.4. Champ pétrolier de Stah	06
I.2.5. Champ pétrolier de Mereksen	06
I.2.6. Organisation administrative de la direction régionale Stah	06
I.3. Présentation de la centrale électrique	07
I.3.1. Introduction	07
I.3.2. Organisation	09
I.3.3. Ancienne unité de production de l’électricité	09
I.3.3.1. Poste de distribution électrique HT-66KV	10
I.3.3.2. Poste de traitement de fuel gaz	10
I.3.3.3. Turboalternateurs	10
I.3.3.4. Sous station électrique	10
I.3.4. Nouvelle unité de production de l’électricité	11
I.3.4.1. Poste de distribution électrique HT-66KV	12
I.3.4.2. Poste de traitement de fuel gaz	12
I.3.4.3. Groupes turboalternateurs	12
I.3.4.4. Sous station électrique	13
I.4. Conclusion	14
Chapitre II : Etat de l’art sur les système d’excitation des générateurs synchrones	15
II.1. Introduction	15
II.2. Exigences d’un système d’excitation	15
II.3. Eléments d’un système d’excitation	16
II.4. Différents types de système d’excitation	17

II.4.1. Système d'excitation statique	17
II.4.2. Système d'excitation à courant continu (DC)	17
II.4.3. Systèmes d'excitation à courant alternatif (AC)	18
II.5. Commande et circuits de protection des systèmes d'excitation	19
II.5.1. Régulateurs AC et DC	20
II.5.2. Circuits de stabilisation d'un système d'excitation	20
II.5.3. Stabilisateur de puissance (PSS)	21
II.5.4. Compensateur de charge	21
II.6. Performance du système d'excitation	22
II.6.1. La tension	22
II.6.1.1. La qualité de la tension	22
II.6.1.2. Dégradation de la qualité de la tension	22
II.6.2. La puissance réactive	26
II.7. Conclusion	26
Chapitre III : Description technique de la centrale électrique d'Alrar	27
III.1. Introduction	27
III.2. Le groupe turboalternateur	27
III.2.1. La turbine à gaz	28
III.2.1.1. Description technique	28
III.2.1.2. Systèmes de gestion de la turbine à gaz	28
III.2.2. L'alternateur	29
III.2.2.1. Stator	29
III.2.2.2. Rotor	30
III.2.2.3. Instruments	31
III.2.2.4. Panneau de commande et contrôle (GEP).....	32
III.2.2.5. Système d'excitation	33
III.2.3. Système de contrôle et commande du groupe turboalternateur (MARK Vie)...	43
III.2.3.1. Trois contrôleurs identiques RST	44
III.2.3.2. Modules d'entrées et sorties (d'E/S).....	44
III.2.3.3. Interface Homme Machine HMI	44
III.2.3.4. Réseau de communication	44
III.3. Description du réseau électrique de la centrale d'Alrar	44
III.3.1. Contrôle de la fréquence et partage de la puissance active	46
III.3.1.1. Contrôle primaire de la fréquence	46
III.3.1.2. Contrôle secondaire de la fréquence (CSF).....	46
III.3.1.3. Partage de la puissance Active	46
III.3.2. Contrôle de la tension et partage de la puissance réactive	47
III.3.2.1. Contrôle primaire de la tension	47
III.3.2.2. Contrôle secondaire de la tension (CST).....	47
III.3.2.3. Partage de la puissance réactive	47
III.4. Conclusion	47
Chapitre IV : Modélisation et simulation de l'alternateur d'Alrar	48
IV.1. Introduction	48

IV.2. Modélisation du système	48
IV.2.1. Modèle du système à étudier	48
IV.2.2. Modélisation de la génératrice synchrone	49
IV.2.2.1. Modèle de la génératrice synchrone dans le repère abc	49
IV.2.2.2. Modèle de la génératrice synchrone dans le repère de Park	50
IV.2.2.3. Equivalence vis à vis du modèle conventionnel	53
IV.2.3. Modélisation du système d'excitation	56
IV.2.3.1. Le modèle AC1A	56
IV.2.3.2. Le modèle AC7B	57
IV.2.4. Modélisation du transformateur	57
IV.2.5. Modélisation des lignes de transport	58
IV.2.6. Modélisation des charges	58
IV.2.7. Modèle complet du système	58
IV.3. Résultats de simulation	58
IV.3.1. Simulation comparatives de AC1A et AC7B avec différentes charges	59
IV.3.2. Simulation avec défaut de court-circuit.....	66
IV.3.2.1. Simulations avec le modèle AC7B	66
IV.3.2.2. Optimisation de la régulation du contrôleur AC7B	69
IV.4. Conclusion	76
Conclusion Générale et Perspectives.....	77
Références bibliographiques	79
Annexes	
Annexe 1. Schémas électriques du système d'excitation.....	I
Annexe 2. Caractéristiques techniques de l'alternateur.....	II
Annexe 3. Modèles AC1A et AC7B.....	III
Annexe 4. Les programmes de simulation sous Matlab/Simulink.....	IV
Annexe 5. Données utilisées dans la simulation.....	V
Annexe 6. La fonction de transfert simplifiée de la génératrice synchrone.....	VI
Annexe 7. La fonction SE et la fonction FEX.....	VII
Annexe 8. Les courbes réelles de fonctionnement de l'alternateur d'Alrar.....	VIII

Liste des Tableaux

Tableau III.1. Les caractéristiques techniques de l'Alternateur

Tableau III.2. Les caractéristiques techniques de l'excitateur

Tableau III.3. Les caractéristiques techniques du générateur à aimants permanents

Tableau IV.1. Les valeurs des différentes charges utilisées

Tableau IV.2. Nouvelles valeurs pour les limites de régulation du modèle AC7B

Tableau IV.3. Les nouvelles valeurs du modèle AC7B

Liste des Figures

Figure I.1. La Direction Régionale STAH	03
Figure I.2. Situation géographique de la Direction Régionale STAH	04
Figure I.3. Organigramme de la Direction Régionale STAH	04
Figure I.4. Implantation de la Centrale Electrique d'Alrar	08
Figure I.5. Réseau de distribution de l'énergie électrique de la Direction Régionale STAH	08
Figure I.6. Organigramme du service électricité	09
Figure I.7. L'ancienne centrale électrique d'Alrar	10
Figure I.8. La nouvelle centrale électrique d'Alrar	12
Figure II.1. Schéma fonctionnel du système d'excitation d'un générateur synchrone	16
Figure II.2. Système d'excitation statique	17
Figure II.3. Système d'excitation de type DC	18
Figure II.4. Système d'excitation de type AC statique	18
Figure II.5. Système d'excitation de type AC rotatif	19
Figure II.6. Système d'excitation muni de circuits de protection	20
Figure II.7. Schéma de stabilisation et régulation de l'excitation	21
Figure II.8. Schéma du compensateur de charge	22
Figure II.9. Exemple de fluctuation de la fréquence	23
Figure II.10. Exemple de variations rapide de la tension	23
Figure II.11. Creux de tension	24
Figure II.12. Exemple de cas de surtensions transitoires	25
Figure II.13. Déséquilibre de tension	26
Figure III.1. Schéma du turboalternateur de la nouvelle centrale électrique	27
Figure III.2. Schéma de la turbine à gaz d'entraînement de l'alternateur	28
Figure III.3. Schéma d'une turbine à une ligne d'arbre	28
Figure III.4. Schéma fonctionnel du groupe Alternateur	33
Figure III.5. Schéma fonctionnel du système d'excitation	33
Figure III.6. Schéma du module d'excitation A12T	34
Figure III.7. La boucle de régulation de tension aux bornes du générateur	36
Figure III.8. Détail de la connexion du signal limiteur à l'AVR	37
Figure III.9. Description de zone limiteur UEL	39
Figure III.10. La zone de fonctionnement sécurisée pour le contrôleur Var/PF	40
Figure III.11. Structure du régulateur de courant d'excitation	41
Figure III.12. Prévention de sous-excitation pendant la régulation de courant d'excitation	41
Figure III.13. Description de la zone de fonction de surveillance de contrôleurs	42
Figure III.14. Schéma du réseau de communication	44
Figure III.15. Schéma unifilaire du réseau électrique d'Alrar	45

Figure III.16. Effet du contrôle secondaire de la fréquence CSF	46
Figure IV.1. Schéma du réseau électrique	48
Figure IV.2. Représentation schématique de la génératrice synchrone (repère abc)	49
Figure IV.3. Vue schématique des différents flux dans la machine sur les axes d et q	54
Figure IV.4. Schéma électrique de la génératrice synchrone	55
Figure IV.5. Schéma électrique du transformateur	57
Figure IV.6. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC1A	59
Figure IV.7. Courant de l'alternateur avec le modèle AC1A	60
Figure IV.8. Tension de l'alternateur après la connexion de la 1 ^{ère} charge avec AC1A	60
Figure IV.9. Tension de l'alternateur après la connexion de la 2 ^{ème} charge avec AC1A	60
Figure IV.10. Tension de l'alternateur après la connexion de la 3 ^{ème} charge avec AC1A	60
Figure IV.11. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC1A	61
Figure IV.12. Courant de l'alternateur avec le modèle AC1A	61
Figure IV.13. Tension de l'alternateur après la connexion de la charge avec AC1A	61
Figure IV.14. Tension de l'alternateur après la déconnexion de la charge avec AC1A	61
Figure IV.15. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC7B	62
Figure IV.16. Courant de l'alternateur avec le modèle AC7B	62
Figure IV.17. Tension de l'alternateur après la connexion de la 1 ^{ère} charge avec AC7B	62
Figure IV.18. Tension de l'alternateur après la connexion de la 2 ^{ème} charge avec AC7B	63
Figure IV.19. Tension de l'alternateur après la connexion de la 3 ^{ème} charge avec AC7B	63
Figure IV.20. Tension d'excitation AC7B	63
Figure IV.21. Courant d'excitation AC7B	63
Figure IV.22. Puissance active AC7B	63
Figure IV.23. Puissance réactive AC7B	63
Figure IV.24. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC7B	64
Figure IV.25. Courant de l'alternateur avec le modèle AC7B	64
Figure IV.26. Tension de l'alternateur après la connexion de la charge avec AC7B	65
Figure IV.27. Tension de l'alternateur après la déconnexion de la charge avec AC7B	65
Figure IV.28. Tension d'excitation AC7B	65
Figure IV.29. Courant d'excitation AC7B	65
Figure IV.30. Puissance active AC7B	65
Figure IV.31. Puissance réactive AC7B	65
Figure IV.32. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 20%	67
Figure IV.33. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 20%	67
Figure IV.34. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 50%	67
Figure IV.35. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec une chute de tension de 50%	67
Figure IV.36. Réponse à un court-circuit de 0.2 seconde avec chute de tension de 80%	68
Figure IV.37. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 80%	68
Figure IV.38. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 80%	68
Figure IV.39. Réponse à un court-circuit de 0.2 seconde avec chute de tension de 100%	68

Figure IV.40. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 100%	69
Figure IV.41. Réponse à un court-circuit de 1seconde avec chute de tension de 100%	69
Figure IV.42. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 80%	70
Figure IV.43. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 100%	70
Figure IV.44. Tension d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 80%	70
Figure IV.45. Courant d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 80%	70
Figure IV.46. Tension d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 100%	71
Figure IV.47. Courant d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 100%	71
Figure IV.48. L'outil PID Tuner	72
Figure IV.49. L'outil PID Tuner avec les nouvelles valeurs	73
Figure IV.50. Réponse à un court-circuit front de 1 seconde	73
Figure IV.51. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec une chute de tension de 80%	74
Figure IV.52. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 50%	74
Figure IV.53. Réponse à un court-circuit de 1seconde avec chute de tension de 20%	74
Figure IV.54. Tension d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 50%	75
Figure IV.55. Courant d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 50%	75
Figure IV.56. Tension d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 20%	75
Figure IV.57. Courant d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 20%	75

Liste des abréviations et symboles

A	Ampère
AC (CA)	Courant alternatif
AC1A	Système d'excitation à Courant Alternatif, Modèle N°1 Révision A
AC7B	Système d'excitation à Courant Alternatif, Modèle N°7 Révision B
API	Automate Programmable Industriel
AVR	Régulateur Automatique de Tension (Automatic Voltage Régulation)
BT	Basse tension
CEI	Commission Electrotechnique Internationale
CPF	Complexe de production (Complexe Production Facility)
DC (CC)	Courant continu
E_{fd}	Tension d'excitation
ECA	Extension Centrale d'Alrar
E/S	Entrées/Sorties
ESD	Arrêt d'Urgence (Emergency Shut Down)
F&G	Feu et Gaz
FEX	La fonction de régulation du redresseur, fonction de I_N
GE	Général Electric
GEP	Panneau d'excitation de générateur (Generator Exciter Panel)
GPL	Gaz Pétrole Liquéfié
GR1	Gazoduc de Ain-Amenas vers Hassi R'mel N° 1
GR2	Gazoduc de Ain-Amenas vers Hassi R'mel N° 2
GS	Générateur Synchrone
HMI	Interface Home Machine (Home Machine Interface)
HT	Haute tension
HTA	Haute tension A
HTB	Haute tension B
Hz	Hertz
i_a	Courant phase a du générateur
i_b	Courant phase b du générateur
i_c	Courant phase c du générateur
i_d	Courant du générateur dans l'axe d
i_D	Courant de l'amortisseur D
i_f	Courant d'excitation
I_F	Courant d'excitation
I_N	Courant de charge d'excitateur normalisé
i_q	Courant du générateur dans l'axe q
i_Q	Courant de l'amortisseur Q
I_T	Courant terminal du générateur synchrone

IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
I/O	Entrées/Sorties (Input/Output)
K_A	Gain de régulateur de tension
K_B	Deuxième niveau de gain du régulateur
K_C	Facteur de charge du redresseur proportionnel à la réactance de commutation
K_D	Facteur démagnétisant, fonction des réactances alternateur exciteur
K_{DR}	Gain dérivé du régulateur de tension
K_E	Constante Exciter liée au champ auto-excité
K_F	Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation
K_{F1}, K_{F2}, K_{F3}	Gains de stabilisation du système de contrôle d'excitation
K_G	Gain de la fonction de transfert simplifiée du générateur synchrone
K_I	Coefficient de gain du circuit potentiel
K_{IA}	Gain intégral du régulateur de tension
K_{IR}	Gain intégral du régulateur de tension
K_L	Gain de bande basse
K_P	Coefficient de gain du circuit potentiel
K_{PA}	Gain proportionnel du régulateur de tension
K_{PR}	Gain proportionnel du régulateur de tension
KV	Kilovolt
KVA	Kilo volt ampère
KVAR	Kilo volt ampère réactif
L	Inductance de l'enroulement du transformateur
L_a	Inductance propre de l'enroulement statorique phase a
L_{ad}	Inductance magnétisante de l'axe d
L_{aq}	Inductance magnétisante de l'axe q
L_b	Inductance propre de l'enroulement statorique phase b
L_c	Inductance propre de l'enroulement statorique phase c
L_D	Inductance propre de l'enroulement amortisseur D
L_f	Inductance propre de l'enroulement rotorique
L_Q	Inductance propre de l'enroulement amortisseur Q
L_{σD}	Inductance de fuite des amortisseurs de l'axe d
L_{σf}	Inductance de fuite de la roue polaire
L_{σfD}	Inductance de fuite de la roue polaire de l'axe d
L_{σQ}	Inductance de fuite des amortisseurs de l'axe q
L_{σsd}	Inductance de fuite des enroulements statoriques de l'axe d
L_{σsq}	Inductance de fuite des enroulements statoriques de l'axe q
L_m	Inductance magnétisante du transformateur
m³/j	Mètre cube par jour
M_{ab}	Inductance mutuelle entre les enroulements des phases a et b d'induit
M_{ac}	Inductance mutuelle entre les enroulements des phases a et b d'induit

M_{aD}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase a d'induit et amortisseur D
M_{af}	Inductance mutuelle entre les enroulement phase a d'induit et l'inducteur
M_{aQ}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase a d'induit et amortisseur Q
M_{bc}	Inductance mutuelle entre les enroulements des phases b et c d'induit
M_{bD}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase b d'induit et amortisseur D
M_{bf}	Inductance mutuelle entre les enroulement phase b d'induit et l'inducteur
M_{bQ}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase b d'induit et amortisseur Q
M_{cD}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase c d'induit et amortisseur D
M_{cf}	Inductance mutuelle entre les enroulement phase c d'induit et l'inducteur
M_{cQ}	Inductance mutuelle entre les enroulements phase b d'induit et amortisseur Q
M_{fD}	Inductance mutuelle entre les enroulements d'inducteur et amortisseur D
MT	Moyenne tension
MVA	Méga volt ampère
MW	Méga watt
P	Puissance active du générateur
$P(\theta)$	La matrice de transformation de Park
$P^{-1}(\theta)$	La matrice de transformation de Park inverse
PCS	Système de Contrôle Process (Process Control System)
pf	Facteur de puissance
PID	Régulateur Proportionnel Intégral Dérivé (Proportionnel Intégrateur Dérivé)
PMG	Générateur à Aimants Permanents (Permanent Magnetic Generator)
PMS	Système de gestion d'énergie (Power Management System)
PSS	Stabilisateur de Puissance (Power Stabilizer System)
p.u	Unité réduite sans dimension (Per Unit)
Q	Puissance réactive du générateur
R	Résistance de l'enroulement du transformateur
R_f	Résistance de l'enroulement rotorique
R_D	Résistance de l'enroulement amortisseur D
R_Q	Résistance de l'enroulement amortisseur Q
R_s	Résistance d'une phase du stator
RC	Résistance avec Capacité en série (circuit électrique)
RL	Résistance avec Inductance en série (circuit électrique)
Rm	Résistance magnétisante du transformateur
RTD	Détecteur de Température à Résistance (Resistance Temperature Detector)
SCADA	Système de Contrôle et d'Acquisition de Données (Supervisory Control And Data Acquisition)
SE	Fonction de saturation d'excitateur
SF6	Hexafluorure de Soufre (Gaz SF ₆ , composé chimique de soufre et de fluor)
Sm³/j	Standard mètre cube par jour
SH	Sonatrach

SH-DP	Sonatrach - Division Production
T/j	Ton par jour
T_A	Constante de temps du régulateur de tension
T_B	Constante de temps du régulateur de tension
T_C	Constante de temps du régulateur de tension
T_{DR}	Constante de temps de retard
T_E	Constante de temps de l'excitatrice, taux d'intégration associé à la commande de l'excitatrice
T_F	Constante de temps du stabilisateur du système de contrôle d'excitation
T_G	Constante de temps de la fonction de transfert simplifiée du générateur synchrone
T_R	Constante de temps du filtre d'entrée du régulateur
T'_d	Constante de temps de court-circuit transitoire de l'axe d
T''_d	Constante de temps de court-circuit sous-transitoire de l'axe d
T'_{d0}	Constante de temps en circuit ouvert transitoire de l'axe d
T''_{d0}	Constante de temps en circuit ouvert sous-transitoire de l'axe d
T''_q	Constante de temps de court-circuit sous-transitoire de l'axe q
T''_{q0}	Constante de temps en circuit ouvert sous-transitoire de l'axe q
TC	Transformateur de courant
THT	Très Haute Tension
TMR	Triple Modulaire Redondant (Triple Modular Redundant)
TR	Transformateur
Tr/min	Tour par minute
TT	Transformateur de tension
U/f	Tension/Fréquence
UCSA	Unité de Contrôle Système Automatique
UPS	Alimentation sans interruption (Uninterruptible Power Supply)
V	Volt
v_a	Tension phase a du générateur
v_b	Tension phase b du générateur
v_c	Tension phase c du générateur
v_d	Tension du générateur dans l'axe d
v_f	Tension d'excitation
v_{fd}	Tension d'excitation dans l'axe d
v_q	Tension du générateur dans l'axe q
V_{AMAX}, V_{AMIN}	Sorties de régulateur de tension maximum et minimum
V_C	Tension de compensation de charge
V_E	Tension de l'excitateur arrière de la réactance de commutation
V_{E1}, V_{E2}	Les tensions de sortie de l'alternateur de l'excitateur sont de retour de la réactance de commutation à laquelle la saturation est défini

V_{EMIN}	Sortie de tension minimale de l'excitatrice
V_F	Tension d'excitation
V_{FE}	Tension d'excitation de l'excitatrice
V_{FEMAX}	Référence limite tension d'excitation de l'excitatrice
V_R	Sortie du régulateur de tension
V_{REF}	Tension de référence du régulateur de tension
V_{RMAX}, V_{RMIN}	Sorties de régulateur de tension maximum et minimum
V_S	Tension combiné PSS et éventuellement sortie de commande discontinue après toute limite ou commutation, comme sommé avec la tension aux bornes et les signaux de référence (en équivalent p.u de la tension aux bornes)
V_{ST}	Tension stabilisateur
V_T	Tension terminale du générateur synchrone
V_{UEL}	Tension sortie limiteur de sous-excitation
V_{OEL}	Tension sortie limiteur de surexcitation
X_d	Réactance synchrone de l'axe d
X_l	Réactance associée à une source potentielle
X_q	Réactance synchrone de l'axe q
X'_d	Réactance transitoire de l'axe d
X''_d	Réactance sous-transitoire de l'axe d
X''_q	Réactance sous-transitoire de l'axe q
Ψ_a	Flux d'induit dans la phase a du stator
Ψ_{ad}	Flux principal dans l'axe d
Ψ_{aq}	Flux principal dans l'axe q
Ψ_b	Flux d'induit dans la phase b du stator
Ψ_c	Flux d'induit dans la phase c du stator
Ψ_d	Flux d'induit dans l'axe d
Ψ_D	Flux d'induit dans l'enroulement amortisseur D
Ψ_f	Flux dans l'enroulement de l'inducteur
Ψ_q	Flux induit dans l'axe q
Ψ_Q	Flux d'induit dans l'enroulement amortisseur Q
$\Psi_{\sigma D}$	Flux de fuite de l'amortisseur de l'axe d
$\Psi_{\sigma Dd}$	Flux mutuel entre le bobinage statorique et celui de l'amortisseur de l'axe d
$\Psi_{\sigma f}$	Flux de fuite du champ principal
$\Psi_{\sigma fD}$	Flux mutuel entre bobinage d'excitation rotorique et celui de l'amortisseur de l'axe d
$\Psi_{\sigma Q}$	Flux de fuite des amortisseurs de l'axe q
$\Psi_{\sigma sd}$	Flux de fuite du stator suivant l'axe d
$\Psi_{\sigma sq}$	Flux de fuite du stator suivant l'axe q
ω	Pulsation électrique
θ	Angle électrique

Introduction Générale

Les générateurs synchrones (alternateurs) sont les machines les plus utilisées pour la génération de l'énergie électrique aussi bien pour des réseaux de grandes puissances interconnectés que les réseaux autonomes [1].

Ces générateurs ont un système d'excitation, ou excitateur, qui produit le courant d'excitation nécessaire à leur fonctionnement. Il constitue donc un élément important, qui permet de réguler la tension aux bornes du générateur et la puissance réactive. Pour assurer le bon fonctionnement des générateurs, il est essentiel de comprendre le fonctionnement du système d'excitation et son influence sur l'alternateur lui-même.

Le système d'excitation est une partie importante du générateur synchrone. Etre responsable du courant d'excitation du générateur. De plus, il a des fonctions de protection et de contrôle essentielles à la performance du système. Contrôle de la tension et du flux de puissance réactive, et ne laissez pas dépasser les limites de capacité de l'équipement sont les principales fonctions du système d'excitation.

Il existe différents types de systèmes d'excitation, et ceux-ci ont évolué au fil du temps. Les premiers systèmes d'excitation ont été coordonnés manuellement pour atteindre la tension désirée. Les premiers automates ne servaient qu'à assister l'opérateur, fonctionnant en automatisme. La possibilité d'améliorer la stabilité pendant les transitoires en utilisant des régulateurs plus rapides a été reconnue vers 1920 [2]. Cela a conduit à un intérêt pour des systèmes d'excitation et des régulateurs plus rapides. Depuis lors, les systèmes d'excitation évoluent constamment. Les systèmes plus modernes ont des réponses très rapides.

L'utilisation d'excitateurs CA est plus pratique car elle évite les brosses et les bagues. Les excitatrices à courant continu sont tombées en désuétude [2].

Au fil du temps, les systèmes d'excitation ont eu diverses formes et diverses classifications. L'une des classifications des systèmes d'excitation est faite à travers sa forme de construction. Dans ce cas, ils sont divisés en deux grands groupes : Statique et Rotation [3]. Les systèmes rotatifs peuvent même être divisés en systèmes avec brosses et systèmes sans balais.

Il existe d'autres moyens de classer les systèmes d'excitation. La classification IEEE, par exemple, est légèrement différente. En cela, les systèmes d'excitation sont divisés en trois grands groupes : statique, à courant continu et à courant alternatif. Pour cette classification sont présentés des modèles permettant de simuler les différents systèmes d'excitation.

Les systèmes d'excitation sont modélisés et simulés à l'aide de modèles informatiques. Ces modèles ont déjà été développés et utilisés au fil des ans. L'IEEE a publié une série de modèles de systèmes d'excitation en 1968. Ces modèles ont été mis à jour en 1981 et sont finalement devenus la norme dans l'industrie pour le test des systèmes d'excitation [4]. Malheureusement, les modèles ne sont pas adaptés à l'usage universel qui leur a été attribué et, dans certaines simulations, des résultats médiocres apparaissent. La mauvaise utilisation est essentiellement liée à l'utilisation de modèles pour les réponses aux perturbations majeures. Cependant, il n'y a pas de clarification quant aux limites d'utilisation de ces modèles.

La principale structure d'excitation utilisée comprend une machine d'excitation bobinée, synchrone inversée, couplée sur le même arbre que la génératrice principale, alimentant l'inducteur de cette dernière au travers d'un pont redresseur à diodes tournantes. Elle est connue sous le nom brushless excitation. L'avantage principal de celle-ci est le transfert de la puissance vers l'inducteur de la GP sans l'utilisation du système bagues-balais, ce qui permet de réduire les coûts de maintenance. La régulation de la tension de sortie de la GP est faite grâce à un régulateur analogique ou numérique de type PID. Celui agit sur le circuit d'excitation de la machine excitatrice.

Le pilote brushless, l'un des systèmes d'excitation les plus couramment utilisés, est l'un des systèmes les plus simulés avec les modèles IEEE [5].

Les travaux de ce projet se sont concentrés sur l'étude, le contrôle, la programmation, les tests et l'optimisation d'un modèle d'excitation sans balai dans Matlab/Simulink permettant de simuler, de manière plus précise le comportement du système d'excitation dans le cadre d'un fonctionnement autonome de l'alternateur. L'objectif est d'obtenir le minimum d'influence des perturbations de charge sur la tension délivrée par la génératrice principale (GP), qui peuvent entraîner une modification importante de la tension, ce qui rend la régulation de la tension extrêmement importante. Pour les simulations, les charges sont créées par de différentes charges RL, et aussi par la création d'une chute de tension de 20%, 50%, 80% et 100% .

Notre étude est organisée en quatre chapitres. Le premier chapitre est une présentation de la Direction Régionale Stah.

Le deuxième chapitre est consacré à l'état de l'art sur les systèmes d'excitation de générateurs synchrones et leurs caractéristiques avec une chronologie d'apparition en fonction des évolutions des technologies des machines, des composants d'électronique de puissance et de l'électronique de commande (analogique et numérique).

Dans le troisième chapitre, une description technique de la centrale électrique d'Alrar en détaillant leurs composantes. Nous avons commencé par la description de la turbine ainsi que l'alternateur, puis nous avons précisé le système d'excitation du générateur.

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation et la simulation de la génératrice synchrone. Il montre les relations entre les paramètres de l'alternateur à partir du circuit électrique équivalent dans le repère dq. Les deux modèles AC1A et AC7B, sont programmés dans Matlab/Simulink, sont présentés aussi. Nous présentons une analyse des résultats que nous avons obtenus lors de la simulation d'un alternateur de la centrale d'Alrar pour différentes charges. Sont présentées aussi des simulations dans une situation de court-circuit permettant d'analyser les réponses. Plus loin, deux méthodes sont utilisées pour trouver des valeurs pour optimiser le contrôleur du modèle AC7B programmé, afin d'améliorer sa réponse. Enfin, on termine ce travail par une conclusion générale.

Chapitre I :

**Présentation de la Direction
Régionale STAH et
de la Centrale Electrique d'Alrar**

I.1. Introduction

Les Hydrocarbures restent la source d'énergie la plus utilisée pour un bon fonctionnement de l'économie mondiale et ils continueront à jouer ce rôle stratégique aussi longtemps que l'homme n'aura pas trouvé d'autres sources d'énergies, qui pourront remplir leurs rôles avec plus de rentabilité et d'efficacité.

Ce chapitre a pour but de présenter la Direction Régionale Stah ainsi que la centrale électrique d'Alrar.

On commencera d'abord par la présentation de la Direction Régionale Stah, on détaillera ensuite la centrale électrique d'Alrar, et on finira le chapitre par une conclusion.

I.2. Présentation de la Direction Régionale STAH

I.2.1. Introduction

SONATRACH « Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbure » est une entreprise publique algérienne créée le 31 décembre 1963. A sa création sa mission se limitait à la prise en charge de transport et de la commercialisation des hydrocarbures. Une mission qui est par la suite étendue à toutes les activités de la chaîne pétrolière, à savoir l'exploration, la production, le transport par canalisations, liquéfaction, le raffinage et la commercialisation. Ces dernières sont scindées en deux secteurs : Exploration & Production et Aval. L'exploration prend en charge la recherche, la production et le transport par canalisations des hydrocarbures, tandis que l'aval se limite au raffinage et la commercialisation.

La Région STAH (Figure I.1) est l'une des régions de la Division Production (Exploration & Production). Le développement de cette région a commencé en 1975, elle comprend essentiellement les gisements d'Alrar, Stah et Mereksen. Le premier gisement contient du gaz à condensat, tandis que les deux derniers sont des gisements de l'huile.



Figure I.1 : La Direction Régionale STAH

I.2.2. Situation géographique et conditions climatiques [7]

Situation géographique :

La Direction Régionale Stah se situe sur le plateau de Tinhert au sud-est de l'Algérie. Elle se trouve à (Figure I.2) :

- 1500 Km au Sud Est d'Alger,
- 360 Km au Nord d'Illizi (chef-lieu de la Willaya),
- 800 Km au Sud Est de Ouargla,
- 120 Km au Nord d'In Amenas (chef-lieu de Daira),
- Elle jouxte à l'Est la frontière Libyenne et la route nationale RN-3 In Amenas-Debdeb le long de la façade Ouest.

Les trois sites d'installation sont :

- Champ d'Alrar, Siège de la Direction régionale Stah,
- Champ de Stah, Situé à 31Km au nord d'Alrar,
- Champ de Mereksen Situé à 23 Km au nord de Stah.

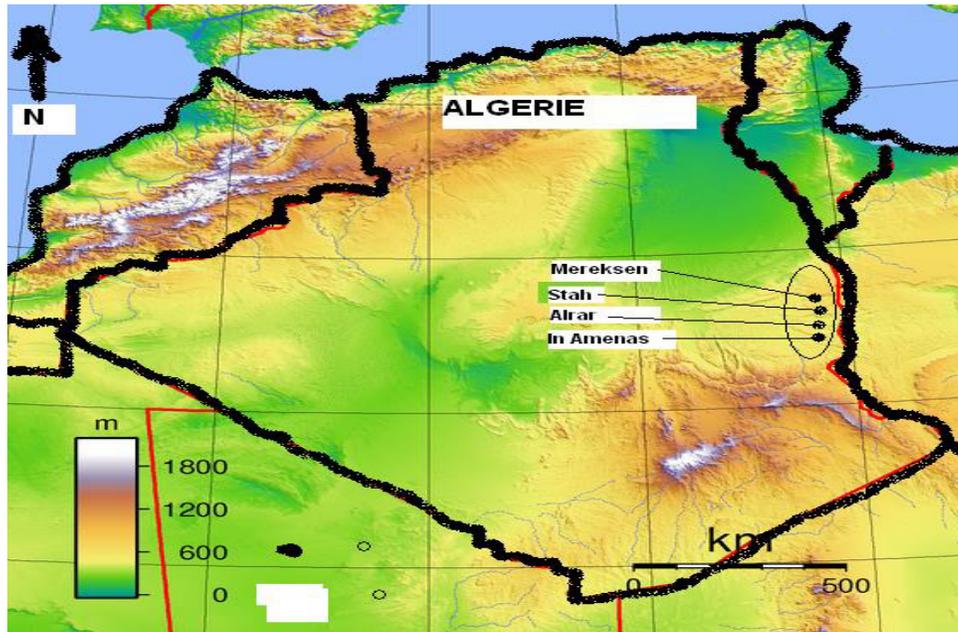


Figure I.2 : Situation géographique de la Direction Régionale STAH

Conditions climatiques :

La zone est désertique, caractérisée par un climat tropical, pollué où la présence du sable et poussières est quasi permanente.

Le Climat de type désertique qui règne sur Stah se caractérise par de fortes amplitudes thermiques, mais les valeurs extrêmes des températures saisonnières sont néanmoins adoucies par l'altitude moyenne du relief qui avoisine 700 m.

Température de l'air :

- Température minimale : - 10°C
- Température maximale : +55°C.

Humidité relative :

- Humidité relative minimale : 20% à 0°C
- Humidité relative maximale : 70% à 0°C

Vent :

- Vitesse de calcul : 190 Km/h = 53m/s à 10 m au-dessus du sol.
- Vent de sable : les régions sont caractérisées par des vents violents et fréquents, souvent accompagnés de tempêtes de sable et même des tornades mais rarement.

Granulométrie du sable : 50% des grains sont supérieurs à 5 microns.

Classification des zones : Zones sévères.

Pluie : Moyenne annuelle avec 120 mm/an.

Intensité maximale : 45 mm en 24 heures.

Possibilité d'orage violent : Oui

Gelée : Fréquente en hiver.

Foudre : À considérer.

Neige : A considérer une fois par an entre Décembre et Février (Rare).

Séisme : Non applicable.

I.2.3. Champ gazier d'Alrar [7]

A- Boosting d'Alrar

Les installations de séparation et de Boosting à l'entrée du complexe gazier d'Alrar (CPF) ont pour objectif de pallier la déplétion du gisement de gaz des champs d'Alrar afin d'assurer une exploitation du CPF aux conditions de design (Pression de design de 67.4 bars et capacité de traitement de 24.8 millions Sm³/j).

B- Le Complexe Gazier d'Alrar

Il est composé de quatre trains identiques d'une capacité de traitement de 4 x 6.2 millions Sm³/j, soit 24.8 millions Sm³/j de gaz humide, ce qui permet de produire 4800 T/j de condensat, 3000 T/j de GPL, 38 T/j de propane et 37 T/j de butane.

Une unité de traitement de gaz associé provenant des stations de compression de Stah et Mereksen, d'une capacité de traitement de 3.0 millions Sm³/j, ce qui permet de produire 180 T/j de condensât et 320 T/j de GPL.

Les Produits Traités :

Le Gaz sec est expédié vers Hassi R'mel via le GR1/GR2, Zarzaitine et Edjelleh pour les besoins en gaz lift.

Le Condensat et le GPL sont expédiés vers Haoud El Hamra (HEH).

Le Butane et le Propane sont produits selon les besoins de Naftal et livrés par camion-citerne.

C - Le Centre de traitement d'huile (CTH) d'Alrar

Il est composé d'une batterie de séparation d'une capacité de traitement de 2500 m³/j de pétrole brut et d'une Station de compression d'une capacité de 4.0 millions Sm³/j de gaz associé.

Le gaz associé est expédié vers le complexe d'Alrar pour traitement au niveau des trains.

Le pétrole brut est expédié via Stah vers HEH à travers Ohanet ou La Skhira (Tunisie).

I.2.4. Champ pétrolier de Stah [7]

Il est composé d'une unité de traitement de pétrole brut comportant trois batteries de séparation d'une capacité de traitement de 11280 m³/j, de trois bacs de stockage de pétrole brut d'une capacité unitaire de 5000 m³ et une station de compression d'une capacité de 1.6 millions Sm³/j de gaz associé.

Le gaz produit est expédié vers l'unité de traitement de gaz associé du complexe d'Alrar.

Le pétrole brut est expédié vers HEH à travers Ohanet ou La Skhira (Tunisie).

I.2.5. Champ pétrolier de Mereksen [7]

Il est composé d'une unité de traitement de pétrole brut comportant trois batteries de séparation d'une capacité de traitement de 12000 m³/j, de deux bacs de stockage de pétrole brut d'une capacité unitaire de 5000 m³ et de deux autres bacs de 2000 m³ chacun et une station de compression d'une capacité de 1.16 millions Sm³/j de gaz associé.

Le gaz produit est expédié vers l'unité de traitement de gaz associé du complexe d'Alrar.

Le pétrole brut est expédié vers HEH à travers Ohanet ou La Skhira (Tunisie).

I.2.6. Organisation administrative de la direction régionale STAH

Pour assurer l'exploitation de ces installations, la direction régionale Stah (Division Production), s'est dotée de structures et ressources humaines et matériels à la mesure de l'importance de gisement et des investissements engagés pour la réalisation de ces installations. Les tâches diversifiées sont affectées à un personnel qualifié dont dispose les différentes structures qui sont organisées en divisions et services. Pour chaque division on trouve un nombre de services ou sections.

L'organigramme de la direction régionale Stah est le suivant (Figure I.3) :

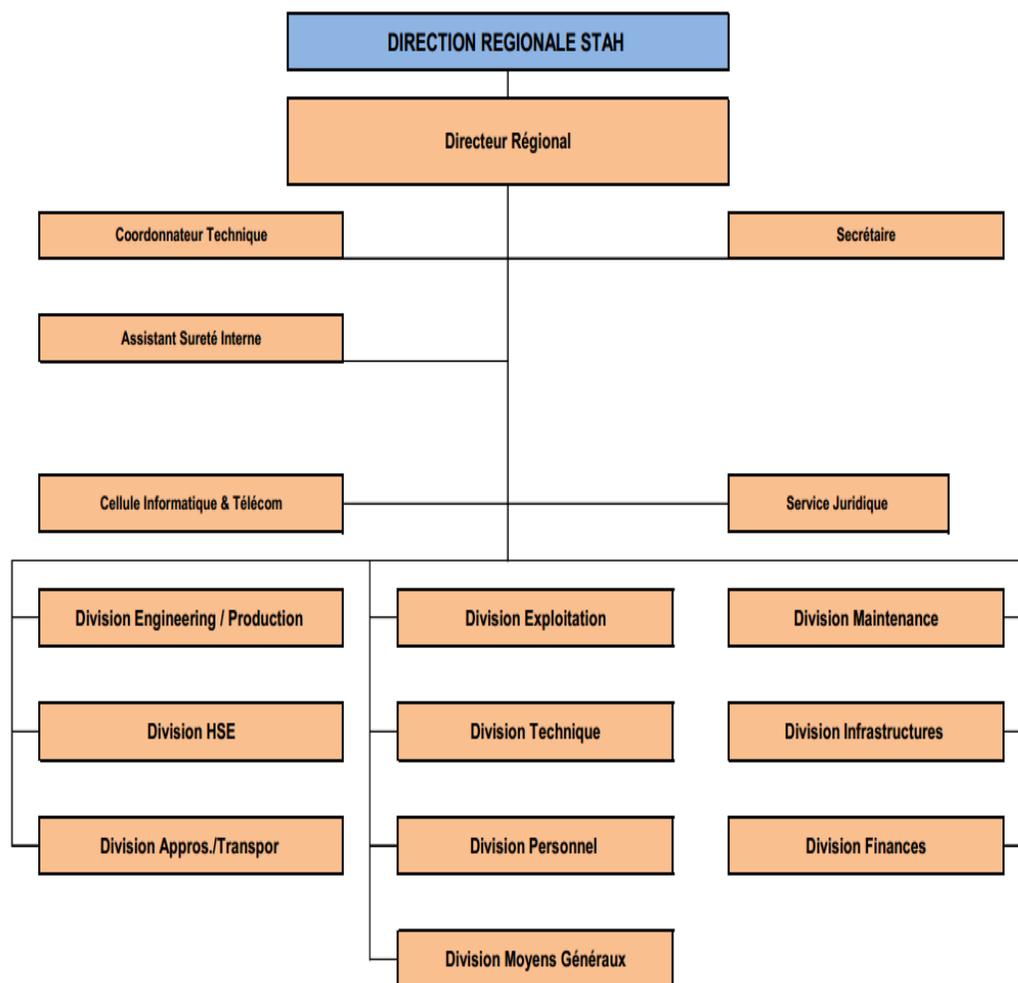


Figure I.3 : Organigramme de la Direction Régionale STAH

I.3. Présentation de la centrale électrique

I.3.1. Introduction

La Direction Régionale Stah de la Division Production de Sonatrach est dotée d'une Centrale Electrique située au Champ d'Alrar (Figure I.4), constituée des deux unités de production d'énergie électrique à une capacité de production relève à 108 MW en total, fournissent l'énergie électrique nécessaire aux différents sites de production de la Direction Régionale Stah ainsi que d'autres champs éloignés tel que : SH-DP-Ohanet, SH-SINOPEC-Zarzaitine, SH-DP-In-Amenas (champ Edjelleh), Village d'Ohanet, Village Timeroualine et les différentes casernes ANP déployées le long des frontières Sud-Est.

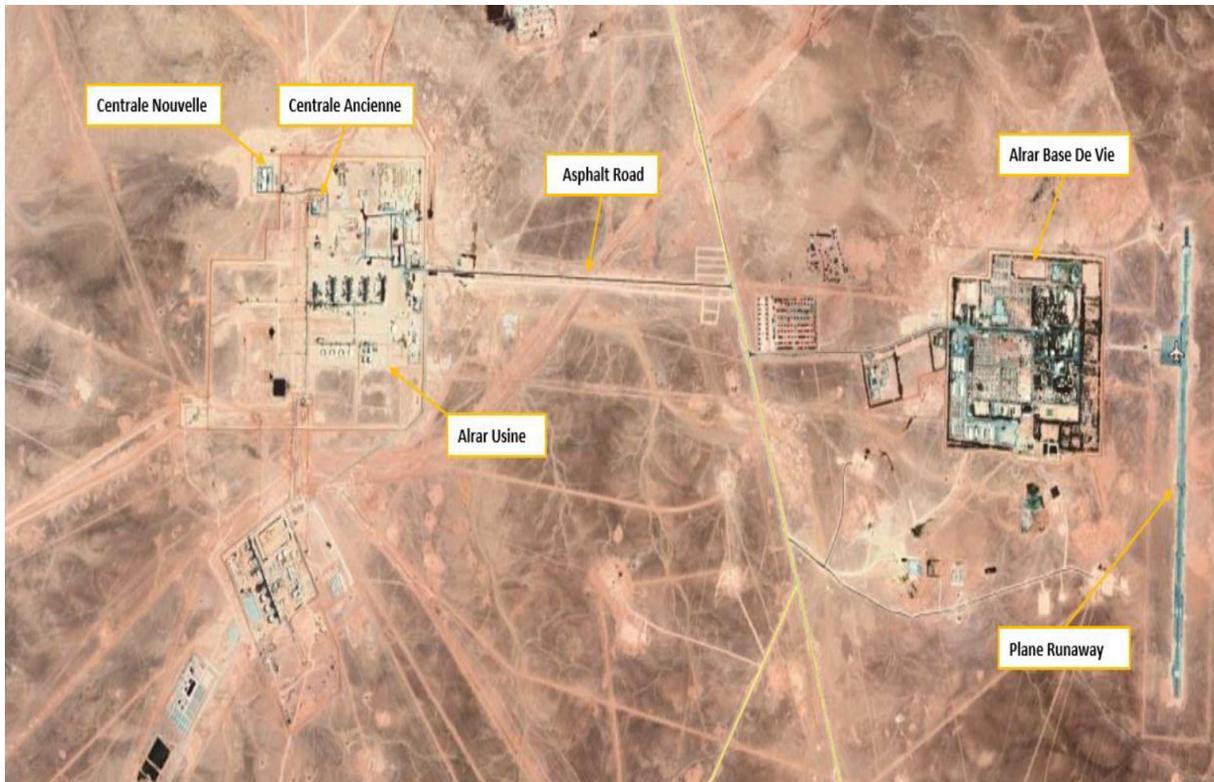


Figure I.4 : Implantaion de la Centrale Electrique d'Alrar [8]

Les charges et distances sont indiqués dans la Figure I.5 comme suit :

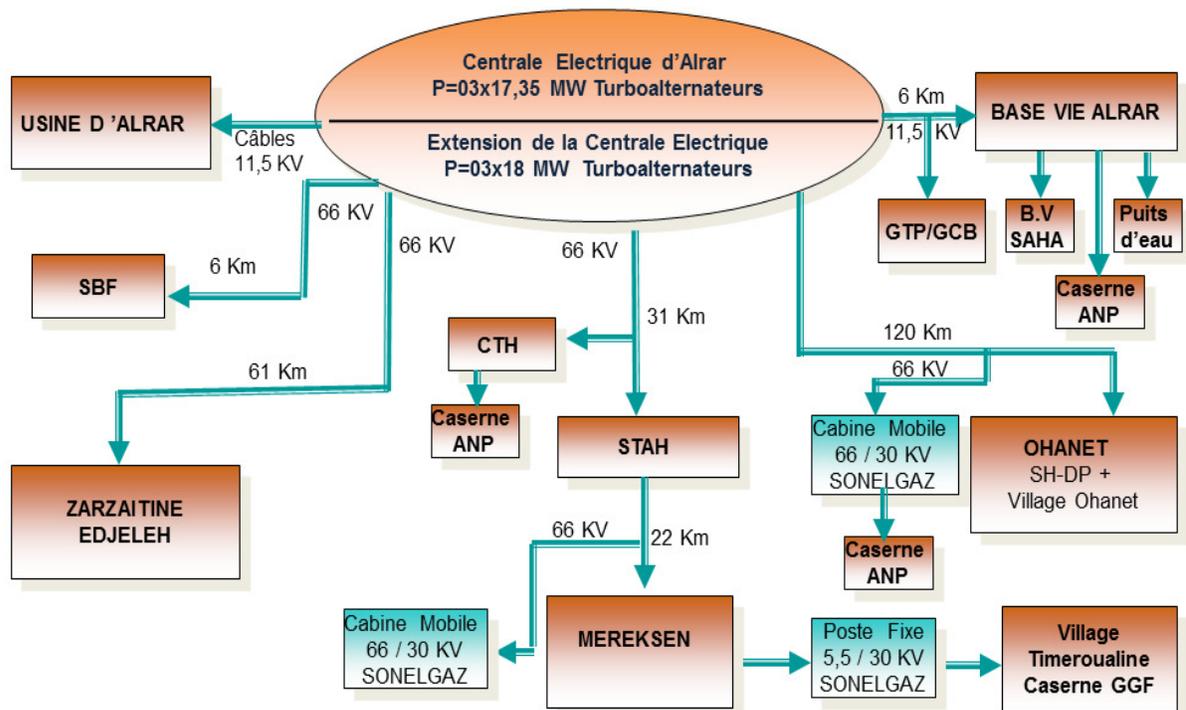


Figure I.5 : Réseau de distribution de l'énergie électrique de la Direction Régionale STAH

I.3.2. Organisation

La gestion technique et administrative de la centrale électrique est assurée par le service électricité industrielle production, qui appartient à la Division Maintenance. Il est structuré principalement de deux sections et cellule suivie, regroupant le personnel exploitant et gestionnaire de la centrale électrique, comme il montre l'organigramme suivant (Figure I.5) :

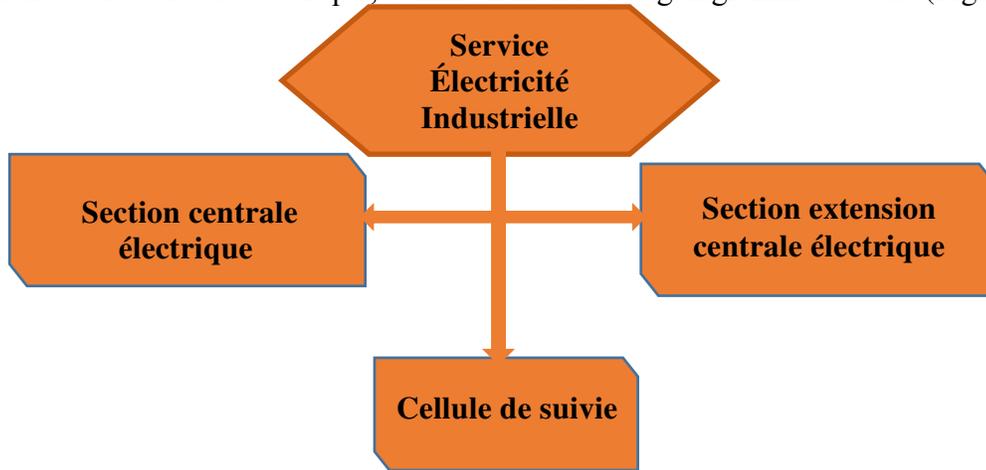


Figure I.6 : Organigramme du service électricité

I.3.3. Ancienne unité de production de l'électricité

C'est une unité construite et mise en service par la société Thomassen (hollandaise) en Avril 1987, pour répondre aux besoins énergétiques, de la Région Stah après la réalisation des nouveaux projets au site d'Alrar (Base de vie et complexe gazier en 1985) et de toutes les Régions de Sonatrach du district d'In-Amenas via ses réseaux de distribution de l'énergie électrique :

Réseau électrique HTA-11.5KV :

- Ligne aérienne 11.5KV vers la base vie Alrar en 1987,
- Ligne souterraine 11.5KV vers le complexe gazier Alrar en 1987.

Réseau électrique HTB-66KV :

- Ligne aérienne 66 KV vers Stah, Merekssen en Décembre 1989,
- Ligne aérienne 66 KV vers Zarzaitine en Mai 1992,
- Ligne aérienne 66 KV vers Ohanet en 2002.

Cette centrale, présentée à la Figure I.7, est constituée principalement de :





Figure I.7 : L'ancienne centrale électrique d'Alrar

I.3.3.1. Poste de distribution électrique HT-66KV

C'est un poste de type extérieur semi-blindé, il est alimenté par les deux unités de production d'électricité à travers des transformateurs élévateurs 11.5KV/66KV, (TR1, TR2 et TR3) de la nouvelle unité et (TR-1N1 et TR-2N1) de l'ancienne unité, assurant l'alimentation électriques de tous les départs HT-66KV vers les sites éloignés (STAH/MRK/CTH, OHANET, ZERZAITINE, TIMEROUALINE) via des lignes électriques aériennes.

La gestion, contrôle et commande de ce poste est assuré par le système SCADA intégrant des sous-systèmes, gestion d'énergie (PMS) et synchronisation des sources d'alimentation de ses jeu de barres (arrivées transformateurs).

I.3.3.2. Poste de traitement de fuel gaz (skid de gaz)

Il est conçu pour l'alimentation des turbines en fuel gaz en provenance du complexe gaz et ligne de vente, répond aux caractéristiques de fonctionnement des turbines de la centrale : température (50 à 70 °C) et pression (18 Bars) après traitement (séparation de liquides, détente de pression, réchauffement et filtration) [8].

I.3.3.3. Turboalternateurs

Ils sont trois groupes turboalternateurs abrités dans un hangar, chaque groupe est constitué principalement d'une turbine accouplée à un alternateur, géré par un système de commande et contrôle (automate) de type MARKII [8] :

- Turbine à combustion à gaz, de type Frame 5001, de marque GE.
- Alternateur de marque Brush, produit une puissance de 18 MW, avec une tension de sortie 11.5 KV et une fréquence 50 Hz.

I.3.3.4. Sous station électrique

Regroupant tous les tableaux de distributions électriques de différentes tensions (11.5KV, 400V, 110VDC, 24VDC), salles des groupes de secours, unité d'air instrument et service plus les locaux techniques (salle de climatisation centrale et groupes des batteries). Tous sont abrités dans le bâtiment au rez-de-chaussée.

- Tableau de distribution MT-11.5KV :

Le tableau 11.5 kV est destiné pour distribuer l'énergie électrique produite par les trois turboalternateurs à travers des cellules arrivées alternateurs et cellules départs

(transformateurs et lignes électriques), dont chaque cellule est constituée d'un disjoncteur, circuit électrique (commande et puissance), appareillage de mesures et protection.

- Tableau de distribution BT-400VAC :

Elle assure l'alimentation locale de la centrale et de tous les auxiliaires de la centrale électrique (auxiliaires machines, bureaux, locaux techniques, climatisation.....etc.), via de deux transformateurs abaisseurs (11.5KV/0.4KV, 1MVA) pour chacun, alimentés à partir du tableau MT-11.5KV.

- Deux groupes électrogènes de secours (S=1266KVA, 400V de chacun) :

Ils assurent l'alimentation électrique de la centrale en cas de blackout (déclenchement générale de la centrale), conçus pour fonctionner en automatique lors de l'absence et rétablissement de la source normale (arrivées transformateurs abaisseurs 1MVA) du tableau BT.

- Quatre chargeurs des batteries (110VDC) :

Ils sont destinés pour l'alimentation en courant continu (110VDC) des auxiliaires, système MARKII (commande et contrôle) des turbogénérateurs et système de sécurité Feu & Gaz de toute la centrale y compris turbine, alternateur et transformateurs.

- Unité d'air :

Elle est constituée des quatre compresseurs d'air, deux électriques et deux autres diesels, circuit de distribution d'air service et instrument (ballon et conduite), l'air fourni est servi pour l'alimentation du circuit de commande et régulation des systèmes, démarrage des groupes de secours et comme air de service (nettoyage.....etc.).

- Locaux techniques :

- Les ateliers (électricité, mécanique, instrumentation),
- Local des batteries,
- Local de la climatisation centrale.

- La salle de contrôle :

Elle est située au premier étage du bâtiment de la centrale, abritant des bureaux, armoires du système de commande et contrôle des trois turbogénérateurs (MARKII), armoires de relaying et protection électriques (MT, BT) et le pupitre de commande et distribution de l'énergie électrique fournie par la centrale (système analogique à relais).

I.3.4. Nouvelle unité de production de l'électricité

Cette nouvelle unité est une extension de l'ancienne, elle est construite et mise en service en Avril 2012 par la société Bonatti/Gavazzi (Italie), pour répondre à l'évolution de la demande en énergie électrique suite à l'extension des installations électriques au niveau de la région Stah, ce qui demande l'augmentation de la puissance électrique produite de 60MW de plus, soit en total 108MW pour toute la centrale électrique.

Cette centrale, présenté à la Figure I.8, est constituée principalement de :



Figure I.8 : La nouvelle centrale électrique d'Alrar

I.3.4.1. Poste de distribution électrique HT-66KV

C'est un poste de type extérieur semi-blindé, il est alimenté par les deux unités de production d'électricité à travers des transformateurs élévateurs 11.5KV/66KV, (TR1, TR2 et TR3) de la nouvelle unité et (TR-1N1 et TR-2N1) de l'ancienne unité, assurant l'alimentation électriques de tous les départs HT-66KV vers les sites éloignés (STAH/MRK/CTH, OHANET, ZERZAITINE, TIMEROUALINE) via des lignes électriques aériennes.

La gestion, contrôle et commande de ce poste est assuré par le système SCADA intégrant des sous-systèmes, gestion d'énergie (PMS) et synchronisation des sources d'alimentation de ses jeu de barres (arrivées transformateurs).

I.3.4.2. Poste de traitement de fuel gaz (skid de gaz)

C'est un package comprend des instruments et équipements pour alimentation des turbines de trois groupes turboalternateurs avec fuel gaz répond à leurs conditions de fonctionnement (pression=23.5 Bars, température de 25 à 50°C) après procès de traitement (détente de pression, séparation de liquides, réchauffage et filtration) [9].

Ce process est géré, contrôlé et commandée par des systèmes API (PCS/ESD), doté d'une interface home machine HMI pour exploitation du poste.

I.3.4.3. Groupes turboalternateurs

Ces sont des turbines et alternateurs abrités dans deux hangars identiques, deux groupes sur un hangar et le troisième groupe seul sur le second pour éventuelle extension de la centrale.

Ils sont conçus pour fonctionner aux conditions de marche en service de base et de pointe pour les conditions du site.

Le fonctionnement de chaque groupe turboalternateur est géré par des systèmes de la dernière génération, Mark IVe pour contrôle et commande, détection et extinction incendie (Feu & Gaz), mesure et contrôle des vibrations BNV3500.

- Turbine à gaz [9] :

La turbine à gaz de la centrale ECA est la MS 5001 DLN de marque NUOVO PIGNONE à un seul arbre, d'une vitesse nominale de 5100 tr/min et d'une puissance de 26.3 MW. La turbine est équipée d'un système de combustion DLN (Dry Low NOx) pour limiter les émissions du NOx. Les chambres de combustion contiennent deux injecteurs primaires et secondaires.

Les principaux éléments de la turbine sont les suivants :

- Un compresseur axial à 17 étages.
- 10 chambres de combustion.
- Deux roues turbine.

- Alternateur :

L'alternateur de la centrale électrique ECA est de marque BRUSH à 4 pôles d'une puissance de 18.35 MW et une tension de sortie de 11.5 KV. Il tourne à une vitesse de 1500 tr/min pour avoir une fréquence de 50 Hz [10].

Cette vitesse est obtenue à l'aide d'un réducteur de vitesse qui démunie la vitesse de la turbine de 5100 tr/min à 1500 tr/min pour tourner l'alternateur.

I.3.4.4. Sous station électrique

Elle est située au radez-chaussé du bâtiment, regroupe des tableaux de distribution d'énergie électrique à différente gamme des tensions, équipements des utilités et locaux techniques :

- Tableau de distribution MT-11.5KV :

Le tableau 11.5 kV est destiné pour la distribution de l'énergie électrique produite par les trois turboalternateurs à travers, trois cellules d'arrivées alternateurs, deux jeux de barres 11.5KV et 10 cellules de départ, pour l'alimentation de trois transformateurs élévateurs 11.5KV/66KV, deux transformateurs abaisseurs 11.5KV/0.4KV, complexe gazier et base de vie d'Alrar.

Chaque cellule départ et arrivée contient deux disjoncteurs. La cellule de couplage contient un disjoncteur de couplage 4000 A. Les disjoncteurs sont de type ABB HD4 débrochable à gaz SF6 fonctionnant à moteur.

La commande et contrôle de ce tableau est assuré par les deux systèmes, MARK VIe et SCADA à travers des relais REF-542plus, une cellule de couplage et une autre pour les mesures.

- Tableau de distribution BT-400VAC :

Elle assure l'alimentation de tous les équipements et systèmes basse tension de toute la centrale (alimentation locale), à travers des cellules départs et arrivées de type tiroirs débrochables et deux demi jeu de barres pour distribution de l'énergie électrique 400VAC.

L'alimentation de ce tableau est assurée par deux transformateurs abaisseurs 11.5KV/0.4KV-2000KVA comme source normale et deux groupes de secours 400V-1250KVA pour blackstart.

Tous les départs et arrivées sont équipés d'un disjoncteur adéquat à commande directe et d'un voyant de déclenchement sur défaut, ainsi qu'une indication de la position (ouvert/fermé).

Ce tableau est contrôlé et commande par système SCADA, à travers des relais REF-542plus, cellule de couplage et une autre pour les mesures.

- Onduleur UPS et chargeurs batteries :

Ils composent le système ASI de la centrale, qui assure l'alimentation secours 220VAC et 110VDC, de tous les systèmes de la centrale et principalement (MARK VIe, SCADA, PCS/ESD, éclairage) en cas de blackout de la centrale.

- Groupes de secours :

Les deux groupes sont abrités dans deux locaux séparés, ils sont utilisés pour fournir de l'énergie de secours (blackstart) en cas de déclenchement générale de la centrale. Les deux groupes disposent une énergie de 2X2150KVA, 400VAC, alimentant le tableau BT-400V de la centrale, ils sont gérés et commandés par des relais PLC intégrés au système SCADA.

- Unité d'air :

L'unité d'air assure l'alimentation en air de trois turboalternateurs, du poste gaz de l'instrumentation et de l'air de service de la centrale.

Elle est constituée principalement de :

- ✓ Un compresseur à vis sans lubrification avec une capacité de 100% des besoins de la centrale,
- ✓ Un sécheur d'air,
- ✓ Des aéros réfrigérants pour le refroidissement de l'air comprimé.
- ✓ Deux réservoirs d'air verticaux l'un pour l'air service et l'autre pour l'air instrument, dimensionnée pour assurer une heure d'autonomie d'air instrument en cas de défaillance des électro compresseurs.

- Locaux techniques :

C'est un espace utilisé comme ateliers pour entretien et maintenance des équipements et magasin pour le stockage de la pièce de rechange.

- Salle de contrôle :

Elle est située au premier étage du bâtiment, abrite les armoires des systèmes API (SCADA, PCS/ESD, F&G), salle des armoires de protection et commande poste HT-66KV, tableaux de commande et protection des turboalternateurs, des bureaux et halle contient les serveurs des systèmes, réservés au personnel exploitant de la centrale.

I.4. Conclusion

Nous avons présenté, dans ce chapitre, une vue générale de la Direction Régionale de Stah, cette dernière à un rôle très important pour la production du gaz, d'huile et du condensat.

Une présentation de la centrale électrique alimentant la Région de Stah a été exposé, montrant l'ancienne et la nouvelle centrale ainsi que le réseau de distribution de l'énergie électrique.

Chapitre II :

Etat de l'Art sur les Systèmes d'Excitation des Générateurs Synchrones

II.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à la partie la plus importante dans notre travail, qui est définie par le système d'excitation du groupe turbogénérateur.

Avant d'aborder les éléments essentiels qui constituent un système d'excitation, nous allons discuter les exigences et nécessités pour le fonctionnement des systèmes d'excitations.

Les différents types de systèmes d'excitations seront par la suite présentés suivant leurs utilisations. Le rôle et l'importance du système d'excitation dans un groupe turbogénérateur est en principe la possibilité d'effectuer les opérations, commande, régulation et stabilisation dans le but d'assurer la protection des éléments dans chaque bloc du groupe.

Les différents circuits de commande et de protection seront alors détaillés dans cette partie montrant alors l'utilité, la nécessité et le fonctionnement de chaque élément d'un système d'excitation : exciteur, régulateurs, stabilisateur, compensateur, ... etc.

II.2. Exigences d'un système d'excitation

Les exigences de performances d'un système d'excitation sont principalement déterminées par le générateur synchrone et aussi le circuit d'alimentation. La fonction de base est que le système d'excitation doit ajuster le courant de champ afin d'exciter le générateur synchrone et maintenir la tension de sortie selon la consigne.

La fonction de base de l'excitation est alors de fournir le courant continu aux bobines créant un champ au rotor de la machine synchrone, de plus l'excitation assure le contrôle de la tension et de la puissance réactive [11, 12, 13], ainsi que certaines fonctions protections du réseau (respect des limites des machines), le tout par le biais de la tension d'excitation.

D'un point de vue d'installation électrique, le système d'excitation devrait contribuer au contrôle efficace de la tension et à l'amélioration de la stabilité du système [11]. Cela implique aussi le maintien de la stabilité transitoire en cas de perturbations.

Historiquement, le rôle du système d'excitation dans l'amélioration des performances du système de production de l'énergie électrique n'a pas cessé de se développer. Auparavant, les systèmes d'excitation intervenaient manuellement dans la régulation et le maintien constant, de la tension et la puissance réactive en sortie du générateur. Quand le contrôle de la tension générateur a été automatisé la première fois, il était lent [1, 6].

Au début des années 1920, l'intégration des régulateurs continus dans les systèmes d'excitations a contribué dans le développement de ceux-ci, permet d'obtenir de meilleurs résultats, et suscité l'intérêt d'un grand nombre d'industriels [1, 6].

Depuis ce moment, le système d'excitation a connu une évolution continue. A partir des années 1960, l'importance et le rôle du système d'excitation ont été élargis en utilisant des signaux de stabilisation auxiliaires [1, 6].

En plus de la régulation de tension de sortie, l'excitation permettait d'amortir les oscillations de puissance du système à l'aide de stabilisateur de puissance (power system stabilizer) [6].

Les systèmes d'excitation modernes sont actuellement capables de fournir une réponse pratiquement instantanée même avec des tensions élevées (HT) [11].

Pour remplir son rôle de manière satisfaisante, le système d'excitation doit répondre aux exigences suivantes [6, 11] :

- Respecter les critères souhaités du cahier de charge,
- Fournir les limitations nécessaires afin d'assurer la protection de l'excitatrice elle-même, du générateur, et des autres équipements (turbine, réseau, ... etc),
- Respecter les exigences tout en assurant une flexibilité d'opération (régulation, stabilisation, ... etc),
- Assurer la fiabilité et la validité des équipements.

II.3. Éléments d'un système d'excitation

Le schéma ci-dessous (Figure II-1) représente les différentes parties et les éléments d'un système d'excitation appliqué pour les générateurs synchrones.

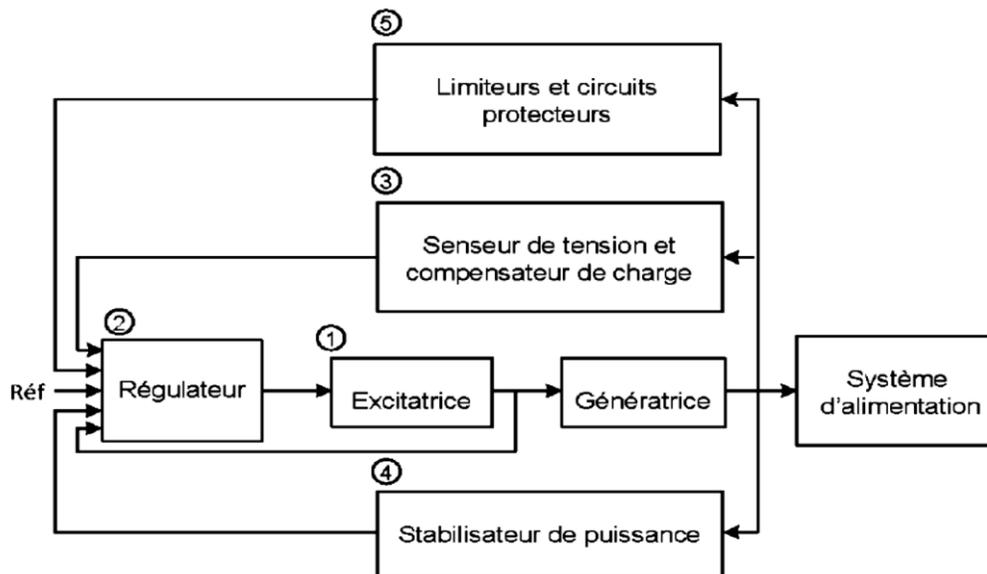


Figure II.1 : Schéma fonctionnel du système d'excitation d'un générateur synchrone [6]

- **L'excitatrice** : fournit la puissance aux bobines qui créent le champ au rotor.
- **Le régulateur** : permet de contrôler et stabiliser le signal d'entrée de l'excitatrice.
- **Le senseur de tension** : mesure la tension aux bornes de la machine, le filtre et la redresse en une valeur continue. Ensuite, cette mesure est comparée à la référence (tension voulue aux bornes de la machine).
- **Le compensateur de charge** : est un élément additionnel et facultatif qui permet de conserver une tension constante en un point particulier distant des bornes de la machine.
- **Le stabilisateur de puissance (PSS)** : il fournit un signal d'entrée additionnel au régulateur du système d'excitation afin d'amortir les oscillations de puissance à basse fréquence du réseau électrique.
- **Les limiteurs et les circuits protecteurs** : sont toute une gamme de moyens qui s'assurent que les limites du circuit d'excitation et du générateur ne sont pas dépassées. Par exemple,

limitation du courant d'excitation, limiteur de tension du générateur, limiteur de surexcitation et limiteur de sous-excitation.

II.4. Différents types de système d'excitation

Les systèmes d'excitations pour les générateurs synchrones se distinguent selon trois types essentiels [11] :

- Systèmes d'excitation statiques (ST),
- Systèmes d'excitation à courant continu (DC),
- Systèmes d'excitation à courant alternatif (AC)

Dans cette section, ces différents types d'excitation seront décrits, suivant la forme et la structure générale de chacun.

II.4.1. Système d'excitation statique

Chaque composant de ce système d'excitation est statique. Le courant est fourni au générateur par le biais de transformateurs ou générateurs auxiliaires à enroulement. Il utilise du redresseurs et balais avec collecteur pour acheminer le courant directement vers l'enroulement du générateur. Ce système est illustré à la Figure II.2.

En agissant directement sur le champ des enroulements du générateur en temps de réponse minimale dont le courant d'excitation est contrôlé par un AVR.

Certains des inconvénients de ces systèmes sont, l'utilisation des balais et des déformations dans le courant d'excitation causées par les semi-conducteurs. Malgré cela, la réponse de systèmes statiques est pratiquement instantanée et moins coûteux [2]. Et à cause au temps de réponse, ce système a donné une bonne performance pour les générateurs des grands réseaux [2].

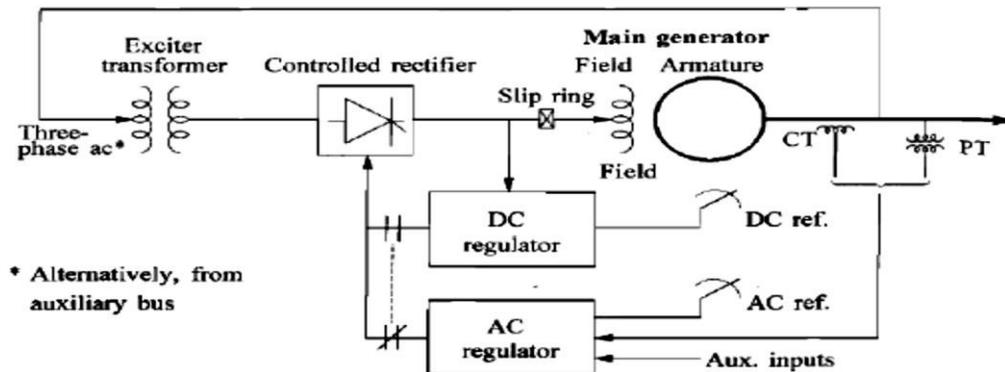


Figure II.2 : Système d'excitation statique [11]

II.4.2. Système d'excitation à courant continu (DC)

Cette catégorie d'excitation utilise une machine à courant continu comme source d'excitation (Figure II.3), fournissant le courant au niveau du rotor du générateur synchrone à travers des bagues collectrices. La machine à courant continu est entraînée par un moteur ou de l'arbre du générateur, et peut être soit auto-excitée, soit excitée séparément.

L'excitation à courant continu est la première utilisée de l'année 1920 jusqu'en 1960 où elle a été remplacé par l'excitation de type AC [11].

Actuellement, ce type d'excitation est rarement utilisé car il demande des générateurs à grande puissance nominale et consommation élevée des balais collecteurs (courant forte). Il est souvent remplacé par l'excitatrice de type AC ou l'excitatrice statique ST [11].

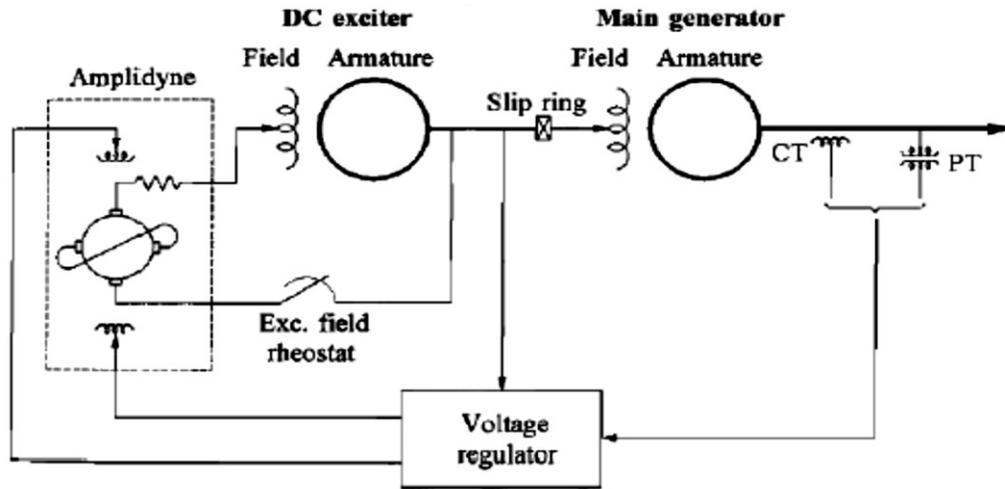


Figure II.3 : Système d'excitation de type DC [11]

II.4.3. Systèmes d'excitation à courant alternatif (AC)

Dans ces systèmes, des générateurs auxiliaires en courant alternatif, montés sur l'arbre du générateur principal, sont utilisés comme source de courant d'excitation. La sortie du générateur auxiliaire est rectifiée par des redresseurs, contrôlés ou non, que produit le courant nécessaire pour le générateur principal. Les redresseurs peuvent être fixes ou rotatifs.

Les systèmes AC avec redresseurs fixes ont besoin des balais pour fournir le courant au générateur principal, Figure II.4. L'utilisation des balais est un inconvénient majeur qui a conduit à la recherche à nouveaux des autres techniques pour les remplacer.

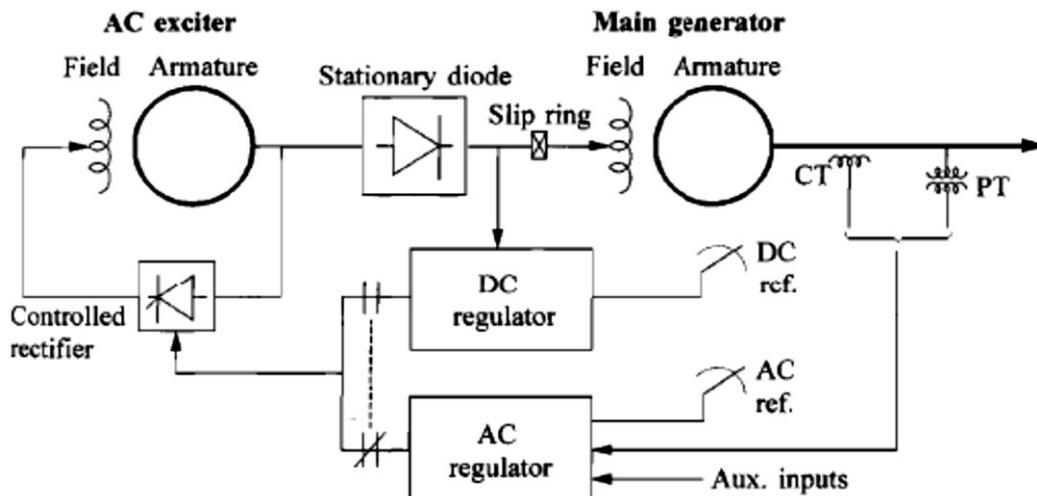


Figure II.4 : Système d'excitation de type AC statique [11]

Les systèmes à rectification rotative éliminent les balais et collecteurs. Ils sont utilisés pour les gros groupes électrogènes où la puissance peut atteindre des MW [2].

Un système d'excitation comme celui-ci a les éléments suivants [2] :

- Générateur alternatif auxiliaire à l'envers,
- Redresseur non contrôlé,
- Excitateur,
- Redresseur contrôlé,
- Un AVR.

Un système d'excitation sans balais c'est un générateur alternatif inversé qui fournit sa tension alternative au rotor principal du générateur, et reçoit son excitation du stator de ce même générateur.

La tension alternative du générateur inversé est transformée en courant continu par un redresseur non contrôlé, ceci produit le courant d'excitation du générateur principal.

Un excitateur, dans le stator du générateur principal, produit un courant continu qui contrôle la tension de sortie du générateur.

Le courant continu de l'excitatrice provient d'un redresseur contrôlé, soit manuellement, soit par un AVR. L'excitatrice peut être alimentée par un PMG, et avec cette manière on évite l'alimentation avec source externe, Figure II.5.

Les principaux avantages du système d'excitation sans balais sont : contrôle manuel facile et entretien réduit.

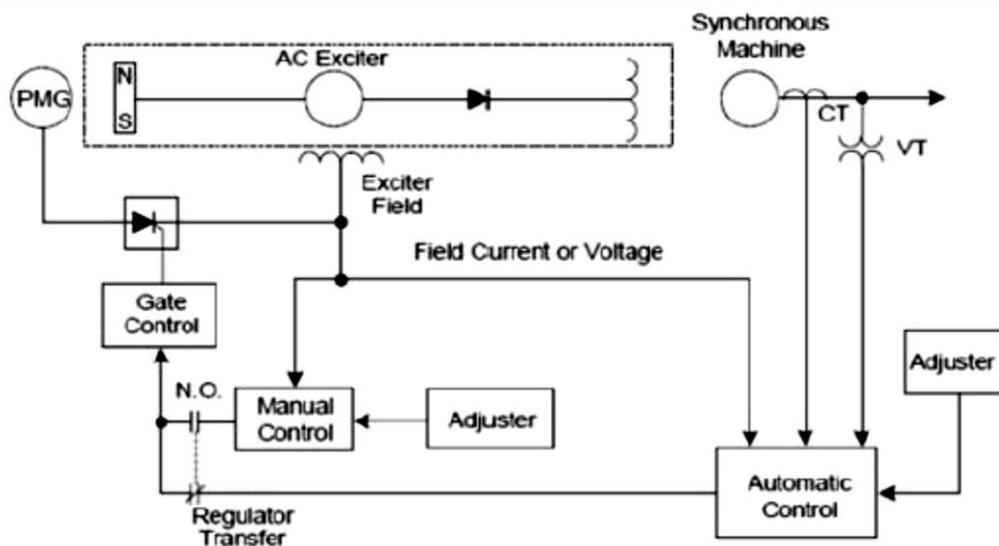


Figure II.5 : Système d'excitation de type AC rotatif [2]

II.5. Commande et circuits de protection des systèmes d'excitation

La commande d'un système d'excitation ne dépend pas simplement du régulateur de tension, mais aussi des fonctions de limitation et de protection qui permettent de bien répondre aux exigences de performance du système d'excitation.

La Figure II.6 ci-dessous présente toutes les différentes fonctions et circuits de protection d'un système d'excitation. Cependant l'utilisation de ces fonctions n'est pas requise par les différents types de système d'excitation, mais elles sont distinctes d'un système à l'autre [6].

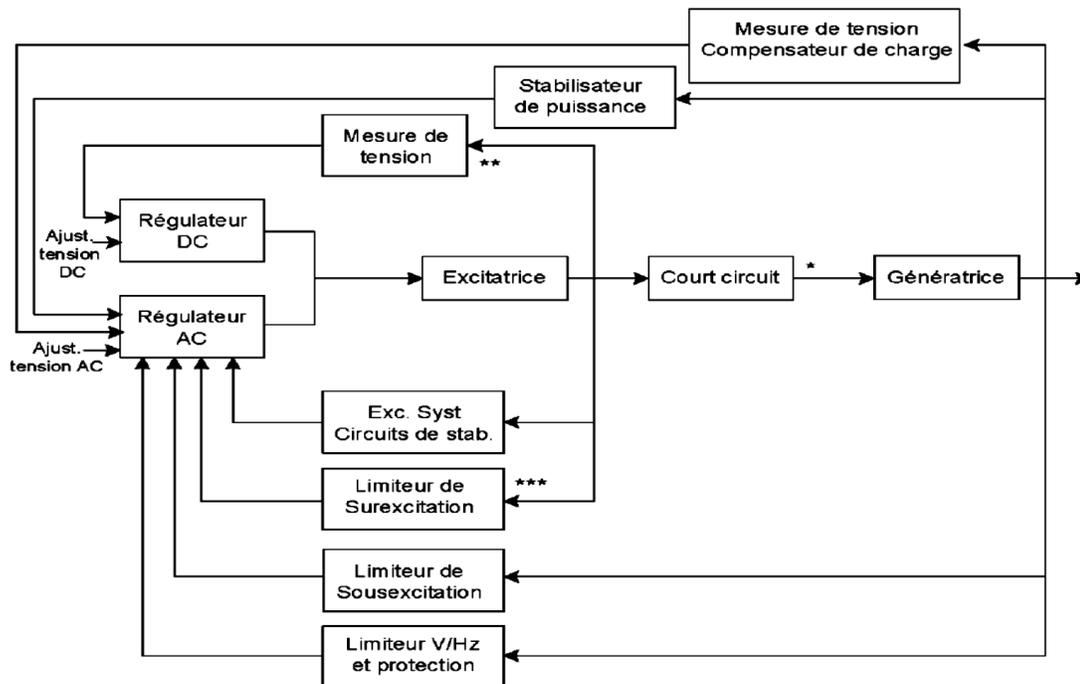


Figure II.6 : Système d'excitation muni de circuits de protection [6]

* Court-circuit : applicable pour l'excitatrice type AC et statique seulement,

** Quelques systèmes ont un régulateur DC en boucle ouverte,

*** Limiteur surexcitation : peut être utilisé avec un régulateur DC.

II.5.1. Régulateurs AC et DC

Le régulateur à courant alternatif AC contrôle la tension de sortie au niveau du stator du générateur synchrone, de plus il permet l'application d'autres contrôle et de fonctions protectrices, comme illustré dans la Figure II.6.

Le régulateur à courant continu DC contrôle à son tour, la tension d'excitation. Souvent, il est défini par un régulateur automatique de tension AVR [6].

Par ailleurs, plusieurs types de régulateurs peuvent être utilisés dans le cas du courant alternatif, citant les correcteurs conventionnels (PI, PID, ...).

II.5.2. Circuits de stabilisation d'un système d'excitation

Les systèmes d'excitation comportent des circuits de stabilisation, qui interviennent souvent en cas d'instabilité du système causé par un temps de réponse important (le cas présent dans le système d'excitation de type DC ou AC), ou lorsque le gain du régulateur de tension au stator est très faible [12, 13].

Le circuit de stabilisation est caractérisé par une compensation additionnelle à la boucle de régulation pour améliorer la performance dynamique du système.

La Figure II.7 illustre la compensation la plus fréquente, qui est définie par une fonction de transfert sous la forme [6] : $\frac{sK_F}{1+sT_F}$.

Les paramètres de la fonction de stabilisation peuvent alors s'ajuster pour assurer le bon fonctionnement du système.

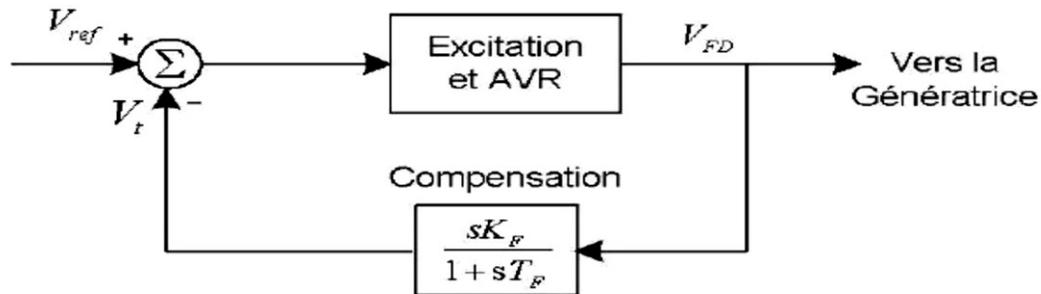


Figure II.7 : Schéma de stabilisation et régulation de l'excitation [6]

II.5.3. Stabilisateur de puissance (PSS)

Le stabilisateur de puissance (PSS) utilise des signaux de stabilisation additionnels qui agissent sur le système d'excitation dans le but d'améliorer les performances dynamiques du système électrique global. Généralement les grandeurs utilisées à l'entrée d'un stabilisateur de puissance sont générées par : la vitesse de rotation de l'arbre, la fréquence et la puissance [6]. L'utilisation d'un stabilisateur de puissance dans les systèmes d'excitation, est souvent requise, car cet élément permet essentiellement l'amortissement des oscillations de puissance surtout dans le cas de faibles signaux, ce qui assure ainsi une meilleure stabilité.

II.5.4. Compensateur de charge

Normalement, c'est le régulateur automatique de tension AVR qui assure le contrôle de la tension de sortie du générateur, mais parfois, un compensateur de charge est aussi ajouté pour réguler la tension [6,11].

Comme montré dans la Figure II.8, le compensateur de charge est composé d'une résistance R_C et une réactance X_C en série, qui sont ajustables. En utilisant cette impédance, le courant des armatures I_t et la tension E_t (ou V_t) sont mesurés, le calcul de la tension de compensation V_C est donné selon la formule suivante [6] :

$$V_C = \left| \tilde{E}_t + (R_C + jX_C) \tilde{I}_t \right| \quad \text{II.1}$$

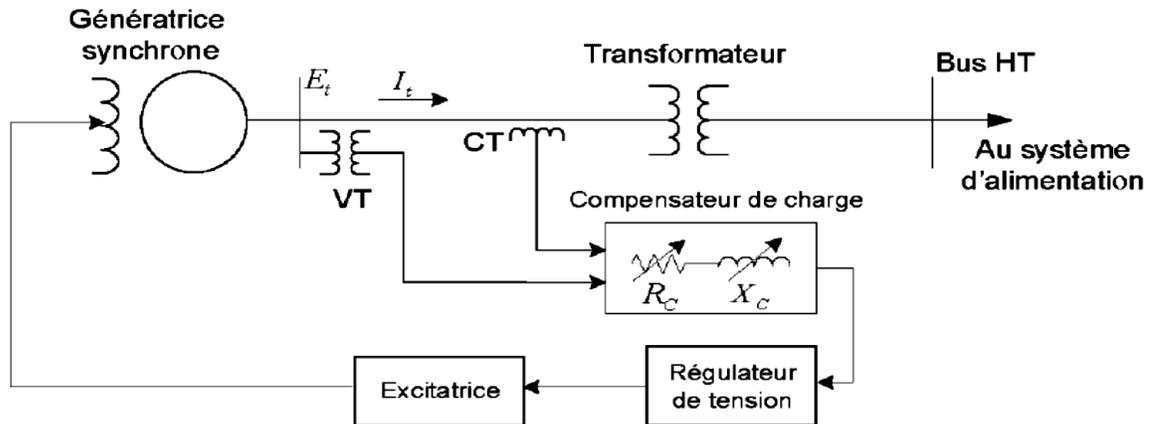


Figure II.8 : Schéma du compensateur de charge [6]

II.6. Performance du système d'excitation

La performance et la fiabilité du système d'excitation sont jugées par la qualité des paramètres de l'énergie électrique fournie par le générateur dont la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles.

Donc la dotation du générateur avec un système d'excitation performant et conforme aux exigences de cahier des charges va assurer la qualité et la continuité de la tension de l'énergie électrique fournie aux utilisateurs.

II.6.1. La tension

II.6.1.1. La qualité de la tension

La qualité d'énergie ou de la tension est le concept d'efficacité de classer les équipements sensibles d'une manière qui convient à l'opération de l'équipement.

Pour rappel, la tension possède quatre caractéristiques principales [14] :

- Fréquence,
- Amplitude,
- Forme d'onde,
- Symétrie.

Le maintien de ces caractéristiques à des valeurs tolérées ($f_n \pm 2\%$, $U_n \pm 10\%$) se bloque par fois par plusieurs types de perturbations, peuvent dégrader la qualité de la tension même si la régulation est parfaite, qui sont :

- Les creux de tension et coupures brèves,
- Les variations rapides de tension (flicker),
- Les surtensions temporaires ou transitoires.

II.6.1.2. Dégradation de la qualité de la tension

Les principaux phénomènes pouvant affecter la qualité de la tension, lorsque celle-ci est présente, sont brièvement décrits ci-après.

II.6.1.2.1. Variation ou fluctuation de la fréquence

Les fluctuations de fréquence sont observées le plus souvent sur des réseaux non interconnectés ou des réseaux sur groupe électrogène. Dans des conditions normales d'exploitation, la valeur moyenne de la fréquence fondamentale doit être comprise dans l'intervalle $50 \text{ Hz} \pm 2\%$ comme illustré sur la Figure II.9.

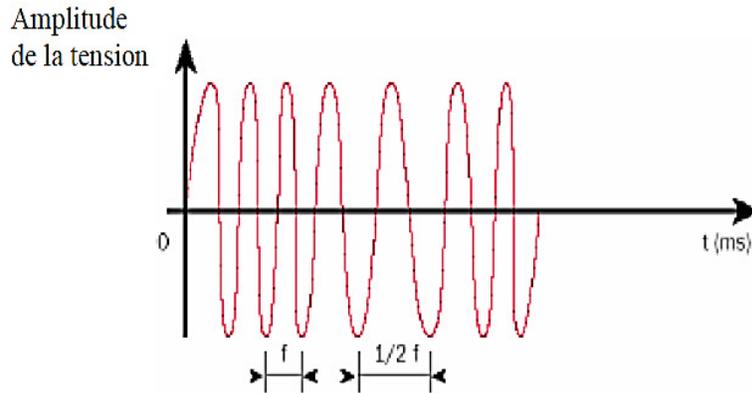


Figure II.9 : Exemple de fluctuation de la fréquence [14]

II.6.1.2.2. Composante lente des variations de tension

La valeur efficace de la tension varie continuellement, en raison de modifications des charges alimentées par le réseau. Le gestionnaires de réseau conçoit et exploite le système de manière telle que l'enveloppe des variations reste confinée dans les limites contractuelles.

On parle de "variations lentes" bien qu'il s'agisse en réalité d'une succession de variations rapides dont les amplitudes sont très petites.

Les appareils usuels peuvent supporter sans inconvénient des variations lentes de tension dans une plage d'au moins $\pm 10 \%$ de la tension nominale.

II.6.1.2.3. Fluctuation de tension

Des variations rapides de tension, répétitives ou aléatoires (Figure II.10), sont provoquées par des variations rapides de puissance absorbée ou produite par des installations telles que les soudeuses, fours à arc, etc.

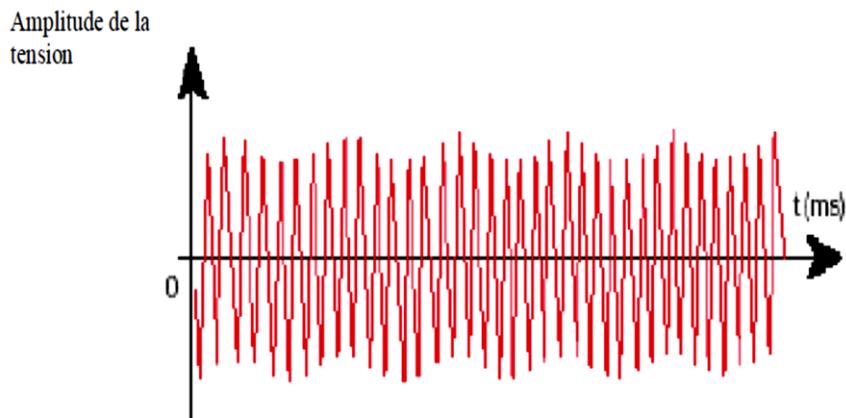


Figure II.10 : Exemple de variations rapide de la tension [14]

II.6.1.2.4. Creux de tension [14]

Les creux de tension sont produits par des courts-circuits survenant dans le réseau général ou dans les installations de la clientèle (Figure II.11). Seules les chutes de tension supérieures à 10% sont considérées ici (les amplitudes inférieures rentrent dans la catégorie des "fluctuations de tension").

Leur durée peut aller de 10 ms à plusieurs secondes, en fonction de la localisation du court-circuit et du fonctionnement des organes de protection (les défauts sont normalement éliminés en 0.1 - 0.2 seconde en HTB, 0.2 seconde à quelques secondes en HTA).

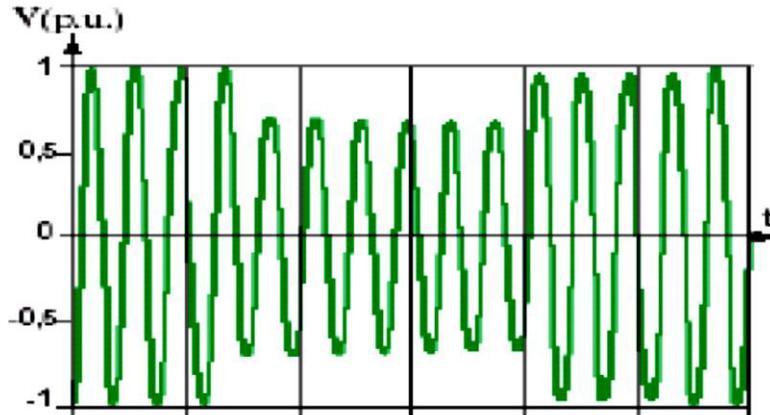


Figure II.11 : Creux de tension [14]

Ils sont caractérisés par leurs amplitude et durée, et peuvent être monophasés ou triphasés selon le nombre de phases concernés.

Les creux de tension peuvent provoquer le déclenchement d'équipements, lorsque leur profondeur et leur durée excèdent certaines limites (dépendant de la sensibilité particulière des charges).

Les conséquences peuvent être extrêmement coûteuses (temps de redémarrage se chiffrant en heures, réellement en jours, pertes de données informatiques, dégâts aux produits, réellement aux équipements de production...).

II.6.1.2.5. Interruption courte ou coupure brève

L'interruption courte est la perte complète ou la disparition de la tension d'alimentation pendant une période de temps de 1/2 cycle jusqu'à 3 seconde. Elle se produit quand la tension d'alimentation ou le courant de charge diminue à moins de 0.1 p.u [14].

Le dégagement du défaut de tension et les coupures brèves sont principalement produits par les courts-circuits imputables aux incidents naturels du réseau et aux manœuvres d'organes de protection éliminant ces défauts.

Ils sont également la conséquence d'appel de puissances importantes lors de la mise en service de certaines charges du réseau.

II.6.1.2.6. Bosses de tension

La bosse de tension est une augmentation de la tension au-dessus de la tension nominale 1.1 p.u pour une durée de 0.5 cycle à 60 seconde [14]. Elle est caractérisée par son amplitude et sa durée. Elle peut causer l'échauffement et la destruction des composants.

II.6.1.2.7. Chutes de tension

Lorsque le transit dans une ligne électrique est assez important, la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de la tension. La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante.

Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties.

Chaque centrale impose la tension à sa sortie, et la tension évolue dans le réseau en fonction de la consommation alimentée.

C'est pourquoi dans les réseaux maillés THT, la tension est différente suivant l'endroit où l'on se trouve. A la pointe de consommation, la tension est forte aux nœuds du réseau où les centrales débitent, et relativement basse aux points de consommation éloignés des centrales.

II.6.1.2.8. Tension et/ou courant transitoire

Les surtensions transitoires illustrées sur la Figure II.12 sont des phénomènes brefs, dans leur durée et aléatoires dans leur apparition. Elles sont considérées comme étant des dépassements d'amplitude du niveau normal de la tension fondamentale à la fréquence 50Hz ou 60Hz pendant une durée inférieure à une seconde [14].

Quelques équipements tels que les dispositifs électroniques sont sensibles aux courants/tensions transitoires.

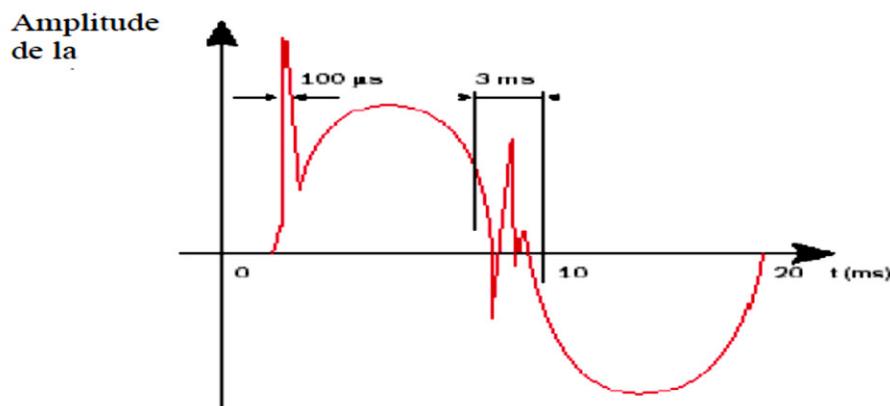


Figure II.12 : Exemple de cas de surtensions transitoires [14]

II.6.1.2.9. Déséquilibre de tension

Un récepteur électrique triphasé, qui n'est pas équilibré et que l'on alimente par un réseau triphasé équilibré conduit à des déséquilibres de tension dus à la circulation de courants non équilibrés dans les impédances du réseau (Figure II.13).

Ceci est fréquent pour les réceptrices monophasées basses tensions. Mais cela peut également être engendré, à des tensions plus élevées, par des machines à souder, des fours à arc ou par la traction ferroviaire [14].

Un système triphasé est déséquilibré lorsque les trios tensions ne sont pas égaux en amplitude et/ou ne sont pas déphasées les unes des autres de 120° .

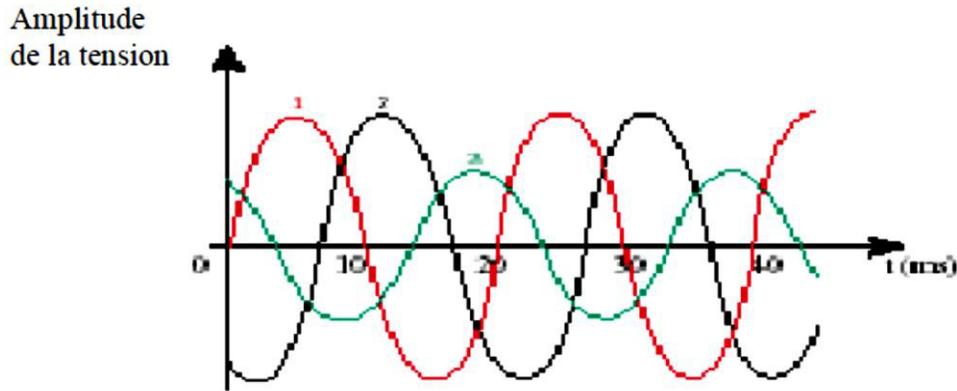


Figure II.13 : Déséquilibre de tension [14]

II.6.2. La puissance réactive

Le transport de la puissance réactive à longue distance présente une série d'inconvénients tels-que les chutes de tension considérables, les pertes de ligne par effet joule et moins de capacité pour transporter la puissance active.

A l'exception de ces aspects purement statiques, la puissance réactive peut jouer un grand rôle dans d'autres aspects dynamiques, tels-que les fluctuations de tension produites par les variations soudaines des charges [14].

II.7. Conclusion

Ce chapitre nous a permis de savoir plus sur l'importance, le rôle et le fonctionnement d'un système d'excitation dans un groupe turbo-alternateur.

Cela nous introduit à une étape importante dans notre travail, qui consiste en la modélisation du système d'excitation du générateur synchrone du groupe turbogénérateur de la centrale électrique d'Alrar, ce qui est sujet du chapitre IV où le choix du type du système d'excitation est fait et le modèle mathématique est ensuite élaboré, ainsi que les résultats de simulation obtenus validés comparativement aux données réelles de fonctionnement des turbogénérateurs de la centrale Alrar.

Chapitre III :

Description Technique de la Centrale Electrique d'Alrar

III.1. Introduction

La centrale électrique d'Alrar se compose de deux unités de production de l'énergie électrique, dont chacune est équipée de trois turboalternateurs (3X18MW, 11.5KV, 50hz), raccordés aux tableaux moyen tension 11.5 KV via des cellules de protection et commande.

Le tableau moyen tension 11.5KV de chaque unité de production alimente les transformateurs abaisseurs pour l'alimentation des auxiliaires de la centrale électrique et les transformateurs élévateurs pour l'alimentation du poste de distribution électrique HT-66KV situé au niveau de la nouvelle unité.

La centrale électrique est équipée de moyens de synchronisation entre les groupes turbogénérateurs de deux unités de production de l'énergie. Cette synchronisation est opérée au niveau du jeu de barres HT-66KV du poste de distribution et au niveau du jeu de barres 11.5KV de la sous station électrique principale du complexe d'Alrar.

La philosophie de fonctionnement de la centrale électrique consiste à, les deux unités fonctionnent en parallèle et raccordées au niveau du poste HT-66KV et tableau 11.5KV du complexe, dans le but de répartir la charge sur les turbogénérateurs de deux unités.

L'ancienne unité est exploitée comme esclave et dépend de la nouvelle (Maitre) qui est dotée de tous les systèmes de contrôle, de gestion centralisé (SCADA) et le poste de distribution HT-66KV.

Pour ces raisons les étapes de notre étude va prendre en compte uniquement la nouvelle unité de la centrale électrique.

Dans ce chapitre, on a présenté une description technique de la centrale électrique d'Alrar. On a commencé par la présentation de la turbine d'entraînement. Ensuite, on a expliqué le principe de fonctionnement de l'alternateur, ainsi que leurs éléments constitutifs. Puis, on a précisé notre étude par la description technique du système d'excitation du générateur synchrone, et on a terminé le chapitre par une conclusion.

III.2. Le groupe turboalternateur

C'est l'ensemble turbine et alternateur accouplé mécaniquement par un réducteur de vitesse (5000 à 1500 tr/min), destiné pour la production de l'énergie électrique (Figure III.1).

Il est constitué principalement de :



Figure III.1 : Schéma du turboalternateur de la nouvelle centrale électrique

III.2.1. La turbine à gaz

III.2.1.1. Description technique

C'est une turbine à gaz de série lourde et de type MS5001 DLN ($P_m=26,3\text{MW}$, $W=5100\text{tr/min}$) à une ligne d'arbre et cycle simple avec un système de combustion DLN à dix chambres de combustion [9], elle produit de l'énergie mécanique destinée pour l'entraînement de l'alternateur (Figure III.2).

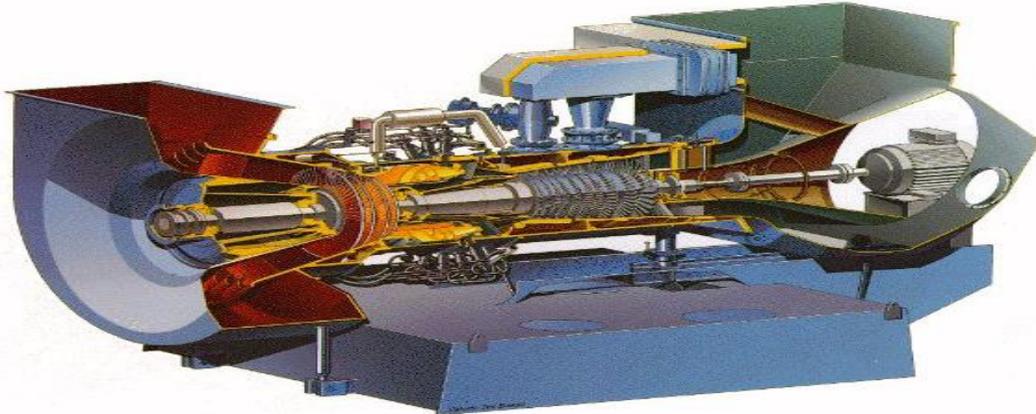


Figure III.2 : Schéma de la turbine à gaz d'entraînement de l'alternateur [9]

L'ensemble turbine à gaz MS5001 comprend six sections majeurs [9] (Figure III.3) :

- Entrée d'air,
- Compresseur,
- Système de combustion DLN,
- Turbine,
- Echappement,
- Système de soutien (auxiliaires).

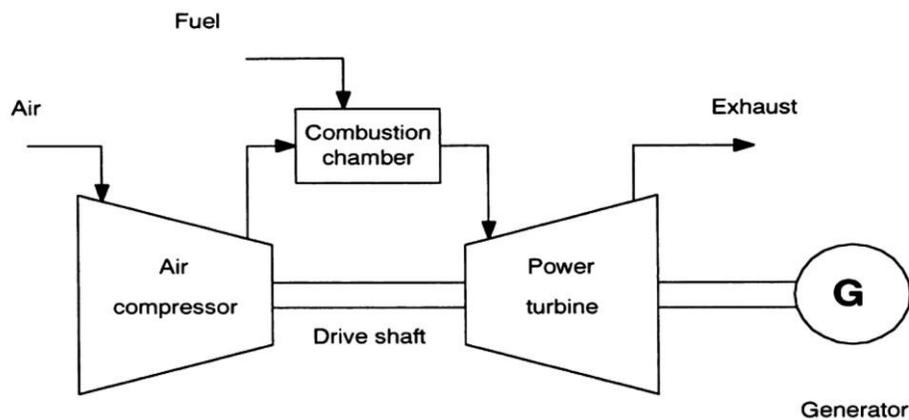


Figure III.3 : Schéma d'une turbine à une ligne d'arbre

III.2.1.2. Systèmes de gestion de la turbine à gaz

Le système de gestion de la turbine à gaz prend essentiellement, le contrôle de la vitesse de l'arbre de la turbine (la fréquence coté générateur électrique), du fait que tous les systèmes d'alimentation électrique exigent une fréquence à un écart minimal (écart de la vitesse de la turbine), même dans le cas d'augmentation de la puissance [9].

Il existe deux méthodes principales pour le contrôle de la vitesse de la turbine :

a) Droop contrôle

Elle prend la forme de « contrôle proportionnel » dans la terminologie de la théorie de contrôle, et nécessite une erreur de vitesse en régime permanent pour gréer le contrôle nécessaire au feedback, signifiant la chute de la vitesse de la turbine (et donc la fréquence du générateur) suite à l'augmentation de la charge (en générale chute de 04% à 100% de la charge) [9].

Droop contrôle constitue la méthode la plus simple du système de partage entre les groupes turboalternateurs connectés dans le même ilotage.

b) Isochrone contrôle

Il prend la forme de « contrôle intégrale » et met l'erreur à zéro, la vitesse au niveau de l'arbre de la turbine est constante et une fréquence constante pour les systèmes d'alimentation électrique, ceci est efficace uniquement pour le système d'alimentation à un seul générateur qui est rarement utilisé [9].

Pour les situations où le générateur fonctionne en parallèle avec d'autres générateurs en Droop contrôle qui fournissent une puissance constante pour des systèmes d'alimentation particuliers. Dans ce cas le contrôle sera fait avec l'ajustement haut/bas des points des consignes des générateurs en Droop par la commande du générateur isochrone.

III.2.2. L'Alternateur

L'alternateur, constituant l'outil de production de l'énergie électrique de la centrale, est une machine synchrone à pôles saillants, entraîné par une turbine à gaz à travers un réducteur de vitesse (5000 à 1500tr/min). Elle est principalement composée de trois enroulements au stator et un enroulement au rotor.

Les caractéristiques techniques de l'Alternateur sont :

Tableau III.1 : Les caractéristiques techniques de l'Alternateur [10]

Power	:	22938 kVA	Manufacturer	:	Brush Hma B.V.
Speed	:	1500 Rpm	Type	:	DG185ZL-04
Voltage	:	11500 V	Machine N°	:	410182-01
Current	:	1152 A	Standard	:	IEC 60034-1
P.F.	:	0.8	Altitude	:	Sea-Level
Phases / Frequency	:	3 / 50 ~ / Hz	Protection	:	IP 55
Exc. Voltage	:	59 Vdc	Year of Manufacture	:	2009
Exc. Current	:	663 Adc	Duty	:	Continuous
Amb temperature	:	45 °C	Insul. cl. Stator/Rotor	:	F, temp rise to B
Customer's Unit N°	:	GTG-03			

Le générateur est composé des éléments suivants :

III.2.2.1. Stator

C'est la partie statique du générateur, il est constitué de :

III.2.2.1.1. Carcasse du stator

Il contient une structure fabriquée en acier entièrement soudée pour supporter l'ensemble complet du rotor, de l'excitatrice et du générateur à aimant permanent (PMG) [10].

III.2.2.1.2. Noyau feuilleté de stator

Le noyau feuilleté est constitué de segments en acier allié à la silicone à faibles pertes prennent la forme des encoches pour abriter les enroulements statoriques.

III.2.2.1.3. Bobinage du stator

Le bobinage du stator est constitué d'un enroulement double couche, consistant en des bobines enroulées en forme de diamant. Le nombre d'enroulements par bobine dépend de la tension finale nominale, tandis que le nombre de brins parallèles isolés séparément par tour dépend de l'intensité nominale de la machine [10].

Les bobines se composent d'enroulements en fil de cuivre isolé, séparés entre eux avec des inter-couches en papier de mica renforcé de toile de verre sont appliquées entre les enroulements de la bobine [10]. Ils contiennent des RTD (détecteur de température à résistance) qui sont implantés dans les espacements entre les deux côtés des bobines, pour avoir l'image thermique des enroulements du stator.

III.2.2.1.4. Stator de l'excitateur et PMG

Le stator de l'excitatrice ainsi que celle du PMG sont montés sur un support qui est vissé à l'intérieur du blindage d'extrémité, monté à l'extérieur de la machine du côté non entraîné [10].

Les caractéristiques techniques de l'excitateur sont :

Tableau III.2 : Les caractéristiques techniques de l'excitateur [10]

Power	:	kW	Type	:	DG
Voltage	:	59 Vdc	Machine N°	:	410182-01
Current	:	663 Adc	Speed	:	1500 Rpm
Field voltage	:	38 Vdc	Phases / Frequency	:	3 / ~ / Hz
Field current	:	6,2 Adc			

Les caractéristiques techniques du générateur à aimants permanents (PMG) sont :

Tableau III.3 : Les caractéristiques techniques du générateur à aimants permanents [10]

Power	:	VA	Type	:	ND 540/40
Phases / Frequency	:	1 / 250~ / Hz	Machine N°	:	410182-01
Voltage	:	225V			
Current	:	A			

III.2.2.2. Rotor

C'est la partie tournante du générateur, il est constitué de :

III.2.2.2.1. Corps du rotor [10]

Le rotor est pourvu de pôles saillants réalisés en acier plein, l'arbre est constitué d'une pièce forgée monobloc avec quatre corps polaires forgés. Cet arbre présente d'excellentes propriétés mécaniques et magnétiques.

Après avoir installé la bobine du rotor autour du corps polaire forgé, les épanouissements polaires sont vissés sur la pièce centrale.

III.2.2.2.2. Bobine du rotor [10]

Quatre bobines identiques, montées autour des corps polaires, sont reliées en série pour former le bobinage du rotor. La liaison en série garantit une excitation symétrique complète, chaque bobine est constituée en cuivre nu, qui assure aussi le refroidissement de la bobine. L'isolement entre spires est réalisé en Normex revêtu de résine époxy.

III.2.2.2.3. Rotor du PMG [10]

Le rotor du PMG (générateur à aimants permanents) consiste en une pièce centrale avec des aimants permanents et il est monté en série sur l'arbre du rotor.

L'ensemble du PMG est hautement magnétique et susceptible d'entraîner des dommages aux dispositifs mécaniques de petite taille par champ magnétique et d'effacer des données enregistrées sous formes magnétique.

III.2.2.2.4. Pont redresseur [10]

Le pont redresseur tournant est à construction monobloc, monté serré sur l'arbre de rotor et comporte six (06) diodes de puissance haute qualité qui sont agencées dans une connexion à pont triphasé.

Les diodes sont largement surdimensionnées pour les tensions inverses de pointe et pour l'intensité nominale. Le pont redresseur tournant est protégé contre d'éventuelle surtension de commutation par deux circuits RC.

III.2.2.3. Instruments

Le générateur est doté d'instruments pour assurer la protection et la surveillance dont les principaux instruments et leur fonctionnement de base sont illustrés comme suit :

- **RTD (détecteur de température à résistance)** : pour la mesure de la température de bobinage statoriques (100 ohms à 0C°).
- **TC (transformateur de courant)** : pour la mesure du courant électrique.
- **TT (transformateur de tension)** : pour la mesure de la tension électrique.
- **Sondes de vibrations de proximité (sans contact)** : Deux sondes positionnées à 90 °C l'une de l'autre sur les paliers, permettent d'obtenir une lecture des mouvements de l'arbre.
- **Mesure de défaut de mise à la terre de rotor** : La pratique de cette mesure est utilisée pour les générateurs avec excitatrice sans balais est que le bobinage du rotor (champ principal) soit isolé complètement de la terre de telle sorte qu'en cas de défaut unique de la mise à la terre, le générateur puisse continuer à fonctionner [10]. Toutefois, un deuxième défaut de mise à la

terre entrainera un court-circuit du bobinage qui nécessitera un accord immédiat et une action corrective [10].

III.2.2.4. Panneau de commande et contrôle (GEP)

Le panneau d'excitation de générateur (GEP) est une armoire autoportante contenant deux AVR numériques et les dispositifs électriques, notamment les alimentations électriques, les appareils de contrôle, les boutons constituent le système de commande et contrôle indépendant.

- Régulateur de tension automatique (AVR) :

L'AVR (Régulateur Automatique de Tension) assure le contrôle et la régulation de la tension du générateur. Il dispose de deux sources d'alimentation [15] :

- Une tension d'alimentation CC pour les circuits de commande (à partir d'une alimentation CA ou CC externe),
- Un générateur à aimants permanents (PMG) en tant que source d'alimentation pour l'amorçage de l'excitateur sans balais du générateur.

L'AVR détecte la tension et le courant du générateur via les transformateurs de tension et de courant, par contre les valeurs de tension et d'intensité de champ de l'excitateur sont détectés en interne dans l'AVR [15].

- Panneau de commande :

- Commande Local/Remote : effectuée avec un commutateur qui permet à l'opérateur de sélectionner le lieu de commande GEP ou SCADA.

- Commande Manuel/Auto/Var-pf : opérée par un commutateur pour avoir les trois modes :

- **Manuel** : la commande du système d'excitation s'effectue manuellement avec bouton augmenté/démuni (boucle de régulation ouvert).
- **Automatique** : est assurée par l'AVR qui prend le relais pour contrôler le système (boucle de régulation fermée).
- **Var-pf** : dans ce mode l'AVR est maintenu à une valeur de consigne prédéfinie ou le Pf est maintenu est à une valeur de consigne prédéfinie.

La Figure III.4 montre le schéma fonctionnel de l'alternateur :

- GS : générateur à aimant permanent, excitatrice sans balais, générateur synchrone principale,
- A12T : plaque d'excitation,
- EC : contrôleur d'excitation,
- EFCB : contacteur de suppression,
- G : convertisseur de secteur.

III.2.2.5.1. Constitution

Le système d'excitation se compose principalement avec des pièces constituent l'alternateur, instruments et des contrôleurs abrités dans l'armoire de commande et contrôle de la tension et courant d'excitation de l'alternateur, comme indiqué dans le schéma fonctionnel Figure III.3.

- Générateurs synchrones (GS) :

Ces sont les éléments constituant l'alternateur : générateur à aimants permanents et l'excitatrice sans balais. Les caractéristiques techniques et le descriptif de ces éléments sont déjà donnés antérieurement.

- Module d'excitation (A12T) :

Le A12T est un système complet d'excitation bi-canal, chaque canal inclus un contrôleur d'excitation PRISMIC A50, fonctionne en redondance avec le second contrôleur, et un rectificateur de puissance thyristor [15]. Chaque contrôleur d'excitation est alimenté par PMG et de l'alimentation auxiliaire en AC. Il est constitué des éléments suivants (Figure III.6) :

- A : Contrôleur d'excitation et convertisseur de secteur du canal "A",
- B : Contrôleur d'excitation et convertisseur de secteur du canal "B",
- C : Connecteur pour la connexion de la plaque de montage au pupitre opérateur local,
- D : Contacteur de suppression de champ pour de-excitation émergente de l'excitateur.

Les caractéristiques techniques sont [15] :

- Type : PRISMIC A12T
- Variable de tension d'alimentation : 1~85-264V, 48-480Hz, 20A
- Tensions d'alimentation auxiliaires : =24V, 3A
- Courant de sortie nominal : 20A
- Courant de sortie max. : 30A / 10s

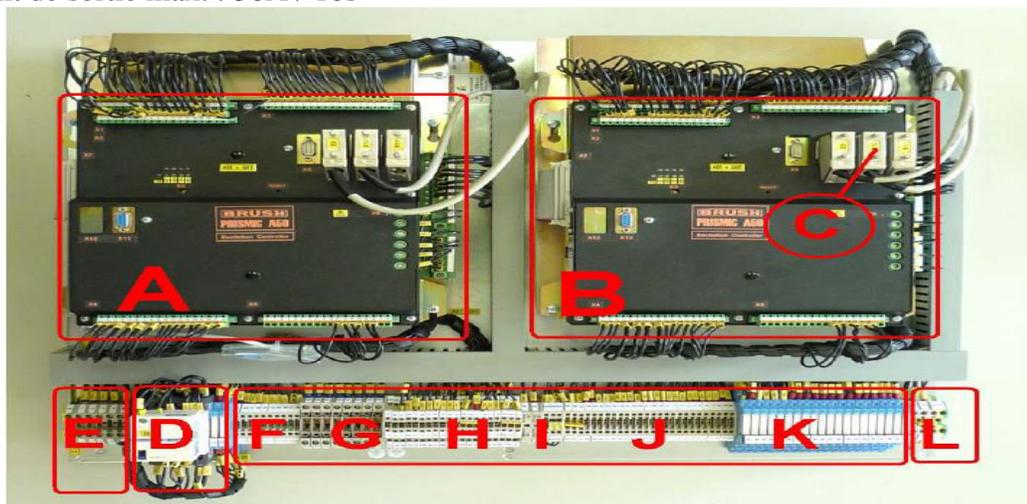


Figure III.6 : Schéma du module d'excitation A12T [15]

- Contrôleur d'excitation (PRISMIC A50) [15] :

Le PRISMIC A50 est un puissant contrôleur d'excitation basé sur un microprocesseur destiné au contrôle des systèmes d'excitation de générateurs synchrones avec soit un contrôle de champ de générateur, soit un contrôle de champ d'excitation.

Les caractéristiques principales sont :

- Contrôle automatique de la tension aux bornes du générateur ($V_n \pm 0,25\%$),
- Limiteur de sous et surexcitation,
- Régulation de la puissance réactive ou du facteur de puissance,
- Égalisation de la tension du générateur avec tension du réseau avant la phase de synchronisation,
- Contrôle manuel/régulation du courant d'excitation générateur (excitateur),
- Contrôle automatique des processus de START (démarrage) et de STOP (arrêt) dans les systèmes d'excitation,
- Fonction de diagnostic automatique, transition automatique entre les modes de régulation et les contrôleurs d'excitation redondants,
- Diagnostic de rectificateur à thyristors,
- Diagnostic de rectificateur de diode rotative,
- Interfaçage facile avec le système SCADA - I/O, lien en série avec protocole standard.

III.2.2.5.2. Description fonctionnelle du régulateur d'excitation

L'objectif du régulateur est d'assurer le fonctionnement stable du générateur dans les limites définies par le diagramme de capacité et de respecter une limitation temporelle de surcharge.

Il consiste en une boucle de régulation de tension aux bornes du générateur, boucle de régulation du courant d'excitation et des circuits pour générer les pulsations de contrôle du rectificateur thyristor.

- Fonctionnement du régulateur en mode PID :

La boucle de contrôle agit sur la différence entre la tension de référence et la valeur mesurée aux bornes du générateur (générateur en charge), corrigée par la compensation de la puissance réactive, les limiteurs et le stabilisateur d'alimentation du système dans le régulateur PID avec la fonction de transfert :

$$K_p + \frac{K_I}{s} + \frac{sK_D}{1 + sT_D}$$

Le limiteur de tension de sortie est situé sur la sortie du régulateur de tension PID, il a deux niveaux d'ajustement de limitation (V_{RMIN} et V_{RMAX}) selon le type de faille.

- Fonctionnement du régulateur en mode proportionnel (P) [15] :

Dans le système d'excitation sans balais, le régulateur est pourvu d'une boucle interne d'excitateur de courant d'excitation, qui a la caractéristique proportionnelle.

Aussi également pourvu d'un retour dérivatif de stabilisation pris du courant d'excitation de l'excitateur ou du courant d'excitation du générateur.

III.2.2.5.2.1. Boucle de régulation de tension aux bornes du générateur

La boucle de régulation de la tension est caractérisée selon les deux modes de fonctionnement du générateur [15] :

- Fonctionnement "en charge" normale, la boucle de régulation de tension prend les caractéristiques d'un régulateur PID.
- Fonctionnement sous surveillance automatique (synchroniseur automatique, régulateur de puissance, régulation de facteur de puissance), la fonction de transfert a uniquement la caractéristique proportionnelle.

La boucle de régulation de tension aux bornes du générateur consiste en [15] (Figure III.7) :

- Réglage de référence de la tension aux bornes du générateur,
- Correction de la tension aux bornes du générateur par courant réactif,
- Stabilisateur de système d'alimentation,
- Limiteur de courant rotor,
- Limiteur de courant stator,
- Limiteur sous-excitation,
- Limitation de la tension aux bornes du générateur, taux U/f de limitation avec délai inversement proportionnel à la proportion U/f excédant la limite prédéterminée,
- Limiteur de tension aux bornes du générateur,
- Limiteur de sortie régulateur.

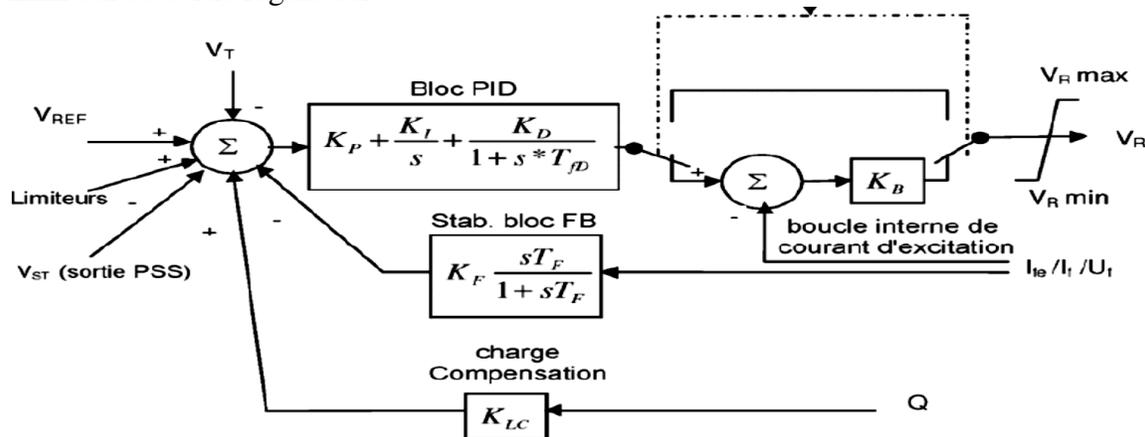


Figure III.7 : La boucle de régulation de tension aux bornes du générateur [15]

Avec :

- K_B : Gain proportionnel de régulateur de courant d'excitation,
- K_D : Gain dérivatif de régulateur de tension,
- T_{FD} : Constante temps filtrage,
- K_I : Gain intégral de tension de régulateur,
- K_P : Gain proportionnel régulateur de tension,
- K_F : Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation,
- T_F : Constante de temps du stabilisateur du système de contrôle d'excitation,
- K_{LC} : Coefficient proportionnel de la compensation de la puissance réactive,
- V_R : Tension sortie régulateur,
- V_T : Tension aux bornes du générateur,
- V_{ST} : Sortie de système de stabilisateur de puissance,

V_{REF} : La valeur de référence préréglée.

a) Circuit de réglage de la tension de référence (V_{REF}) :

Le réglage de la tension de référence aux bornes du générateur se fait avec les boutons de contrôle augmenté/diminuer, ajustables dans la plage de réglage minimum et maximum.

L'ajustement de la valeur préréglée est effectué continuellement, mais sous contrôle du régulateur de facteur de puissance et égalisateur de tension.

b) Stabilisateur de système d'alimentation :

Le but du stabilisateur de système d'alimentation est d'amortir les balancements en basse fréquence du rotor du générateur synchrone grâce à un régulateur automatique de tension [15]. Ces balancements sont principalement influencés par la conception du générateur, la réactivité de la connexion du générateur au réseau et aux réglages et à la qualité du système d'excitation, qui est conçu d'être constant et égal à la puissance mécanique à l'entrée [15].

Pour pallier au problème de balancement, le régulateur est équipé de deux types de systèmes de stabilisateur de puissance pour augmenter la stabilité et l'amortissement des oscillations du rotor pendant les états de transit du générateur.

c) Les limiteurs :

Les différents types des limiteurs présentés à la Figure III.8 sont comme suit:

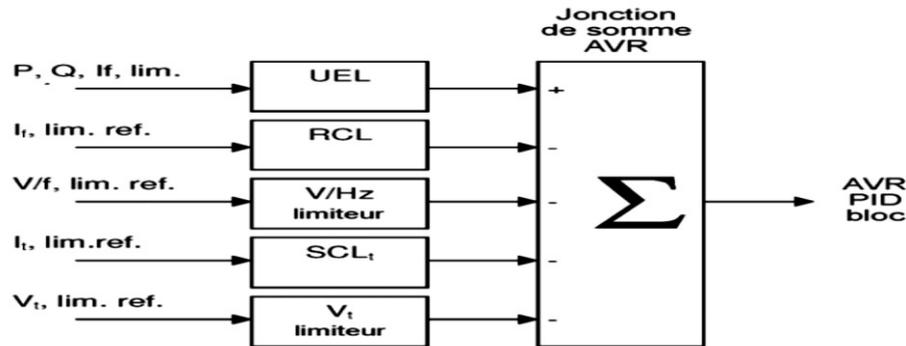


Figure III.8 : Détail de la connexion du signal limiteur à l'AVR [15]

- Limiteur de courant rotor :

Le limiteur prend la forme intégrale avec délai temporisé en fonction de l'augmentation de courant pendant la limite déterminée I_{fm} à la condition $I_f < I_{fM}$ [15].

Si la limite de courant de rotor I_{fm} est dépassée, le circuit de délai commence à temporiser et après le délai temporel T_z donné par la surcharge de courant, le limiteur diminue le courant jusqu'à la valeur déterminée I_{fm} .

Si le courant de rotor dépasse le niveau de I_{fM} , le limiteur diminue le courant jusqu'à la valeur déterminée I_{fM} sans délai, en même temps le circuit de délai se met en route et, une fois le délai temporel passé, le courant au rotor va diminuer d'avantage jusqu'à la limite I_{fm} .

Avec :

I_{fm} : Valeur continue du courant d'excitation (action du limiteur retardée),

I_{tM} : Valeur maximale du courant d'excitation, (action du limiteur immédiate),
 T_z : Temps du délai d'intervention du limiteur (dépend de la valeur courant actuelle du rotor),
 I_f : Valeur actuelle du courant d'excitation.

- Limiteur de courant stator :

Le limiteur prend la forme intégrale avec délai temporisé en fonction de l'augmentation de courant pendant la limite déterminée I_{tm} à la condition $I_t < I_{tM}$ [15].

Si la limite de courant du stator I_{tm} est dépassée, le circuit de délai commence à temporiser et après le délai temporel T_z donné par la surcharge de courant, le limiteur diminue le courant jusqu'à la valeur déterminée I_{tm} .

Si le courant du stator dépasse le niveau de I_{tM} , le limiteur diminue le courant jusqu'à la valeur déterminée I_{tM} sans délai, en même temps le circuit de délai se met en route et, une fois le délai temporel passé, le courant au stator va diminuer d'avantage jusqu'à la limite I_{tm} .

Avec :

I_{tm} : Valeur continue du courant de générateur (action du limiteur retardée),
 I_{tM} : Valeur maximale du courant de générateur, (action du limiteur immédiate),
 T_z : Temps du délai d'intervention du limiteur (dépend de la valeur courant actuelle du stator),
 I_t : Valeur actuelle du courant de générateur.

L'interaction du limiteur de courant du stator à la boucle de régulation est différente pour les zones surexcitées et sous -excitées du diagramme de capacité. Le générateur est désexcité dans les cas de surexcitation, le générateur est excité dans les cas de sous-excitation. Si la valeur de tension active excède la limite de la tension de stator, le limiteur maintient le point d'opération du générateur à la valeur zéro de tension de stator, quand le régulateur d'excitation est en opération).

- Limiteur de sous-excitation :

Le limiteur de sous-excitation prend la fonctionnalité d'un régulateur PI avec limitation de sortie à polarité positive [15]. Le contrôle est basé sur la différence entre la limite UEL de Q effectivement calculée et la valeur actuelle mesurée.

Les valeurs P_0 , Q_0 , Q_1 déterminent les distances des intersections de lignes de marge avec les axes pertinents, elles sont ajustées dans le programme en unité relatives de puissance apparente. Le retour stabilisateur du courant d'excitation du générateur est adaptable selon la valeur de puissance active (Figure III.9).

Avec :

UEL : Sous excitation limite (Under Excitation Limit),
 P_0 : UEL point limite P_0 (zéro Vars),
 Q_0 : UEL point limite Q_0 (zéro Watts),
 Q_1 : UEL point limite Q_1 (zéro Capacitif Vars & zéro Watts).

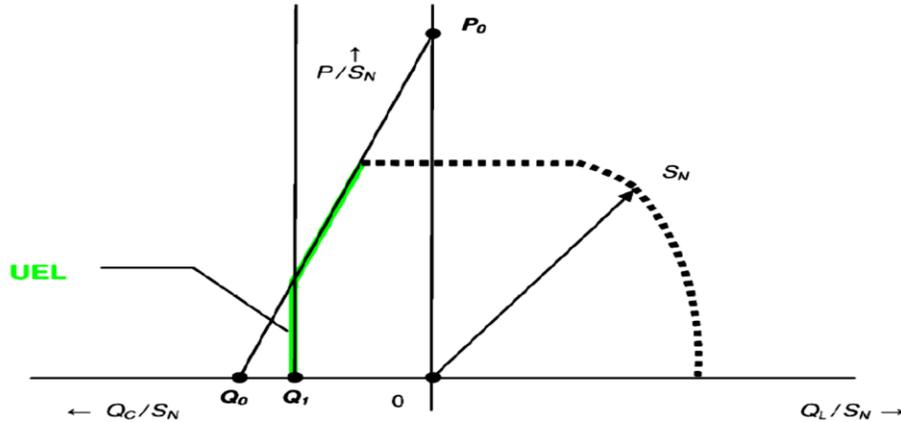


Figure III.9 : Description de zone limiteur UEL [15]

- Limiteur V/Hz (sur excitation) :

Le limiteur est utilisé en tant que régulateur intégral avec action retardée en cas de l'excès de la valeur effective V/Hz par rapport à la valeur déterminée (V/Hz)_m [15].

Quand la limite (V/Hz)_m est dépassée et après que le délai temporel T_z soit expiré, des éléments de l'intervention du limiteur se mettent en route. Par cette intervention le régulateur d'excitation diminue l'excitation du générateur de manière pour que le taux V/Hz retourne à sa limite.

Avec :

T_z : temps de délai de l'intervention du limiteur,

V/Hz : valeur actuelle du rapport V/Hz,

(V/Hz)_m : Limite de sur-flux.

- Limiteur de tension aux bornes du générateur :

La limitation de tension aux bornes du générateur est réalisée en tant que régulateur intégral, lorsque le niveau de tension déterminé aux bornes du générateur est dépassé, donc le limiteur maintient la tension aux bornes du générateur dans la limite, même en cas d'augmentation du réglage de référence [15].

d) Régulateur supérieur :

- Egalisation de tension :

L'égalisateur de tension évalue la différence entre la tension aux bornes des générateur et celle du réseau. Cette déviation affecte le réglage des ajustements de tension aux bornes du générateur, alors que le changement de réglage de tension de référence dépend de l'erreur déterminée par le contrôle de l'égalisateur.

Quand la valeur absolue de l'erreur est plus élevée que 5 % V_{REF}, le réglage change avec la tendance constante ou dépend de l'intégrale de la déviation de contrôle de l'égalisateur [15].

- Régulation de puissance Q et régulation PF :

La boucle de contrôle de Var/PF fonctionne au-dessus de la boucle de tension, lors de contrôle Var/PF la boucle de contrôle de tension prend l'action proportionnelle P et la boucle Var/PF fonctionne en tant que régulateur intégrale.

L'action de contrôleur Var/PF affecte le réglage de tension de référence, dont l'ajustement V_{REF} à ses limites se fait avec l'action P non PID, lorsque le contrôleur Var/PF est actif. Au cas où les limites du diagramme de capacité sont dépassées, les ajustements de V_{REF} s'effectuent dans la zone de fonctionnement sécurisée pour le contrôleur Var/PF laquelle est définie par la variable R143 qui est réglée pour 3% de la limite effective [15] (Figure III.10).

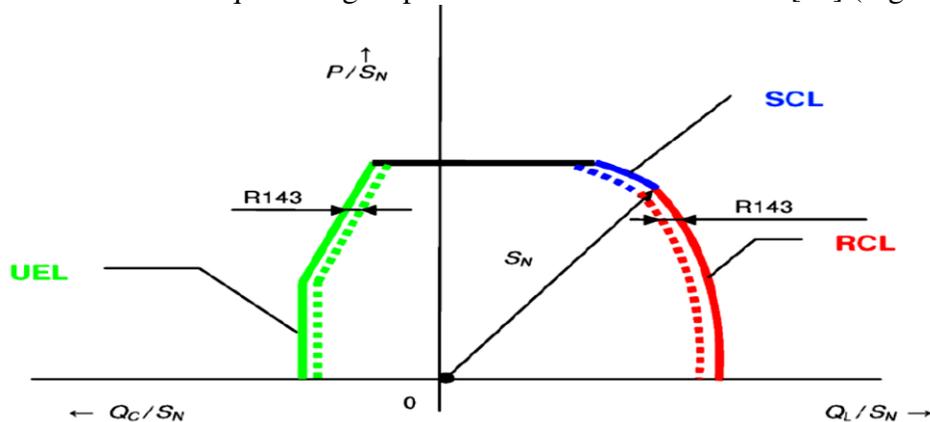


Figure III.10 : La zone de fonctionnement sécurisée pour le contrôleur Var/PF [15]

Avec :

SCL : Limiteur courant stator (Stator Current Limit),

RCL : Limiteur courant rotor (Rotor Current Limit),

R143 : Zone de fonctionnement sécurisée pour le contrôleur Var/PF.

Dans ce mode de régulation de l'erreur entre la valeur de référence et mesurée de la puissance réactive est corrigée par l'ajustement de réglage de la tension de référence aux bornes du générateur (en prenant également les limiteurs en considération).

Le régulateur de facteur de puissance fonctionne en tant que régulateur de puissance réactive, mais sa valeur de référence correspond au facteur de puissance de référence.

III.2.2.5.2.2. Régulateur de courant d'excitation

Le régulateur de courant d'excitation est de type P, voir Figure III.11, dont la boucle de régulation a son propre réglage de référence du courant d'excitation, qui est contrôlée par les commandes d'ajustement augmenter/diminuer.

Le transfert de régulation de courant d'excitation peut être initialisé par la présélection du mode (Auto/Manu) ou la défaillance de "l'unité capteur".

Si un défaut sur "l'unité capteur" se produit et que le générateur fonctionne sur le réseau, les valeurs de limite du courant d'excitation sont ajustées de manière à empêcher le fonctionnement du générateur dans les zones surexcitées et aussi pour empêcher l'excès de la tension maximale du rotor du générateur.

Si le générateur est déconnecté du réseau, le réglage de référence de courant d'excitation du générateur est établi à la valeur correspondant au fonctionnement sans charge.

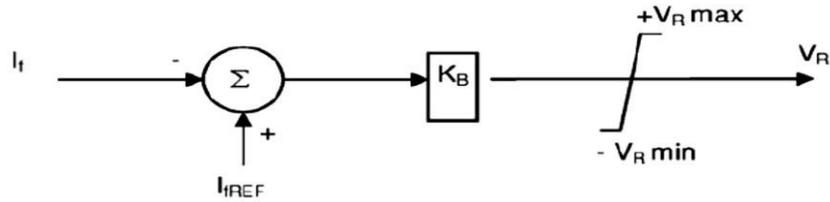


Figure III.11 : Structure du régulateur de courant d'excitation [15]

La représentation des points de fonctionnement du générateur avec les contraintes sus citées dans le diagramme de capacité sont arrêtés par les deux paramètres I_f et I_{fe} , qui sont opérés selon les valeurs de références.

La référence maximum de courant d'excitation (I_f / I_{fe_ref}) est limitée par le courant d'excitation nominal, qui n'a pas de pré-réglage spécifique et il est assumé simplement comme 1 p.u [15].

La référence minimale du courant d'excitation est limitée par la valeur du courant d'excitation I_{F1} requise pour activer $\cos\phi$ égal à 1, quand P_n et V_{tn} égal à 1 [15].

La valeur minimale accessible de référence du courant d'excitation est choisie pour fournir une distance d'isolement par rapport à UEL, générée après la défaillance du capteur, le point de fonctionnement du générateur est transféré du point X au point Y (Figure III.12).

Dans des circonstances particulières la courbe peut se déplacer d'avantage dans la zone de sous-excitation en abaissant le pré-réglage I_{F1} mais ce n'est pas recommander pour un usage normal.

Si le point de fonctionnement du générateur est situé à l'intérieur de la zone déterminée par les deux courbes alors le transfert de régulation de la boucle de courant d'excitation est facile [15].

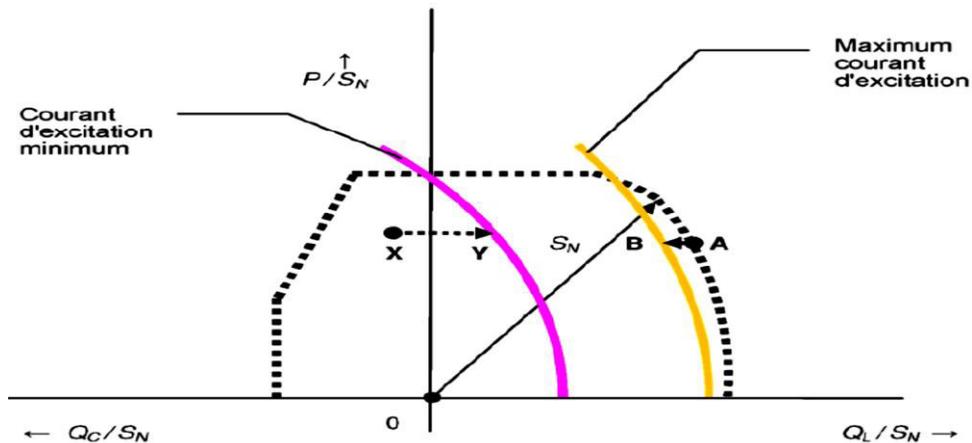


Figure III.12 : Prévention de sous-excitation pendant la régulation de courant d'excitation [15]

III.2.2.5.2.3. Fonction de surveillance

Cette fonction est uniquement utilisée dans le système A50 doubles AVR, où l'un fonctionne comme principal et le second en veille, elle intervient lorsque le fonctionnement du générateur dévient au-delà du limiteur AVR [15] comme indiqué à la Figure III.13.

Les points de réglage de cette fonction doit être en dehors de l'enveloppe du limiteur et elle entre en activité lorsque le limiteur ne contrôle pas le générateur dans les limites requises, ceci initie un transfert facile depuis l'AVR principal vers l'AVR de veille. Le retour à l'état initial qu'après l'initialisation de l'AVR principale.

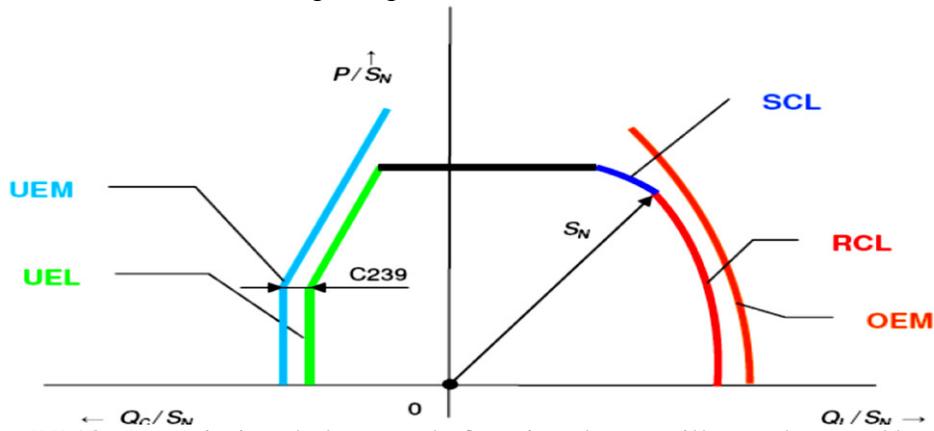


Figure III.13 : Description de la zone de fonction de surveillance de contrôleurs [15]

Avec :

OEM : Haut contrôleur d'excitation,

UEM : Bas contrôleur de sous excitation.

III.2.2.5.2.4. Synchronisation

L'AVR Prismic A50 inclus une disposition pour la synchronisation de générateur avec les autres générateurs, d'où la tension aux bornes (par le biais du contrôleur d'excitation AVR lui-même) et la vitesse du générateur (par le biais de la commande du gouverneur de la turbine) sont régulées automatiquement dans ce mode afin de remplir les conditions nécessaires à la synchronisation.

Les paramètres suivants sont communs pour tous les points de synchronisation [15] :

- Limite de glissement maximal permissible,
- Différence maximale permissible entre tension réseau et tension générateur,
- Facteur de longueur de pulsation pour commande de réglage de vitesse,
- Facteur de longueur de pulsation pour commande de réglage de tension bornes.

III.2.2.5.2.5. Diagnostic de redresseur tournant

Quand la diode rotative est fautive, le composant signal AC apparaît dans le courant d'excitation de l'excitateur. La fréquence de ce signal est égale à [15] :

$$f = f_{gen} \frac{N_e}{N_g} \quad \text{III.1}$$

Avec :

f : fréquence de signal AC,

f_{gen} : fréquence générateur,

N_e : nombre de pôles exciteur,

N_g : nombre de pôles générateur.

A50 sépare les valeurs DC et les valeurs composants AC du courant d'excitation de l'excitateur, les deux valeurs sont comparées.

III.2.2.5.2.6. Diagnostic de rectificateur à thyristors

Pour ce diagnostic, le A50 prend des échantillons de :

- La tension d'excitation dans les points spécifiques. Ceux-ci sont des pulsations de la tension d'excitation et le nombre de pulsations dépend du type de rectificateur. Si l'un des thyristors se déclenche, une impulsion disparaîtra et le défaut sera évalué.
- Le voltage d'excitation et calcule le minima de voltage d'excitation qui correspond à l'angle de contrôle actuel et l'alimentation rectificateur. Si le voltage d'excitation est plus bas que la valeur calculée, le défaut sera évalué.

III.2.3. Système de contrôle et commande du groupe turboalternateur (MARK Vie)

C'est un système conçu pour être utilisé dans une vaste gamme d'application de contrôle et de protection de la turbine et générateur d'énergie :

Pour la turbine :

- Le démarrage automatique et la mise en séquence,
- La surveillance de la turbine et de l'équipement entraîné en cours de fonctionnement, ainsi que leur mise à l'arrêt normale et en cas des défauts de fonctionnement,
- Contrôle de la vitesse et protège la turbine contre les défauts,
- Autodiagnostic des défauts (affichage des alarmes et évènements).

Pour l'alternateur :

- Le contrôle et surveillance des paramètres :
 - Tension (V)
 - Intensité (A)
 - Fréquence (Hz)
 - Facteur de puissance ($\cos(\phi)$)
 - Puissance active (KW)
 - Puissance apparente (KVA)
 - Puissance réactive (KVAR)
- Synchronisation au niveau de jeu des barres 11.5KV,
- Communication avec le système de protection de l'alternateur.

Le système MARK Vie, a une structure flexible de redondance (TMR) en contrôleurs et en modules entrées et sorties. Il est constitué principalement de :

III.2.3.1. Trois contrôleurs identiques RST

Les contrôleurs prennent le nom de R, S et T dans le système, alors que chaque contrôleur est de type UCSA de haute performance désigné pour fonctionner en condition industrielle de température et régime continu le plus sévère (-40C° à 65C°), contient un processeur type Freescale MPC834 9E, 667Hz et mémoire de program flush jusqu'à 4GB [17].

En fonctionnement normal, chaque contrôleur reçoit des signaux d'entrées des modules d'E/S sur tous les réseaux, sélectionne les signaux d'entrée du TMR et calcule les algorithmes de l'application, envoie des signaux de sortie aux modules d'E/S et les données entre les contrôleurs pour la synchronisation.

III.2.3.2. Modules d'entrées et sorties (d'E/S)

Le module d'E/S est de type TMR, possède une carte processeur et une carte d'acquisition de données, il est conçu pour exécuter des algorithmes et de communiquer avec le contrôleur.

III.2.3.3. Interface Homme Machine HMI

L'HMI typique c'est un ordinateur fonctionne sous Windows, exploité avec le logiciel CIMPLICITY version 6 pour affichages des pages graphiques et commande des équipements et le logiciel TOOLBOX ST pour diagnostic et configuration du programme du projet.

III.2.3.4. Réseau de communication

Le réseau de communication sert pour l'échange des données entre le MARK VIe, les autres systèmes de contrôles et le site à travers des bus de communication, voir la Figure III.14.

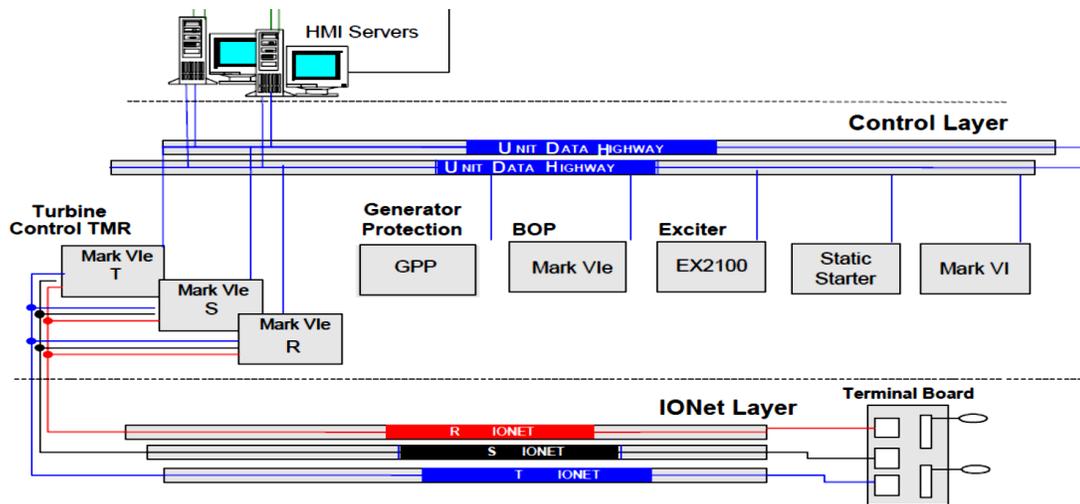


Figure III.14 : Schéma du réseau de communication [17]

III.3. Description du réseau électrique de la centrale d'Alrar

Le réseau électrique de la centrale illustré dans la Figure III.15, il se compose de double jeu de barres 66 kV, auxquelles les deux unités de production de l'électricité (ancienne et nouvelle) sont connectées.

Chacune est équipée de trois turbogénérateurs et tableau de distribution MT-11.5KV, pour alimentation les différentes charges, les sites voisins de la centrale par le réseau HTA-11.5KV et les sites éloignés par le réseau HTB-66KV via les transformateurs élévateurs 11.5KV/66KV et le poste HTB-66KV.

Ce réseau n'est pas connecté au réseau de distribution électrique national et fonctionne en îlotage (contrôle de fréquence et de tension). La fonctionnalité ou l'exploitation de la centrale est possible avec un seul îlotage ou deux îlotages :

- Un seul îlotage au poste 66KV avec coupleur (disjoncteur 252.BC) jeu de barres fermé,
- Deux îlotages séparés et constitués des jeux de barres JBA-66KV et JBB-66KV (disjoncteur de couplage 252-BC ouvert).

La gestion de ce réseau est assurée par un sous-système PMS (Power Management Système) intégré au système SCADA, il a pour mission la répartition des puissances active et réactive, surveillance et contrôle des paramètres techniques du réseau (tension et fréquence).

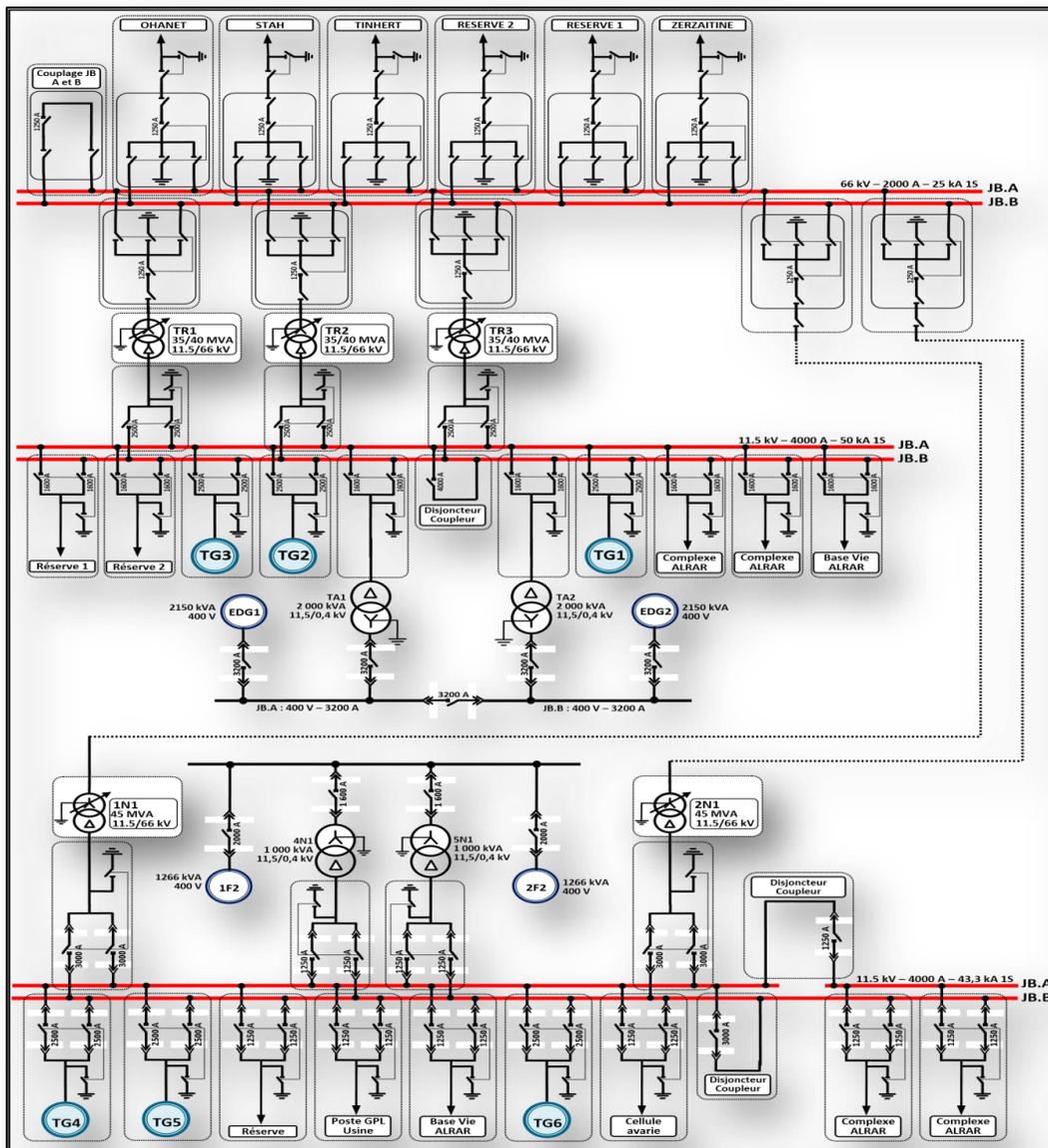


Figure III.15 : Schéma unifilaire du réseau électrique d'Alrar [18]

III.3.1. Contrôle de la fréquence et partage de la puissance active

Le contrôle de la fréquence se fait en deux étapes primaire et secondaire (CSF).

III.3.1.1. Contrôle primaire de la fréquence

Le contrôle primaire de la fréquence est réalisé par les turbogénérateurs de l'îlotage grâce à un régulateur de vitesse avec lequel ils sont équipés. Ce contrôle est effectué par un régulateur de typologie proportionnelle, la puissance instantanée générée est donc proportionnelle à la valeur de l'erreur sur la fréquence. Le facteur de proportionnalité entre la puissance et la fréquence est appelé « droop » ou « statisme ».

En régime de fonctionnement normal de turbogénérateur, le générateur produit une puissance P_0 à la fréquence f_0 (50hz), signifiant le balancement parfait de la puissance absorbée, par contre lorsque une augmentation de la charge absorbée à une valeur P_1 est enregistrée, on constate une diminution de la fréquence jusqu'à une valeur f_1 , dans cette hypothèse le système restera stable mais à une fréquence différente à celle de nominale, ce qui est confirmé par l'équation :

$$\left(\frac{\Delta f}{f_n} \right) = d \cdot \left(\frac{\Delta P}{P_n} \right) \quad \text{III.2}$$

Où d est la valeur de Droop.

III.3.1.2. Contrôle secondaire de la fréquence (CSF)

Le CSF intervient en secondaire après le contrôle primaire de turbine pour remettre la fréquence à sa valeur nominale, en intervenant sur le « set points » des générateurs qui fonctionnent parallèlement sur le même îlotage.

L'action du CFS est représentée sur la Figure III.16 qui montre un transitoire de fréquence survenu à la suite d'une augmentation imprévue de la charge (à l'instant t_0), en absence du CFS la fréquence du système se stabilise autour d'une valeur f_1 (inférieure à celle nominale) alors que la valeur du CFS actif est mentionnée sur celle nominale f_0 [18].

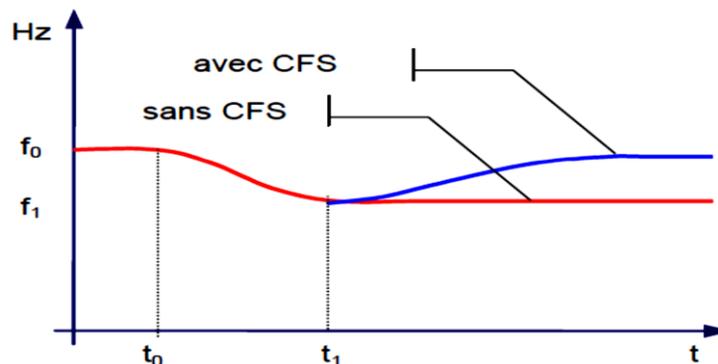


Figure III.16 : Effet du contrôle secondaire de la fréquence CSF [18]

III.3.1.3. Partage de la puissance Active

La fonction CSF fait aussi le partage de la charge sur les générateurs de même îlotage, en réalisant le Load Sharing Control (LS), et ce afin de partager la charge d'une manière égale sur les générateurs actifs dans le but de maximiser la fiabilité du système.

III.3.2. Contrôle de la tension et partage de la puissance réactive

Le contrôle de la tension et la puissance réactive a deux objectifs principaux :

- Le maintien du niveau de tension demandé dans chaque îlotage du système,
- La subdivision d'une manière équilibrée de la demande de puissance réactive entre tous les générateurs qui sont raccordés à l'îlotage.

III.3.2.1. Contrôle primaire de la tension

Chaque générateur est doté d'un propre contrôleur (régulateur) de tension, qui réalise le contrôle de tension primaire.

Le contrôle primaire est basé sur un régulateur de topologie proportionnelle, donc la valeur instantanée de la puissance réactive produite est proportionnelle à l'erreur relevée sur la tension.

III.3.2.2. Contrôle secondaire de la tension (CST)

Le contrôle Secondaire de Tension (CST) est basé sur un contrôle de topologie Proportionnelle intégrale (PI) qui annule l'erreur sur la tension par rapport à la valeur de référence.

Le fonctionnement du système CST est jugé normal lorsque le facteur de puissance est élevé (facteur de puissance au tour de 0.9) et la puissance réactive est d'environ la moitié de celle active.

III.3.2.3. Partage de la puissance réactive

Quand plusieurs générateurs fonctionnent en parallèle sur le même îlotage la puissance réactive qu'ils produisent peut engendrer un déséquilibre vu que la réponse de chaque contrôleur est différente.

La fonction de Sharing de la puissance réactive a l'objectif d'équilibrer la production de réactive entre tous les générateurs du même îlotage, en conformité avec la dimension de chaque générateur.

La fonction CVV (Contrôle Volt/Var) est coordonnée avec la fonction de Contrôle Secondaire de Fréquence (CSF) et le système de Load Sharing (LS).

III.4. Conclusion

A l'issue de ce descriptif détaillé de la centrale électrique, notamment ses systèmes de contrôle des paramètres de l'énergie électrique produite, tension, fréquence, puissance active et réactive, nous avons constaté que ces systèmes utilisés sont de technologie numérique et de la dernière génération, mais malgré cela la qualité de l'énergie produite présente quelques insuffisances et perturbations remarquables, du fait que :

L'effet capacitif de la ligne électrique aérienne engendre souvent des perturbations et dépassement de la tension nominale des générateurs.

Le contrôle CST engendre des fluctuations de la tension et de la puissance réactive du réseau électrique.

Dans ce chapitre, on a donné une description technique des turboalternateurs et du réseau électrique de la centrale électrique d'Alrar, de leurs systèmes de contrôle, et on a détaillé le système d'excitation de la génératrice synchrone qui régule la tension aux bornes de l'alternateur et assure le fonctionnement stable de ce dernier.

Chapitre IV :

Modélisation et Simulation de l'Alternateur d'Alrar

IV.1. Introduction

L'énergie disponible sous diverses formes est très souvent transformée en énergie électrique. Ceci présente un réel avantage du fait de sa facilité de transport et d'utilisation dans divers domaines de la vie courante. Ainsi plusieurs sources d'énergie sont utilisées pour la production de l'électricité. La première étape dans la production d'électricité est la transformation des sources d'énergie primaires (vent, eau, charbon, nucléaire, soleil, ...) en énergie mécanique. A partir de cette dernière forme d'énergie, la conversion en électricité via des machines telles que la génératrice synchrone se fait plus facilement et surtout présente un rendement très satisfaisant (proche de 99 %) [19].

Dans ce chapitre, nous nous intéresserons à ce mode de conversion d'énergie grâce à la génératrice synchrone. C'est ainsi qu'une attention particulière sera portée sur la modélisation de celle-ci.

La modélisation de la machine synchrone est la conception d'un modèle qui permet de d'écrire son fonctionnement statique et dynamique. Parmi les objectifs de la modélisation, on peut citer la compréhension, l'identification, la simulation, le diagnostic, la commande et la conception d'un prototype. L'objectif choisi et les hypothèses simplificatrices prises en compte ont une influence directe sur le choix de la méthode de modélisation, la complexité et la précision du modèle [1].

Le modèle contient une représentation des composants principaux du système, le générateur synchrone, transformateur élévateur, des lignes de transport et les charges.

Le travail est présenté en deux sections. La première section décrit la modélisation du système. La deuxième section donne les résultats de simulation ainsi que l'analyse de ces résultats obtenus.

IV.2. Modélisation du système

IV.2.1. Modèle du système à étudier

Notre étude se base sur un réseau électrique à un seul alternateur synchrone, qui est constitué par les éléments suivants : [20]

- Une génératrice synchrone entraînée par une turbine à gaz,
- Un transformateur élévateur,
- Des lignes de transport,
- Des charges.

Le réseau électrique est schématisé comme suit :

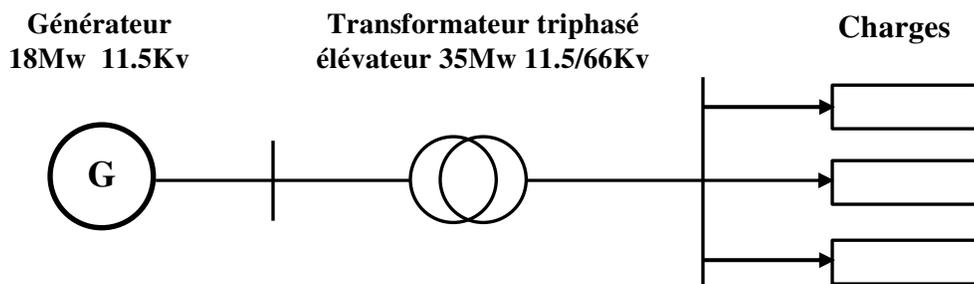


Figure IV.1. Schéma du réseau électrique

IV.2.2. Modélisation de la génératrice synchrone

La machine synchrone considérée dans notre travail représente un alternateur synchrone à pôles saillants, elle est principalement composée de trois enroulements au stator, un enroulement au rotor et deux enroulements amortisseurs.

Après l'application de la transformée de Park aux équations de la génératrice, le modèle mathématique est exprimé par les équations électriques de tension et de flux [6].

IV.2.2.1. Modèle de la génératrice synchrone dans le repère abc

Le modèle de la génératrice synchrone dans le repère abc consiste à considérer une machine synchrone à pôles saillants ayant deux paires de pôles, trois enroulements au stator (enroulements a, b et c), un enroulement au rotor et deux enroulements amortisseurs. L'enroulement inducteur se trouve sur le rotor de la machine selon l'axe de la saillance, appelé axe direct ou axe longitudinal de la machine (enroulement f). En plus de cet enroulement d'excitation, chaque pôle du rotor est équipé de barres de cuivre en court-circuit appelées amortisseurs qui sont modélisés par deux circuits amortisseurs équivalents [1]. L'un est situé sur l'axe direct (enroulement D) et l'autre sur l'axe perpendiculaire appelé axe en quadrature ou axe transversal de la machine (enroulement Q) [1]. La Figure IV.2 présente schématiquement la machine synchrone considérée.

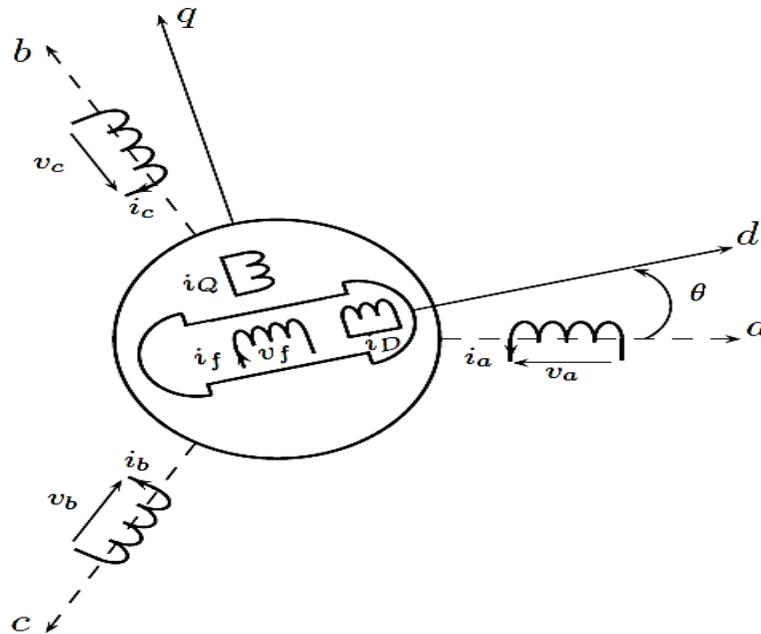


Figure IV.2. Représentation schématique de la génératrice synchrone (repère abc) [1]

La modélisation de la machine est basée sur un certain nombre d'hypothèses simplificatrices qui peuvent être résumées de la façon suivante [19] :

- la saturation du circuit magnétique, l'hystérésis, les courants de Foucault ainsi que les couplages capacitifs entre les enroulements sont négligés. Cette hypothèse nous permet d'exprimer tous les flux de la machine en fonction des courants et des inductances propres et mutuelles,
- On considère que les résistances (d'induit et d'inducteur) de la machine sont invariantes par rapport aux variations de la température,

- On suppose que le circuit magnétique est parfaitement feuilleté de sorte que seuls les circuits inducteurs, induits et amortisseurs sont parcourus par des courants,
- On admet que les forces magnétomotrices des enroulements du stator sont à répartitions sinusoïdales, ce qui conduit à des expressions des inductances relativement simples.

En adoptant la convention « récepteur » au rotor et la convention « générateur » au stator, la machine peut être décrite dans le repère abc par les équations suivantes [1, 6, 11, 19] :

$$\begin{cases} v_a = -R_S i_a + \frac{d\psi_a}{dt} \\ v_b = -R_S i_b + \frac{d\psi_b}{dt} \\ v_c = -R_S i_c + \frac{d\psi_c}{dt} \end{cases} \quad \begin{cases} v_f = R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \\ 0 = R_D i_D + \frac{d\psi_D}{dt} \\ 0 = R_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt} \end{cases} \quad IV.1$$

ou $(\psi_i)_{i=a,b,c}$ sont les flux totaux induits dans les phases a, b, et c du stator, ψ_f est le flux total dans l'enroulement de l'inducteur (la roue polaire), ψ_D et ψ_Q sont les flux totaux induits dans les enroulements amortisseurs, R_S , R_f , R_D et R_Q sont respectivement les résistances d'une phase de l'induit, de la roue polaire, des amortisseurs de l'axe d et de l'axe q.

Les deux dernières égalités de l'équation (IV.1) sont relatives aux amortisseurs qui sont des conducteurs en cuivre maintenus en court-circuit [19].

En tenant compte des inductances mutuelles et propres, les flux totaux sont donnés par l'équation (IV.2) [1, 6, 11, 19] :

$$\begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \\ \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_a & -M_{ab} & -M_{ac} & M_{af} & M_{aD} & M_{aQ} \\ -M_{ab} & -L_b & -M_{bc} & M_{bf} & M_{bD} & M_{bQ} \\ -M_{ac} & -M_{bc} & -L_c & M_{cf} & M_{cD} & M_{cQ} \\ -M_{af} & -M_{bf} & -M_{cf} & L_f & M_{fD} & 0 \\ -M_{aD} & -M_{bD} & -M_{cD} & M_{fD} & L_D & 0 \\ -M_{aQ} & -M_{bQ} & -M_{cQ} & 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \\ i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix} \quad IV.2$$

Ou $(L_i)_{i=a,b,c}$: sont les inductances propres des enroulements statoriques,

L_f , L_D et L_Q : sont respectivement les inductances propres des enroulements rotoriques et des enroulements amortisseurs d et q,

$(M_{if})_{i=a,b,c}$: sont les inductances mutuelles entre les enroulements d'induit et l'inducteur,

$(M_{iD})_{i=a,b,c}$: sont les inductances mutuelles entre les enroulements d'induit et l'amortisseur de l'axe d,

$(M_{iQ})_{i=a,b,c}$: sont les inductances mutuelles entre les enroulements d'induit et l'amortisseur de l'axe q.

IV.2.2.2. Modèle de la génératrice synchrone dans le repère de Park

La mise en équation des machines synchrones triphasées aboutit à des équations différentielles à coefficients variables. L'étude analytique de la machine est alors relativement

laborieuse, vu le grand nombre de variables [1]. La transformation de Park est un outil mathématique qui permet de décrire le comportement de la machine à l'aide d'équations différentielles à coefficients constants [1].

La matrice de transformation de Park peut prendre des écritures différentes, nous avons choisi de prendre la matrice suivante [11, 19, 20, 21] :

$$P(\theta) = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos(\theta) & -\sin(\theta) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad IV.3$$

On peut alors déduire la transformation de PARK inverse :

$$P^{-1}(\theta) = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} \begin{pmatrix} \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \\ \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad IV.4$$

Ainsi écrite, la matrice choisie conserve l'invariance de la puissance instantanée [1]. La modélisation de la machine dans le repère dq est obtenue en tenant compte de la position électrique θ .

Afin de trouver la représentation d'état du modèle de la génératrice dans le repère de Park, on adopte les écritures suivantes [19] :

$$\begin{aligned} \psi_s &= \begin{bmatrix} \psi_a \\ \psi_b \\ \psi_c \end{bmatrix}; & \psi_r &= \begin{bmatrix} \psi_f \\ \psi_D \\ \psi_Q \end{bmatrix}; & i_s &= \begin{bmatrix} i_a \\ i_b \\ i_c \end{bmatrix}; & i_r &= \begin{bmatrix} i_f \\ i_D \\ i_Q \end{bmatrix}; \\ L_{SS} &= \begin{bmatrix} L_a & M_{ab} & M_{ac} \\ M_{ab} & L_b & M_{bc} \\ M_{ac} & M_{bc} & L_c \end{bmatrix}; & L_{rr} &= \begin{bmatrix} L_f & M_{fD} & 0 \\ M_{fD} & L_D & 0 \\ 0 & 0 & L_Q \end{bmatrix} \\ M_{SS} &= \begin{bmatrix} M_{af} & M_{aD} & M_{aQ} \\ M_{bf} & M_{bD} & M_{bQ} \\ M_{cf} & M_{cD} & M_{cQ} \end{bmatrix}; & M_{rs} &= \begin{bmatrix} M_{af} & M_{bf} & M_{cf} \\ M_{aD} & M_{bD} & M_{cD} \\ M_{aQ} & M_{bQ} & M_{cQ} \end{bmatrix} \end{aligned}$$

Grace à ces expressions, la relation (IV.2) peut être réécrite de la façon suivante :

$$\begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -L_{SS} & M_{sr} \\ -M_{rs} & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad IV.5$$

Maintenant, l'objectif est de trouver les expressions des flux dans le repère de Park défini ci-dessus. Pour ce faire, nous allons multiplier l'expression (IV.5) par la matrice :

$\begin{bmatrix} P(\theta) & 0 \\ 0 & I_3 \end{bmatrix}$, ce qui conduit alors à :

$$\begin{bmatrix} \psi_{dq} \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -P(\theta)L_{ss}P^{-1}(\theta) & P(\theta)M_{sr} \\ -M_{rs}P^{-1}(\theta) & L_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_r \end{bmatrix} \quad IV.6$$

Avec :

$$\begin{bmatrix} \psi_{dq} \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(\theta) & 0 \\ 0 & I_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \psi_s \\ \psi_r \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} i_{dq} \\ i_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} P(\theta) & 0 \\ 0 & I_3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_s \\ i_r \end{bmatrix} \quad IV.7$$

On obtient finalement [19] :

$$\begin{bmatrix} \psi_d \\ \psi_q \\ \psi_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -l_d & 0 & M_{sf}\sqrt{\frac{3}{2}} & M_{sD}\sqrt{\frac{3}{2}} & 0 \\ 0 & -l_q & 0 & 0 & M_{sQ}\sqrt{\frac{3}{2}} \\ -M_{sf}\sqrt{\frac{3}{2}} & 0 & l_f & M_{sD} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_r \end{bmatrix} \quad IV.8$$

Ainsi, une relation simple entre les flux et les courants ne dépendant pas de l'angle électrique, est obtenue. Cette relation est bien fondée à la seule condition que l'angle de transformation soit rigoureusement égal à l'angle électrique de la machine [19].

Pour plus de simplicité dans les expressions nous poserons :

$m_{sf} = M_{sf}\sqrt{\frac{3}{2}}$: la mutuelle inductance entre le stator et la roue polaire,

$m_{sD} = M_{sD}\sqrt{\frac{3}{2}}$: l'inductance mutuelle entre le stator et les amortisseurs de l'axe polaire,

$m_{sQ} = M_{sQ}\sqrt{\frac{3}{2}}$: l'inductance mutuelle entre le stator et les amortisseurs de l'axe interpolaire.

A partir de l'équation (IV.1) que nous récrivons comme suit :

$$\begin{aligned} v_s &= -[r_s]i_s + \frac{d\psi_s}{dt} \\ v_r &= [r_r]i_r + \frac{d\psi_r}{dt} \end{aligned} \quad IV.9$$

$$\text{Ou : } [r_S] = \begin{bmatrix} R_S & 0 & 0 \\ 0 & R_S & 0 \\ 0 & 0 & R_S \end{bmatrix} \quad \text{et } [r_r] = \begin{bmatrix} R_f & 0 & 0 \\ 0 & R_D & 0 \\ 0 & 0 & R_Q \end{bmatrix}$$

En faisant une multiplication du premier terme de cette équation par la matrice de Park et en utilisant l'identité $P(\theta)P^{-1}(\theta) = I_3$, nous obtenons :

$$\underbrace{P(\theta)v_s}_{v_{dq0}} = -[r_S]\underbrace{P(\theta)i_{abc}}_{i_{dq0}} + P(\theta)\frac{d}{dt}(P^{-1}(\theta)\underbrace{P(\theta)\psi_s}_{\psi_{dq0}}) \quad \text{IV.10}$$

$$v_r = [r_r]i_r + \frac{d\psi_r}{dt}$$

Le modèle électrique de base de la machine synchrone peut alors être écrit dans le repère de Park comme suit [19] :

$$\begin{cases} v_d = -R_S i_d - \omega \psi_q + \frac{d\psi_d}{dt} \\ v_q = -R_S i_q + \omega \psi_d + \frac{d\psi_q}{dt} \\ v_f = R_f i_f + \frac{d\psi_f}{dt} \\ 0 = R_D i_D + \frac{d\psi_D}{dt} \\ 0 = R_Q i_Q + \frac{d\psi_Q}{dt} \end{cases} \quad \text{IV.11}$$

On a donc, grâce à la transformation de PARK, réussi à trouver un modèle électrique de la machine synchrone en mode générateur ne dépendant pas de l'angle électrique θ .

Avec :

ω : la pulsation électrique,

$\frac{d\psi_d}{dt}, \frac{d\psi_q}{dt}$: f.e.m. statiques dues aux variations de flux,

$-\omega\psi_q, \omega\psi_d$: f.e.m. dynamiques dues à la rotation de la machine,

v_d et v_q : sont respectivement les composantes de l'axe d et de l'axe q.

En supposant que la machine est parfaitement équilibrée, les composantes homopolaires de la tension, du courant et du flux sont nulles.

Dans la plupart des modélisations souvent rencontrées dans la littérature l'hypothèse selon laquelle la vitesse d'entraînement de la machine est rigoureusement constante est utilisée. Ceci peut être obtenu en faisant un contrôle de vitesse de la turbine d'entraînement de la génératrice synchrone [19].

Dans notre étude, la vitesse de la machine synchrone est une source constante.

IV.2.2.3. Equivalence vis à vis du modèle conventionnel

En considérant les matrices utilisées dans les deux modèles que nous avons présentés précédemment, il est facilement remarquable que les paramètres pris en compte sont

exclusivement les résistances et les inductances. Cependant la plupart des industriels raisonnent en termes de résistances, réactances et constantes de temps dans l'approche dite conventionnelle.

Afin de montrer les relations d'équivalence, il est indispensable d'utiliser un modèle électrique de la machine.

Lors du fonctionnement de la machine, les différents flux magnétiques mis en jeu peuvent être résumés par la Figure IV.3 [1, 19].

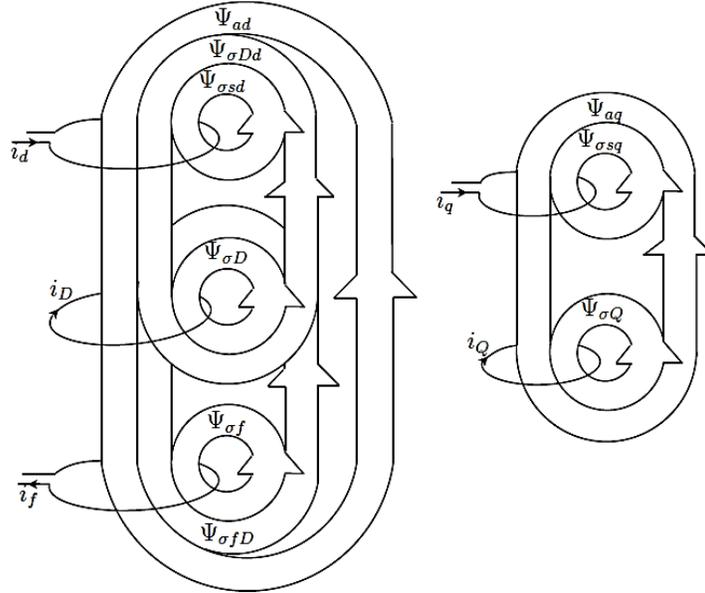


Figure IV.3. Vue schématique des différents flux dans la machine sur les axes d et q [19]

Ou :

ψ_{ad} et ψ_{aq} : sont respectivement les flux principaux dans les axes d et q,

$\psi_{\sigma sd}$, $\psi_{\sigma D}$ et $\psi_{\sigma f}$: sont respectivement les flux de fuite suivant l'axe d du stator, des amortisseurs de l'axe d et du champ principal,

$\psi_{\sigma sq}$ et $\psi_{\sigma Q}$: sont respectivement les flux de fuite suivant l'axe q du stator et des amortisseurs de l'axe q,

$\psi_{\sigma Dd}$ et $\psi_{\sigma fD}$: sont les flux mutuels entre le bobinage statorique et celui des amortisseurs de l'axe d d'une part et entre le bobinage d'excitation rotorique et celui des amortisseurs de l'axe d d'autre part.

Comme nous pouvons le remarquer sur cette figure, une convention générateur est adoptée pour le stator au travers de i_d et i_q et récepteur pour le rotor i_D , i_Q et i_f .

D'après cette figure, il est possible de d'écrire la répartition des flux de la façon suivante [1, 19] :

$$\left\{ \begin{array}{l}
 \psi_d = \psi_{ad} + \psi_{\sigma sd} + \psi_{\sigma Dd} \\
 \quad = L_{ad}(-i_d + i_D + i_f) - L_{\sigma sd}i_d + L_{\sigma Dd}(i_D - i_d) \\
 \psi_q = \psi_{aq} + \psi_{\sigma sq} \\
 \quad = L_{aq}(-i_q + i_Q) - L_{\sigma sq}i_q \\
 \psi_f = \psi_{ad} + \psi_{\sigma f} + \psi_{\sigma fD} \\
 \quad = L_{ad}(-i_d + i_D + i_f) + L_{\sigma f}i_f + L_{\sigma fD}(i_f + i_D) \\
 \psi_D = \psi_{ad} + \psi_{\sigma D} + \psi_{\sigma Dd} + \psi_{\sigma fD} \\
 \quad = L_{ad}(-i_d + i_D + i_f) + L_{\sigma D}i_D + L_{\sigma Dd}(i_D - i_d) + L_{\sigma fD}(i_f + i_D) \\
 \psi_Q = \psi_{aq} + \psi_{\sigma Q} \\
 \quad = L_{aq}(-i_q + i_Q) + L_{\sigma Q}i_Q
 \end{array} \right. \quad \text{IV. 12}$$

Il est bien connu que l'influence des inductances de l'axe direct sur celles des amortisseurs de ce même axe sont négligeables [1,19].

En considérant cette hypothèse simplificatrice, nous pouvons alors écrire : $L_{\sigma Dd} \approx 0$ et en remplaçant les flux de l'équation (IV.10) par leurs expressions respectives, le schéma électrique de la machine peut être donné par [1, 19, 22] :

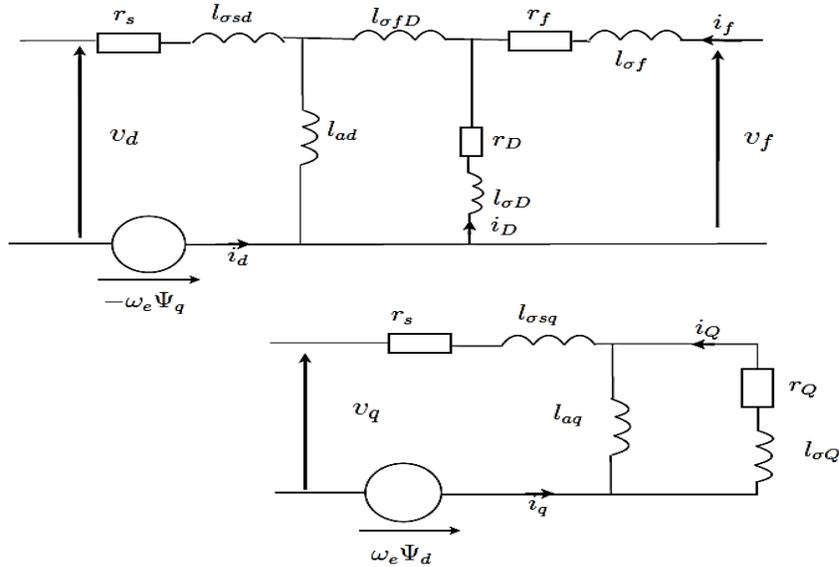


Figure IV.4. Schéma électrique de la génératrice synchrone [19]

Il s'agit d'un modèle simplifié, qui servira à faire le lien entre les paramètres utilisés dans les modélisations que nous avons présentées plus haut et ceux fournis par le constructeur.

Grace au schéma électrique défini par la Figure IV.4 et à l'équation (IV.11), quelques relations d'équivalence peuvent être déduites.

$$\left\{ \begin{array}{l}
 l_d = l_{ad} + l_{\sigma sd} \quad ; \quad l_q = l_{aq} + l_{\sigma sq} \quad ; \quad l_f = l_{ad} + l_{\sigma fD} + l_{\sigma f} \\
 l_D = l_{ad} + l_{\sigma D} + l_{\sigma fD} \quad ; \quad l_Q = l_{aq} + l_{\sigma Q} \quad ; \quad m_{sf} = l_{ad} \\
 m_{fD} = l_{ad} + l_{\sigma fD} \quad ; \quad m_{sQ} = l_{aq} \quad ; \quad m_{sD} = l_{ad}
 \end{array} \right. \quad \text{IV. 13}$$

Avec :

- $L_{\sigma sd}$ et $L_{\sigma sq}$: les inductances de fuite des enroulements statoriques de l'axe d et de l'axe q,
- $L_{\sigma f}$: l'inductance de fuite de la roue polaire,
- L_{ad} et L_{aq} : les inductances magnétisantes de l'axe d et de l'axe q,
- $L_{\sigma fD}$: l'inductance de fuite de la roue polaire de l'axe d,
- $L_{\sigma D}$ et $L_{\sigma Q}$: les inductances de fuite des amortisseurs de l'axe d et de l'axe q.

En basant sur la relation : $X = l\omega$, et selon les normes IEEE et CEI [1,19], les relations entre les différents paramètres en utilisant les paramètres de la machine exprimés en termes de réactances et constantes de temps dans l'approche dite conventionnelle peuvent être écrites de la façon suivante [1,19] :

$$\begin{aligned}
 X_d &= X_{ad} + X_{\sigma sd} \quad ; \quad X'_d = X_{\sigma sd} + \frac{X_{ad}(X_{\sigma fD} + X_{\sigma f})}{X_{ad} + X_{\sigma fD} + X_{\sigma f}} \\
 X''_d &= X_{\sigma sd} + X_{\sigma fD} + \frac{X_{\sigma D}X_{\sigma f}}{X_{\sigma D} + X_{\sigma f}} \quad ; \quad X_q = X_{aq} + X_{\sigma sq} \\
 X''_q &= X_{\sigma sq} + \frac{X_{\sigma Q}X_{aq}}{X_{\sigma Q} + X_{aq}} \quad ; \quad T'_{d0} = \frac{X_{ad} + X_{\sigma f} + X_{\sigma fD}}{\omega r_f} \\
 T'_d &= \frac{1}{\omega r_f} \left(X_{\sigma f} + X_{\sigma fD} + \frac{X_{ad}X_{\sigma sD}}{X_{ad} + X_{\sigma sD}} \right) \quad ; \quad T''_{d0} = \frac{1}{\omega r_D} \left(X_{\sigma D} + \frac{(X_{ad} + X_{\sigma fD})X_{\sigma f}}{X_{ad} + X_{\sigma fD} + X_{\sigma f}} \right) \\
 T''_d &= \frac{1}{\omega r_D} \left(X_{\sigma D} + \frac{(X_{\sigma sD} + X_{\sigma fD})X_{\sigma f}}{X_{\sigma sD} + X_{\sigma fD} + X_{\sigma f}} \right) \quad ; \quad T''_{q0} = \frac{X_{aq} + X_{\sigma Q}}{\omega r_Q} \\
 T''_q &= \frac{1}{\omega r_Q} \left(X_{\sigma Q} + \frac{X_{\sigma sQ}X_{aq}}{X_{\sigma sQ} + X_{aq}} \right)
 \end{aligned} \tag{IV.14}$$

IV.2.3. Modélisation du système d'excitation

L'alternateur est équipé d'un système d'excitation à courant alternatif (générateur auxiliaire inversée) montée sur le même arbre de rotation. Le rotor bobiné de la génératrice principale est alimenté via un pont redresseur triphasé tournant.

L'excitateur est de type Brushless, à structure PMG, dont l'énergie d'excitation est fournie par la génératrice à aimants permanents qui est montée sur le même arbre de rotation que la génératrice principale. La tension efficace fournie par la PMG est fonction de la puissance de la génératrice principale.

Les systèmes d'excitation sont modélisés et simulés avec de modèles de calcul qui ont été utilisés pour un nombre d'années.

A noter qu'en 1968, l'IEEE a publié une série de modèles pour les systèmes d'excitation qui ont été mis à jour en 1981, et sont devenus des normes pour le test de systèmes d'excitation de l'industrie [2].

Dans notre étude, on va utiliser deux modèles pour la modélisation du système d'excitation simulant son comportement, qui sont :

IV.2.3.1. Le modèle AC1A

Ce modèle selon le standard IEEE 412.5 représente un brushless système d'excitation, avec redresseurs non contrôlés. Le modèle est linéaire à l'exception de la fonction de saturation de l'excitateur " SE [VE] ", et la fonction de fonctionnement du redresseur " FEX " [2, 12, 23].

Le modèle AC1A présenté à l'Annexe 3, est largement utilisé aujourd'hui pour simuler le brushless systèmes d'excitation. Cependant, le modèle conduit à certains erreurs, et ne représente pas exactement l'excitation système. L'un des plus gros problèmes de ce modèle est qu'il n'assume pas l'influence de la tension aux bornes du générateur principal [2].

Le modèle présenté aujourd'hui est largement utilisé pour simuler des systèmes d'excitation sans balais [2]. Il reçoit quatre valeurs d'entrée et possède une sortie.

Les différents blocs présents dans le modèle permettent de simuler le comportement des différents composants du système d'excitation [2].

A noter que Simulink dispose d'un bloc simulant le comportement du système d'excitation sans balais AC1A.

IV.2.3.2. Le modèle AC7B

Le modèle AC7B selon le standard IEEE 412.5, est une version mise à jour des certains systèmes d'excitation précédents, principalement l'AC1A. Une partie de ses caractéristiques sont une boucle de rétroaction interne, qui régule la tension archivée, une limite de courant d'excitation plus rapide et un régulateur PID [2, 12, 24].

Le modèle AC7B présenté à l'Annexe 3, résulte des améliorations apportées aux systèmes AC précédents. Ces améliorations ont entraîné le changement des éléments de commande, mais ont maintenu le générateur de courant alternatif et le redresseur à diode. Certaines des caractéristiques de ce système d'excitation incluent un circuit de retour interne qui régule la tension de champ ou le courant d'excitation (K_{F2} , K_{F1}), une limite de courant d'excitation plus rapide, V_{FEMAX} , pour protéger le champ du générateur de courant alternatif, un régulateur du générateur PID [2, 12, 24]. Une boucle de rétroaction (K_F , T_F) existe pour la stabilisation si l'AVR n'a pas de terme dérivé [2, 12, 24]. Les composants de l'excitatrice et du redresseur sont les mêmes que ceux du modèle AC1A.

A noter que Simulink ne dispose pas d'un bloc simulant le comportement du système d'excitation sans balais AC7B, donc il faut le programmer.

IV.2.4. Modélisation du transformateur

Le schéma électrique du transformateur peut être donné par [24] :

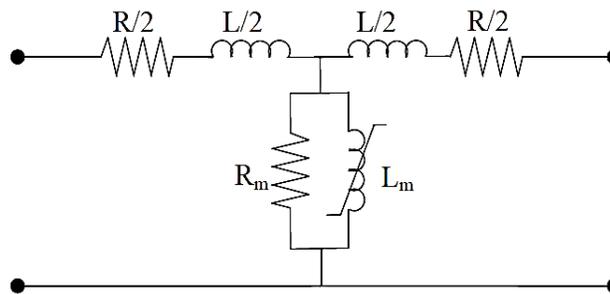


Figure IV.5. Schéma électrique du transformateur [24]

Avec :

R : Résistance de l'enroulement,

L : Inductance de l'enroulement,

R_m : Résistance magnétisante,

L_m : Inductance magnétisante.

IV.2.5. Modélisation des lignes de transport

Les lignes de transport sont modélisés par de résistances et des inductances de lignes. Dans notre cas, on a deux lignes :

- Les lignes reliant l'alternateur au transformateur,
- Les lignes reliant le transformateur aux différentes charges.

IV.2.6. Modélisation des charges

Pour la simulation du réseau étudié, nous utiliserons des charges réelles basées sur des résistances et des inductances (RL) en série, caractérisées par leurs puissances actives et réactives.

IV.2.7. Modèle complet du système

Dans notre étude, le schéma de simulation du modèle complet du système sous Matlab/Simulink est donné à l'Annexe 4.

Sur ce schéma, nous voyons que la charge externe de la machine peut être modifiée à notre aise sans difficulté. Ceci donne une plus grande flexibilité dans l'étude de la génératrice synchrone.

IV.3. Résultats de simulation

Une fois le modèle d'excitation programmé, l'important est son fonctionnement. L'objectif sera de vérifier comment il se comporte dans une situation similaire à un système réel. Pour cela, les simulations se feront avec le modèle d'excitation, le générateur, le transformateur et des charges. L'ensemble utilisé est destiné à simuler le cas réel, à Alrar, duquel les données de ces simulations ont été retirées. Il est donc considéré comme le générateur isolé du réseau. Il est destiné à observer la réponse du modèle à diverses situations avec charges et en défaut de court-circuit. Ce dernier type de défaut provoque de grandes fluctuations dans la réponse du système d'excitation. Le système doit pouvoir limiter la surtension après le défaut et s'assurer que la tension revient rapidement à la valeur souhaitée. Premièrement, nous avons l'intention de comparer les réponses des modèles AC1A et AC7B pour différentes charges. Puis, la réponse du modèle AC7B en présence d'un court-circuit. Ensuite, la réponse du modèle AC7B devrait être optimisée, en trouvant de nouvelles valeurs pour ce modèle qui conduiraient à une meilleure réponse du système d'excitation. Différentes méthodes seront utilisées pour cela.

Pour les simulations, chaque système d'excitation, AC7B et AC1A, sera connecté à un générateur qui alimente des charges via un transformateur élévateur.

Dans le cas de court-circuit, un bloc de défaut, illustré à l'Annexe 4, est connecté au générateur. Le bloc permet de créer un court-circuit pendant le temps requis et avec la résistance de défaut souhaitée.

Les paramètres utilisés dans les simulations ont été obtenus à partir d'un système réel qui est la centrale électrique d'Alrar. Les paramètres des modèles AC1A et AC7B, ainsi que celles du générateur et du transformateur, sont présentés dans l'Annexe 5.

Les paramètres du générateur et du bloc AC1A sont insérés dans leurs blocs Matlab respectifs, par contre, le paramétrage du modèle AC7B est réalisé par la programmation de ce

dernier, en créant des variables dans Matlab, correspondant aux variables du modèle, auxquelles sont affectées les valeurs souhaitées (voir l'Annexe 3).

IV.3.1. Simulation comparatives de AC1A et AC7B avec différentes charges

Les simulations seront effectuées avec trois charges. Tout d'abord, les charges seront connectées successivement au réseau l'une après l'autre. Et enfin, elles seront connectées puis déconnectées après certaine durée au même temps.

Les charges utilisées sont indiquées au tableau IV.1.

Tableau IV.1. Les valeurs des différentes charges utilisées

Charge	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
Charge N°1	1.082	0.810
Charge N°2	3.461	2.2489
Charge N°3	1.231	0.7682

Les résultats obtenus pour les deux modèles de simulation sont présentés aux Figures (IV.6 à IV.10) et (IV.15 à IV.23) pour les charges connectés successivement et aux Figures (IV.11 à IV.14) et (IV.24 à IV.31) pour les charges connectés puis déconnectées après certaine durée au même temps, respectivement.

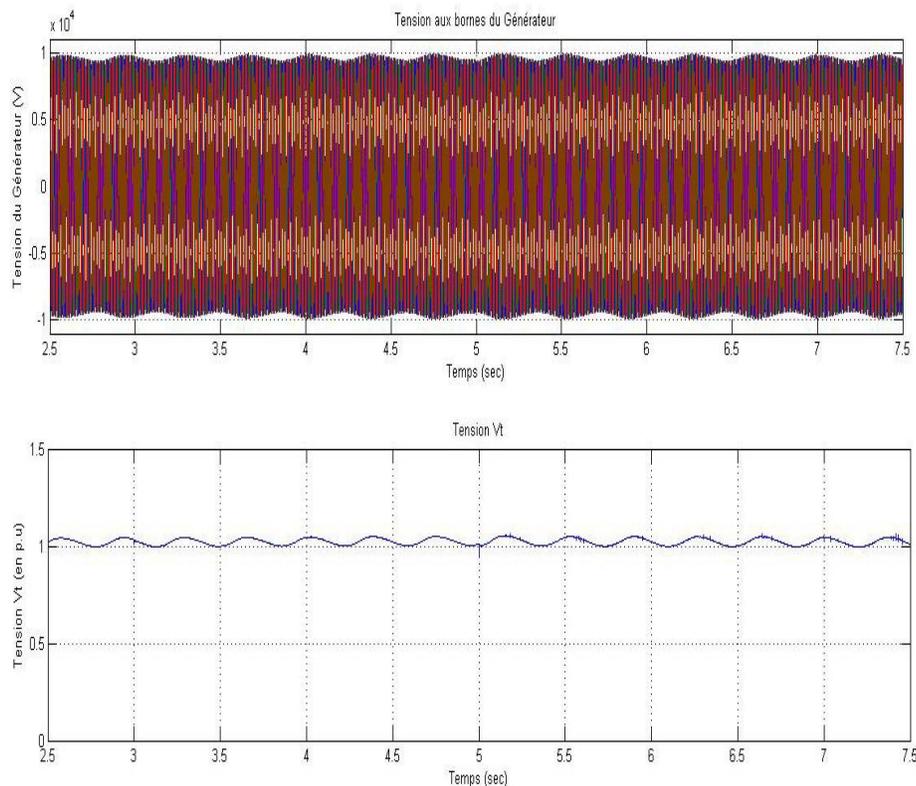


Figure IV.6. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC1A

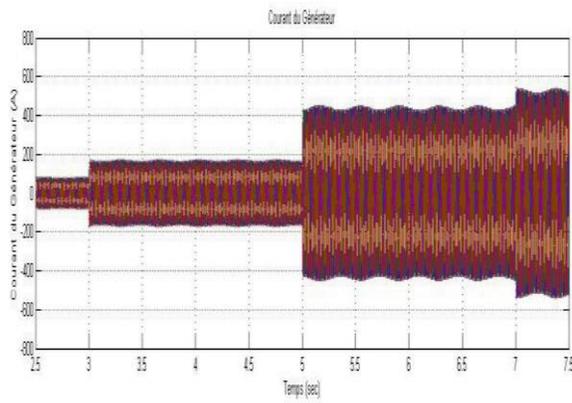


Figure IV.7. Courant de l'alternateur avec le modèle AC1A

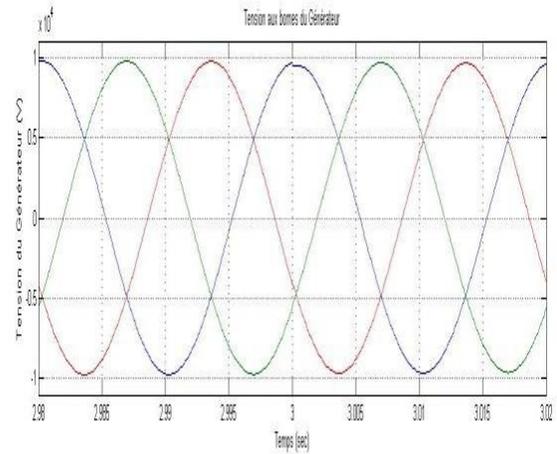


Figure IV.8. Tension de l'alternateur après la connexion de la 1^{ère} charge avec AC1A

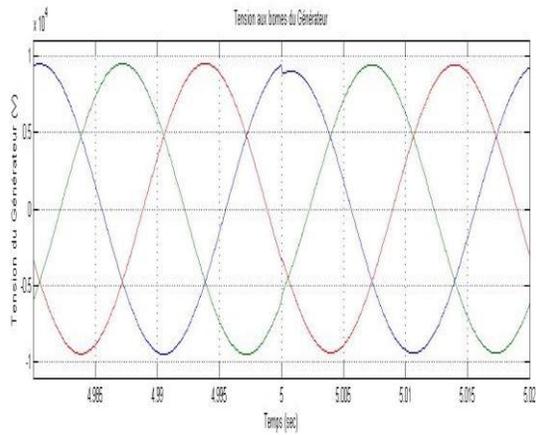


Figure IV.9. Tension de l'alternateur après la connexion de la 2^{ème} charge avec AC1A

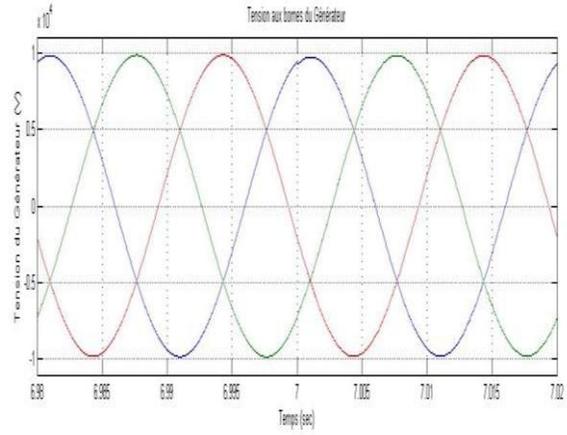
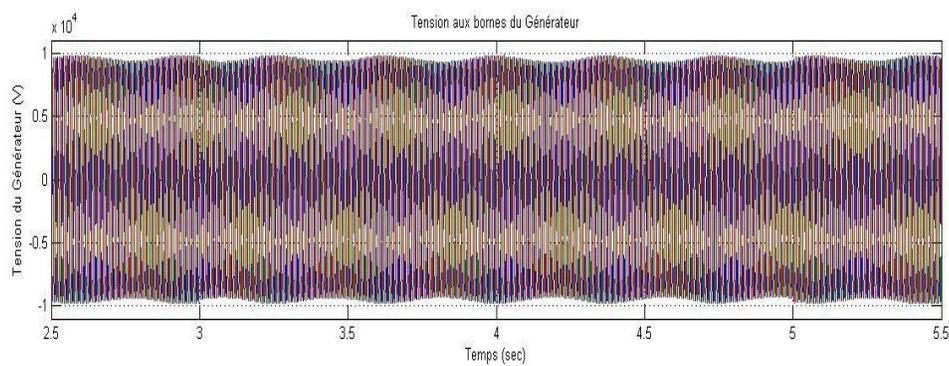


Figure IV.10. Tension de l'alternateur après la connexion de la 3^{ème} charge avec AC1A



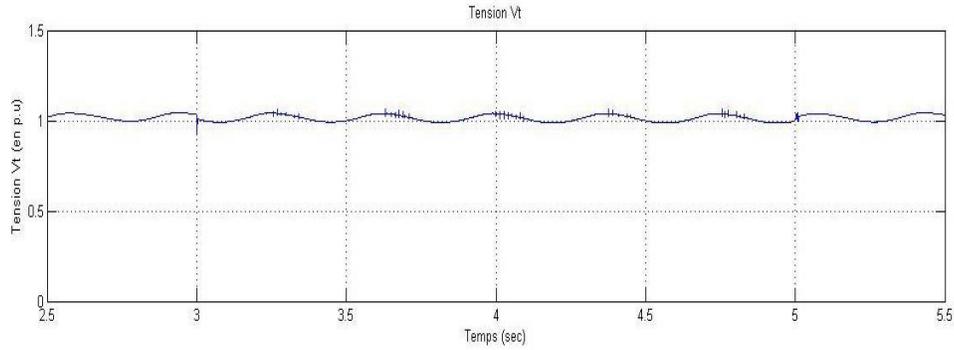


Figure IV.11. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC1A

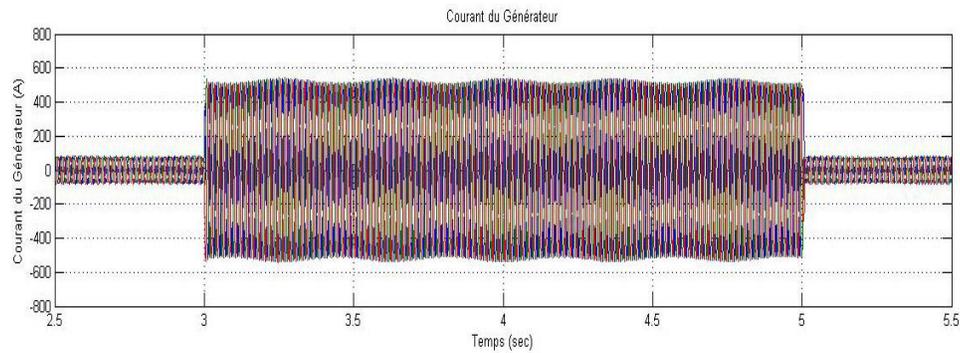


Figure IV.12. Courant de l'alternateur avec le modèle AC1A

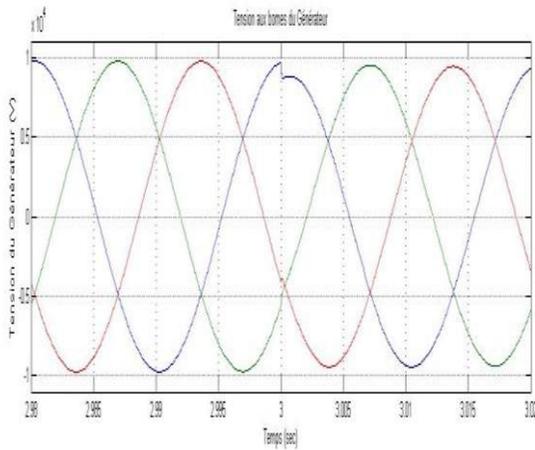


Figure IV.13. Tension de l'alternateur après la connexion de la charge avec AC1A

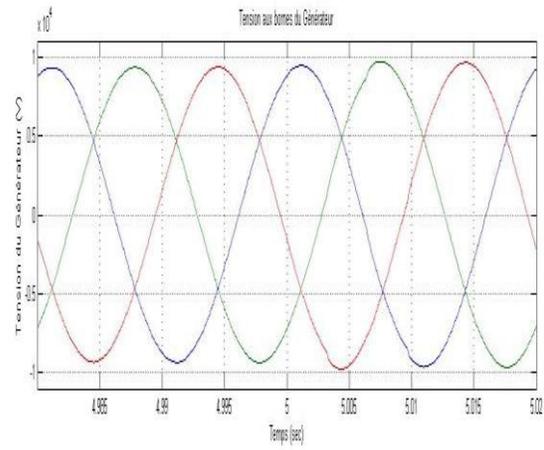


Figure IV.14. Tension de l'alternateur après la déconnexion de la charge avec AC1A

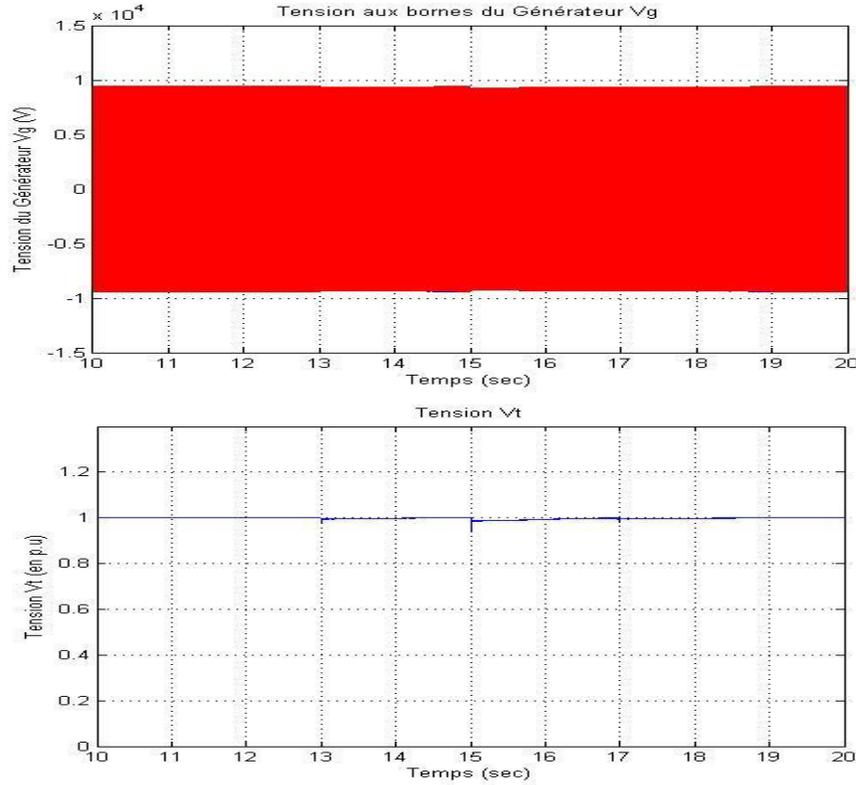


Figure IV.15. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC7B

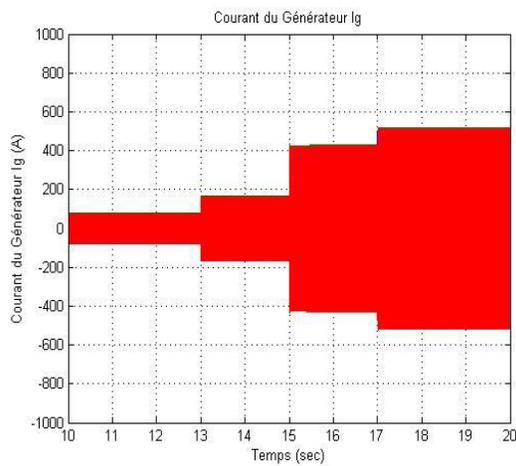


Figure IV.16. Courant de l'alternateur avec le modèle AC7B

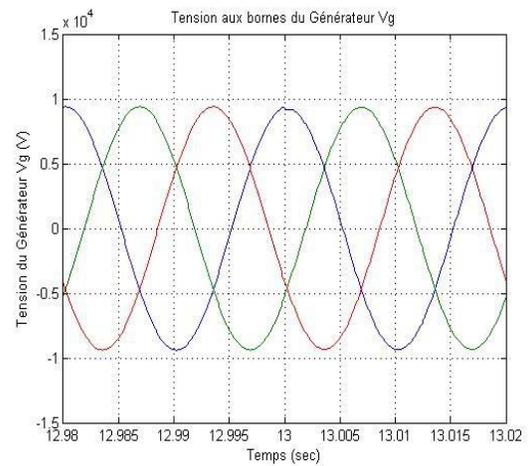


Figure IV.17. Tension de l'alternateur après la connexion de la 1^{ère} charge avec AC7B

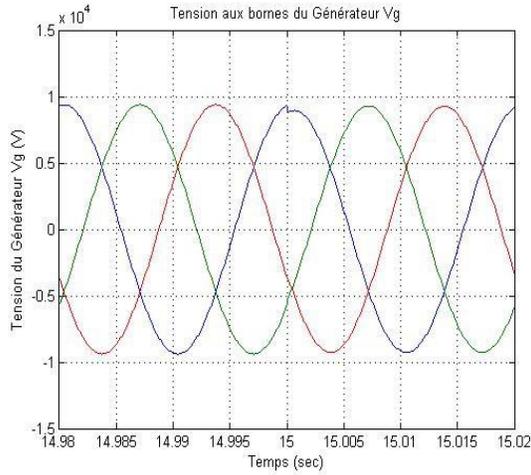


Figure IV.18. Tension de l'alternateur après la connexion de la 2^{ème} charge avec AC7B

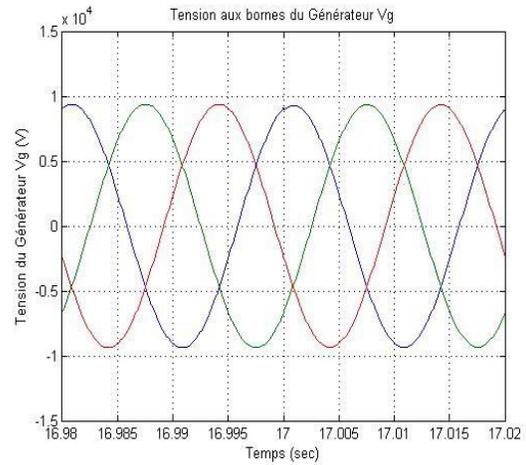


Figure IV.19. Tension de l'alternateur après la connexion de la 3^{ème} charge avec AC7B

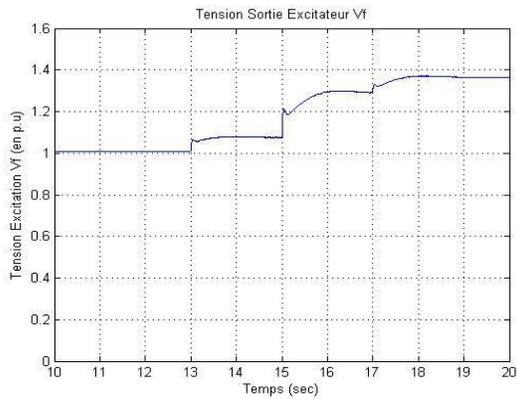


Figure IV.20. Tension d'excitation AC7B

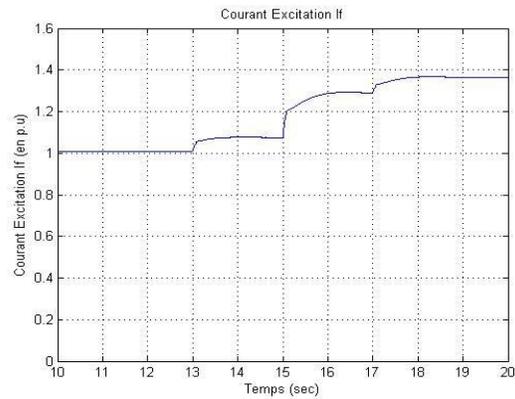


Figure IV.21. Courant d'excitation AC7B

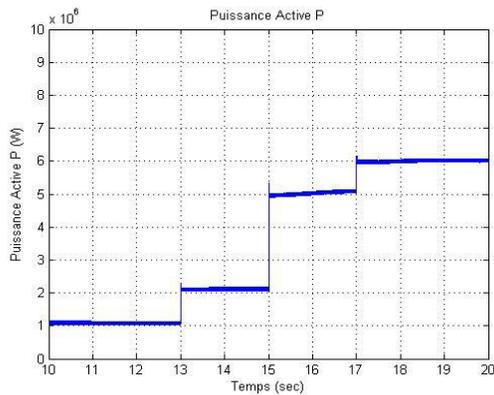


Figure IV.22. Puissance active AC7B

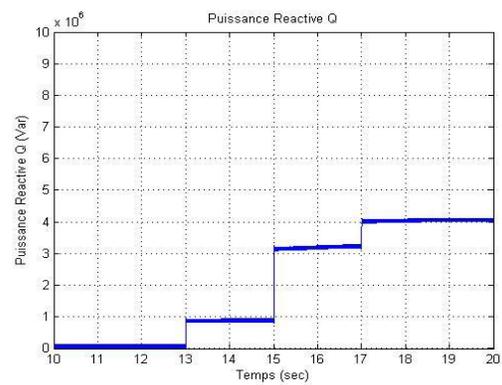


Figure IV.23. Puissance réactive AC7B

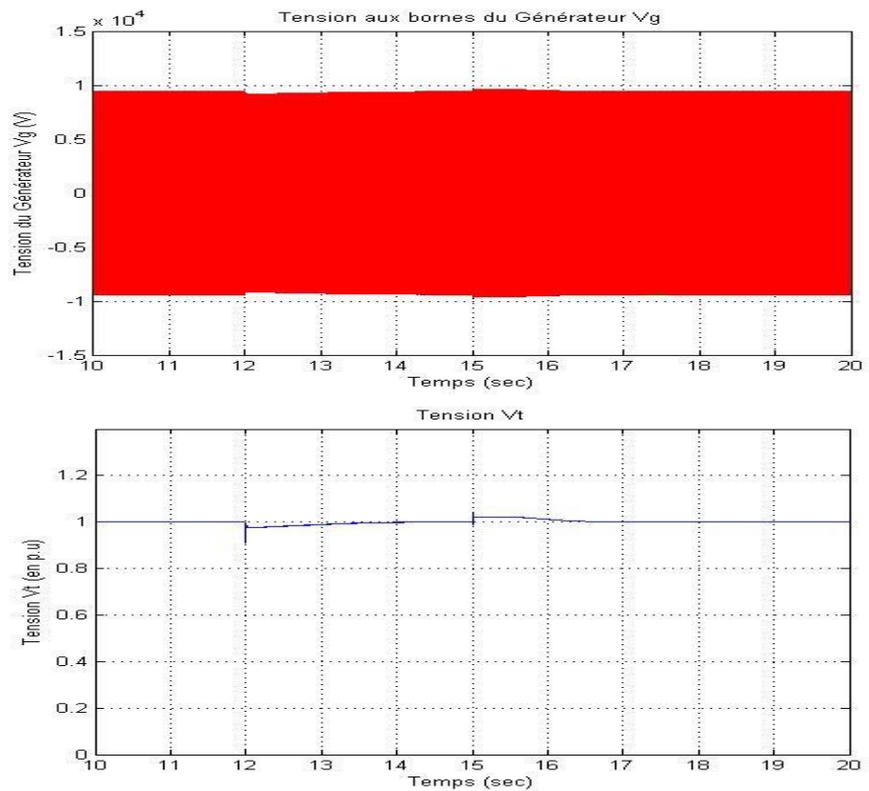


Figure IV.24. Tension aux bornes de l'alternateur avec le modèle AC7B

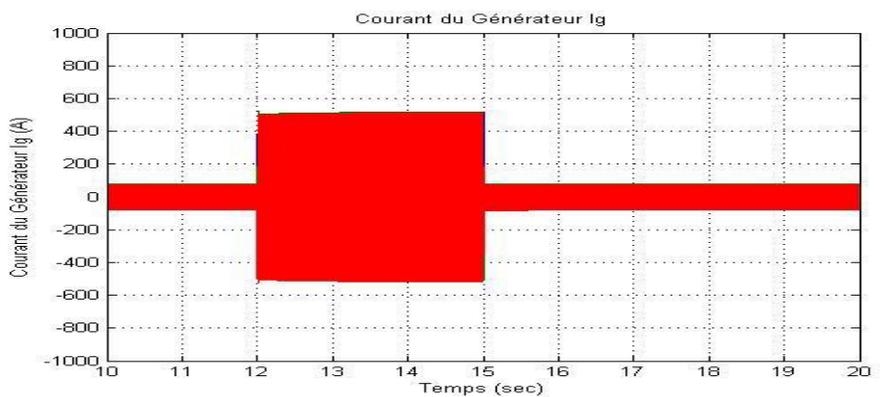


Figure IV.25. Courant de l'alternateur avec le modèle AC7B

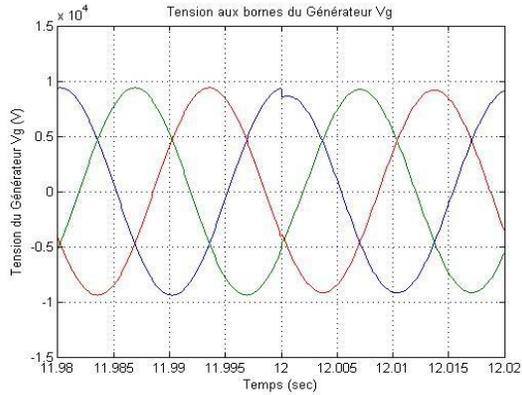


Figure IV.26. Tension de l'alternateur après la connexion de la charge avec AC7B

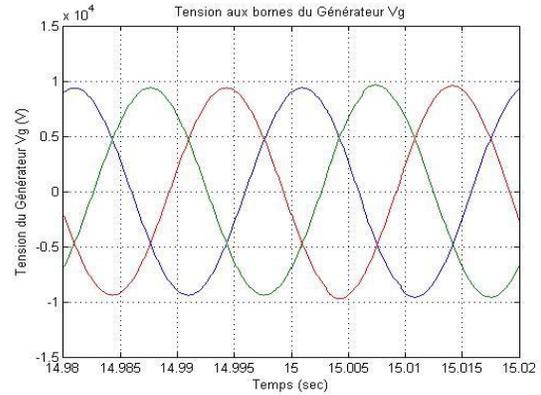


Figure IV.27. Tension de l'alternateur après la déconnexion de la charge avec AC7B

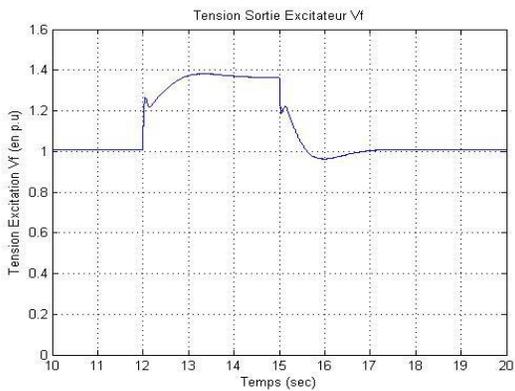


Figure IV.28. Tension d'excitation AC7B

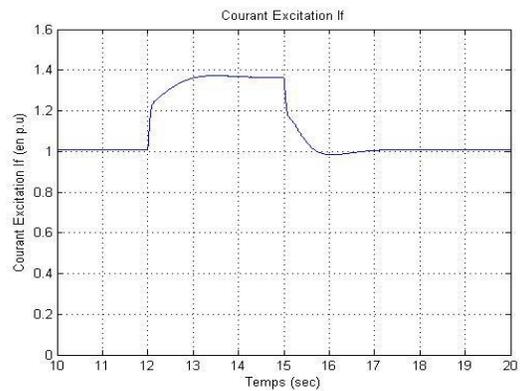


Figure IV.29. Courant d'excitation AC7B

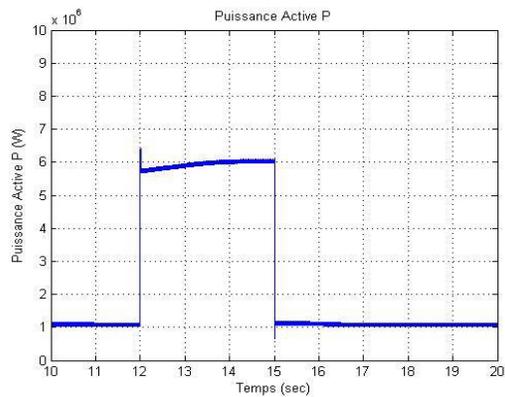


Figure IV.30. Puissance active AC7B

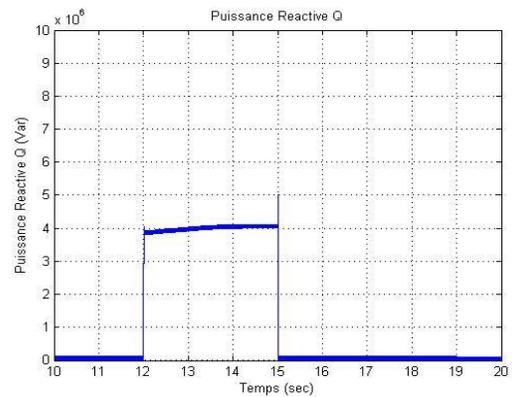


Figure IV.31. Puissance réactive AC7B

Notre objectif le plus important est, à partir des résultats de simulation obtenus par les réponses de la tension du générateur, la tension et le courant d'excitation, puissances active et réactive, de découvrir le modèle d'excitation qui donne lieu à une réponse stable avec le minimum d'oscillations et le plus rapidement possible, assuré ainsi le bon fonctionnement du système.

Les résultats de simulation montrent que la régulation de la tension aux bornes du générateur suit parfaitement la consigne, avec le modèle AC7B, grâce au régulateur PID (Figure IV.15, IV.16, IV.24 et IV.25).

Par contre on constate la présence de fluctuation au niveau de la réponse du système avec le modèle AC1A (Figure IV.6, IV.7, IV.11 et IV.12), donc le système n'est pas stable (présence des oscillations) et n'est pas précis (l'erreur en régime permanent n'est pas nulle).

La parfaite concordance entre la tension génératrice et la tension d'excitation est bien évidente, avec le modèle AC7B (Figure IV.15, IV.20, IV.21, IV.24, IV.28 et IV.29).

Les puissances active et réactive du générateur évoluent aussi en correspondance avec la régulation de la tension d'excitation ainsi que la tension génératrice (Figure IV.22, IV.23, IV.30 et IV.31), avec le modèle AC7B.

Les Figures précédentes permettent de conclure que les réponses de l'alternateur en charge avec le modèle AC7B sont meilleures que celles avec le modèle AC1A. On déduit que le modèle AC7B simule correctement le comportement du système d'excitation réel et garanti le bon fonctionnement du système.

IV.3.2. Simulation avec défaut de court-circuit

D'après les résultats des simulations précédentes, on voit bien que le modèle AC7B simule correctement le comportement du système d'excitation réel du générateur synchrone.

Pour cela, on va se limiter à l'étude du système d'excitation de l'alternateur avec le modèle d'excitation AC7B. Les simulations avec défaut de court-circuit seront réalisées avec le modèle AC7B seulement.

IV.3.2.1. Simulations avec le modèle AC7B

Les simulations seront effectuées avec défaut de court-circuit pendant une durée variant entre 0.2, 0.5 et 1 seconde. La résistance des défauts devant être modifiée de manière à ce que la tension chute de 20%, 50%, 80% et 100%.

Les résultats de simulation sont présentés aux Figures (IV.32 à IV.41). Pour les courts-circuits de 0.2, 0.5 et 1 seconde avec des chutes de tension de 20%, 50%, 80% et 100%, respectivement.

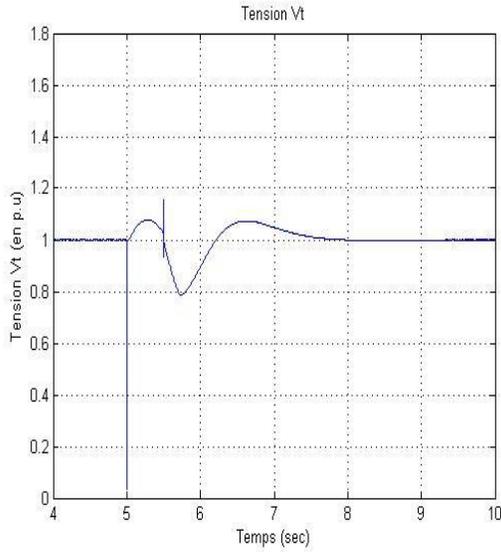


Figure IV.32. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 20%

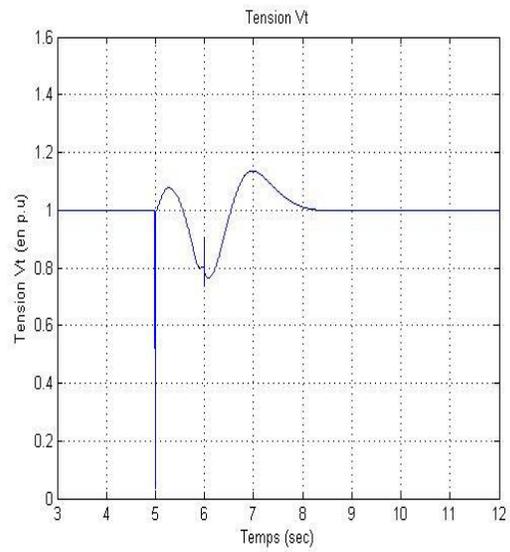


Figure IV.33. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 20%

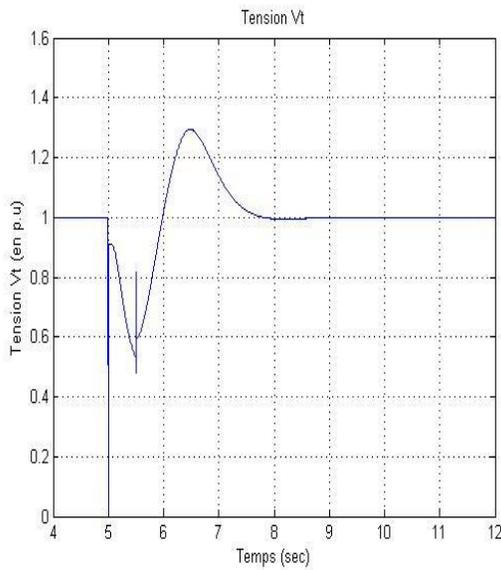


Figure IV.34. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 50%

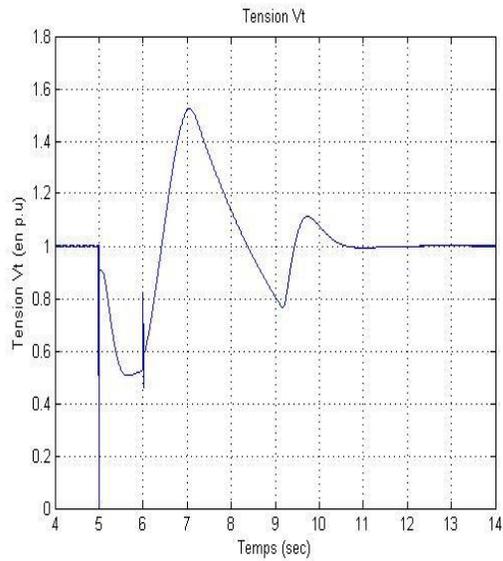


Figure IV.35. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec une chute de tension de 50%

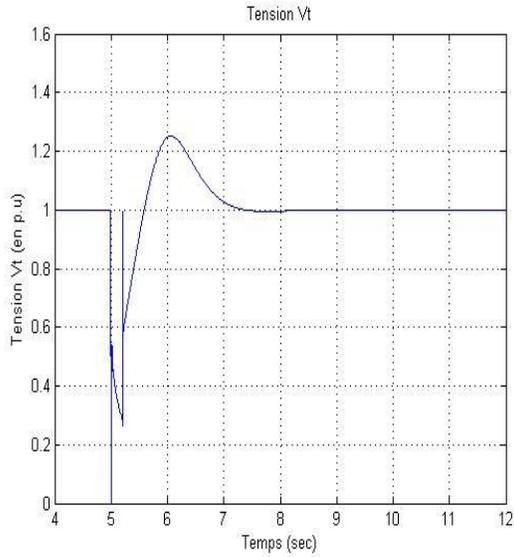


Figure IV.36. Réponse à un court-circuit de 0.2 seconde avec chute de tension de 80%

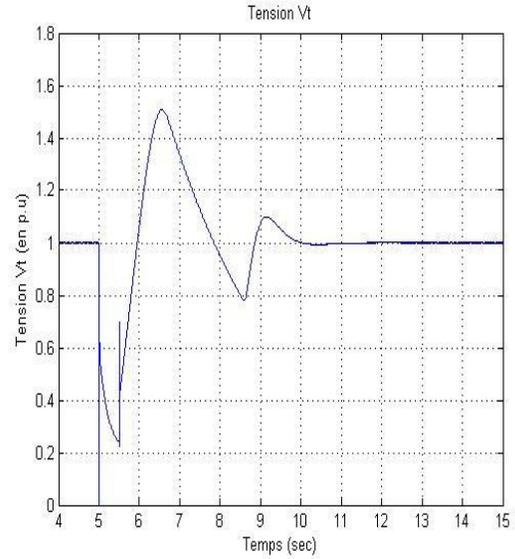


Figure IV.37. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 80%

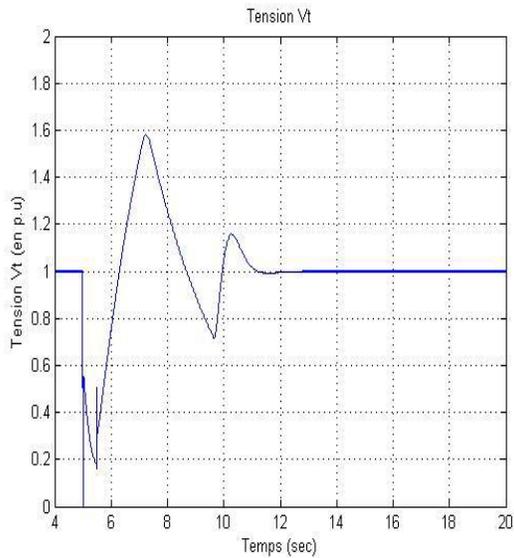


Figure IV.38. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 80%

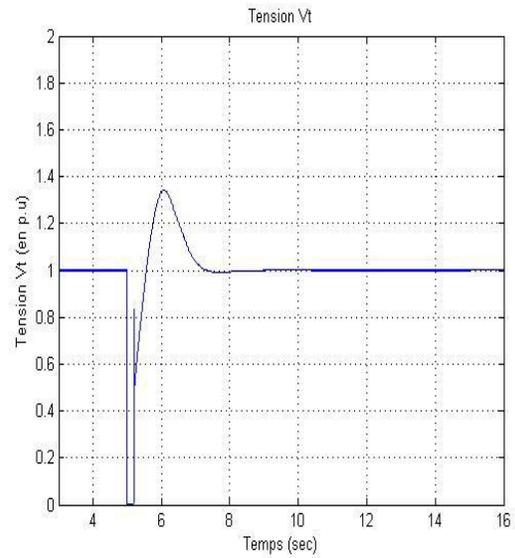


Figure IV.39. Réponse à un court-circuit de 0.2 seconde avec chute de tension de 100%

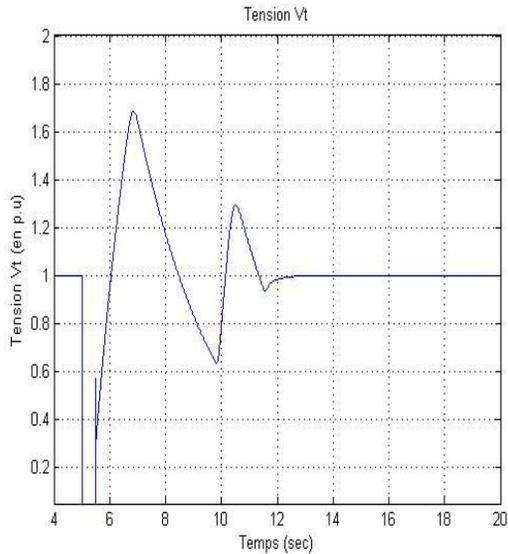


Figure IV.40. Réponse à un court-circuit de 0.5 seconde avec chute de tension de 100%

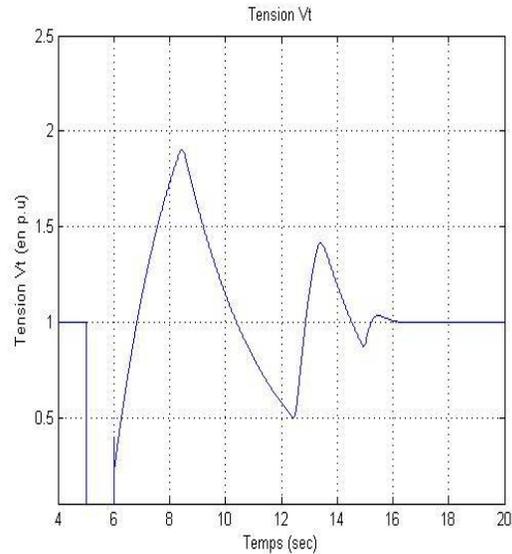


Figure IV.41. Réponse à un court-circuit de 1seconde avec chute de tension de 100%

Les figures précédentes permettent de conclure que, pour un court-circuit, avec les paramètres utilisés, ne garantissent pas le bon fonctionnement du système. Dans certaines situations, il est vérifié que la tension atteint des valeurs bien supérieures à 10% de la valeur nominale. L'isolation de la génératrice ne résisterait pas à une tension aussi élevée [2]. Après le défaut, la tension du générateur ne doit pas atteindre une valeur supérieure à 10% de la valeur nominale. Néanmoins, dans certaines situations précédentes, les réponses présentent une surtension supérieure à cette valeur.

Il sera nécessaire d'optimiser les paramètres du contrôleur pour améliorer sa réponse.

IV.3.2.2. Optimisation de la régulation du contrôleur AC7B

Afin d'optimiser les différents paramètres du système d'excitation utilisé dans notre travail, dans le but d'améliorer les performances dynamiques du système, nous optons à optimiser les paramètres du régulateur PID.

IV.3.2.2.1. Modification des limites de régulation du modèle AC7B

La première étape d'optimisation modifiera les valeurs des limiteurs du modèle afin d'imposer la limite souhaitée pour la surtension. En partant du cas le plus défavorable, à savoir un défaut d'une seconde avec une chute de tension de 80% (ou 100%), plusieurs simulations ont été effectuées jusqu'à trouver des valeurs pour lesquelles la réponse présentait la tension dans les limites souhaitées. Ces nouvelles valeurs sont présentés dans le tableau IV.2 et les Figures IV.42 et IV.43 montrent la réponse du modèle, avec les nouvelles valeurs. La résistance aux défauts a été maintenue afin d'observer l'influence des limites du régulateur sur la réponse du modèle à la même situation.

Tableau IV.2. Nouvelles valeurs pour les limites de régulation du modèleAC7B

V_{RMIN}	0
V_{RMAX}	5.79

Pour le modèle AC7B, il est important de noter comment le changement de V_{RMAX} influence d'autres grandeurs, telles que la tension d'excitation, V_F (Figure IV.44 et IV.46), et le courant d'excitation, I_F (Figure IV.45 et IV.47).

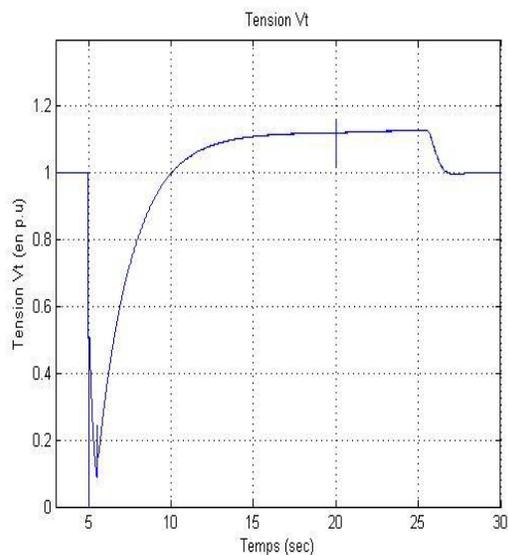


Figure IV.42. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 80%

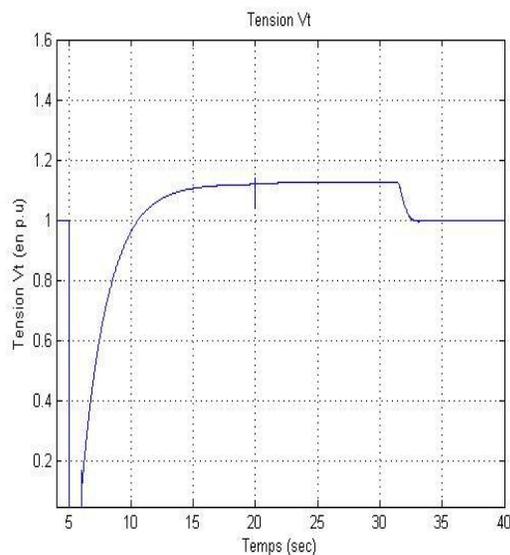


Figure IV.43. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 100%

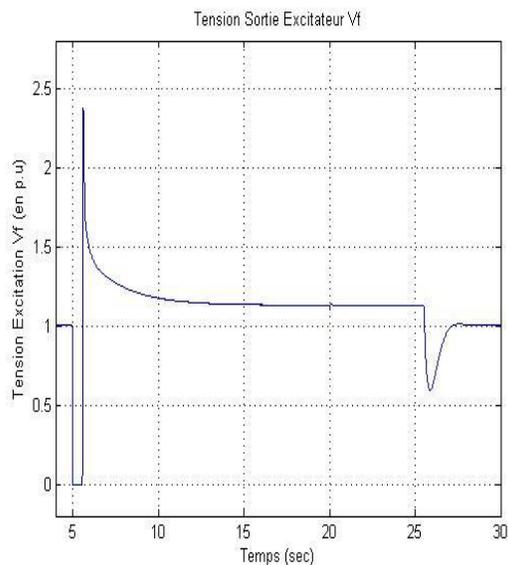


Figure IV.44. Tension d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 80%

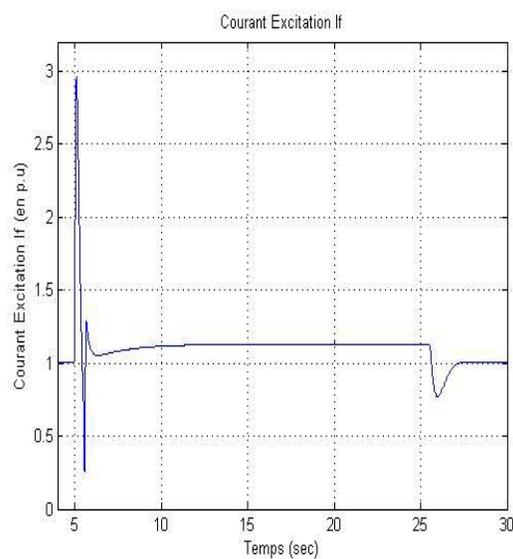


Figure IV.45. Courant d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 80%

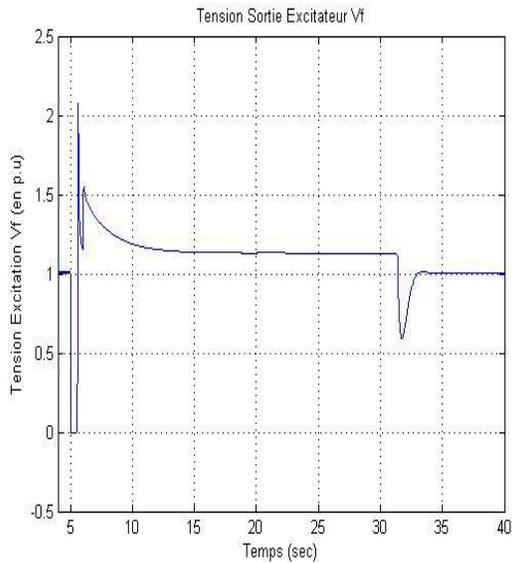


Figure IV.46. Tension d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 100%

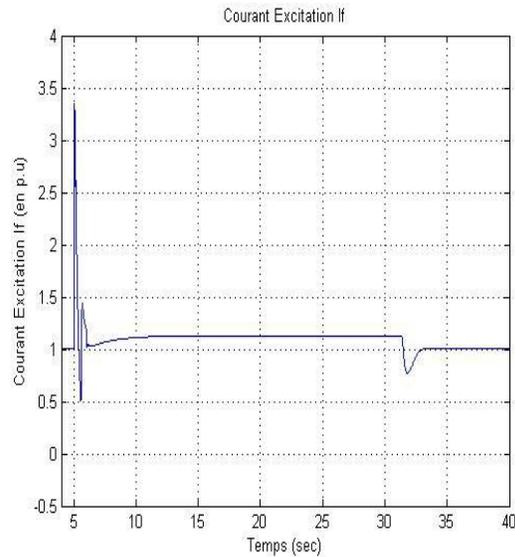


Figure IV.47. Courant d'excitation à un C.C de 1 S avec chute de tension de 100%

En modifiant la limite du régulateur, les contrôleurs veillent à ce que la surtension ne dépasse pas la limite de 10%, mais les réponses deviennent très lentes. En examinant les graphes de réponse, V_F et I_F , le problème du modèle AC7B semble résider dans le contrôleur PID. Cela provoque une saturation des actionneurs, ce qui ralentit la réponse.

IV.3.2.2.2. Optimisation des paramètres du régulateur PID

Jusqu'à présent, la réponse du modèle AC7B a été améliorée en utilisant les limites du régulateur. Cependant, pour obtenir une meilleure réponse, il est important d'optimiser les autres paramètres du régulateur du modèle AC7B qui est, comme déjà mentionné, de type PID. L'optimisation de ce régulateur se fait sur la base de la théorie de contrôle. Pour appliquer cette théorie, il faudra d'abord simplifier le système utilisé.

L'étude du contrôleur PID est effectuée en fonction de la réponse du système (contrôleur et installation) à un échelon unitaire [2, 25, 26]. L'objectif principal est de trouver des valeurs pour le régulateur qui améliorent la réponse. Dans ce travail, le plus important est de trouver des valeurs qui donnent lieu à une réponse avec le minimum d'oscillations et le plus rapidement possible.

Afin d'étudier la réponse dynamique du système, ce dernier pourrait être simplifié. Cependant, Matlab permettait d'obtenir un modèle linéaire et d'étudier la réponse du régulateur PID. Le générateur, en charge et avec défaut, ne peut pas être linéarisé. Le modèle AC7B est donc connecté à un bloc simulant le générateur, simplifié par l'expression [2, 6, 11, 25, 27, 28] :

$$G(s) = \frac{K_G}{1 + sT_G}$$

Dans ce cas, $K_G = 1$ et $T_G = T'_{d0}$, la valeur de la constante de temps transitoire en circuit ouvert [2, 6, 25, 27, 28]. Le schéma utilisé pour optimiser les paramètres du contrôleur PID est illustré à l'Annexe 4. C'est sur ce schéma que l'outil PID Tuner est utilisé.

Lors de l'ouverture de l'outil PID Tuner, une réponse apparaît en gris, avec le contrôleur et les valeurs d'entrées, et une réponse en bleu, qui sera la nouvelle réponse, avec le contrôleur et les nouvelles valeurs, Figure IV.48. Ces valeurs sont calculées par Matlab. Il est également possible de voir la valeur des caractéristiques importantes de la réponse, telles que le temps de montée et le temps de réponse. La colonne Ajusté présente les caractéristiques de la nouvelle réponse, tandis que la colonne Bloquer affiche la réponse précédente.

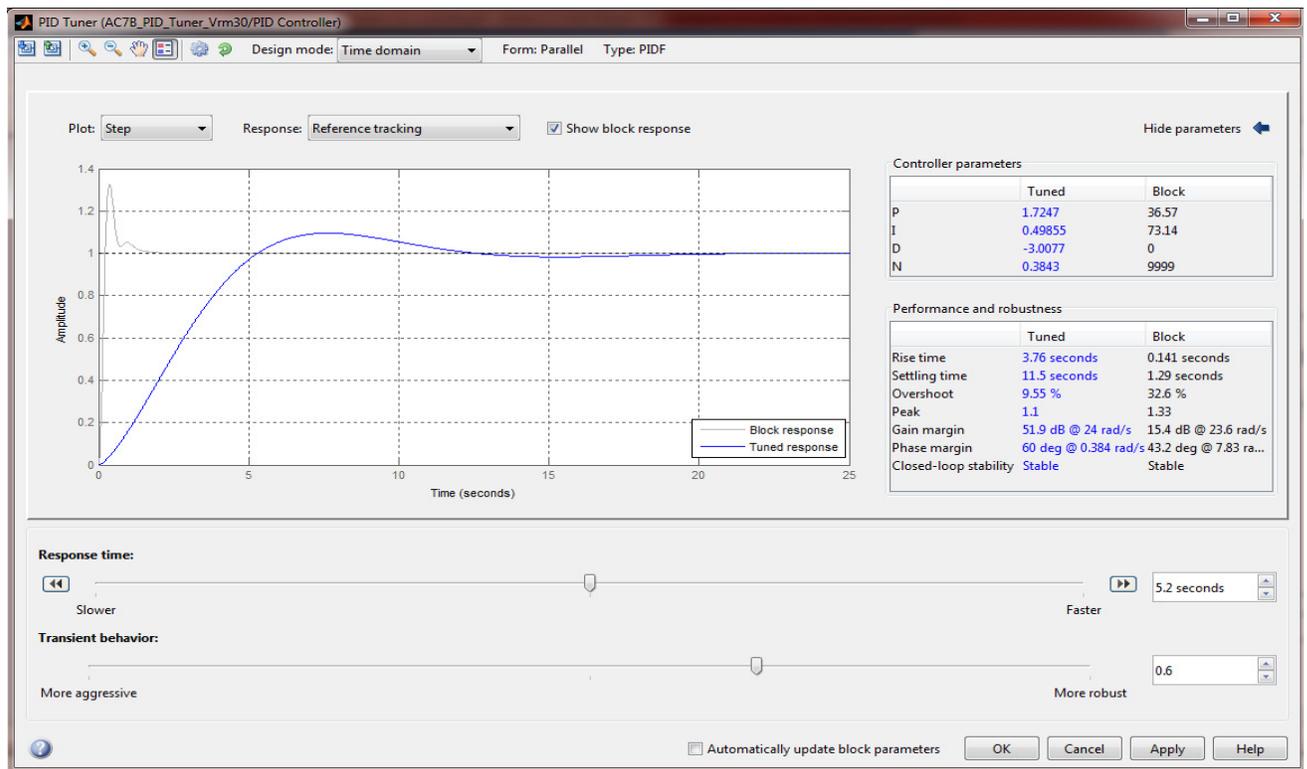


Figure IV.48. L'outil PID Tuner

En ajustant la flèche ci-dessous, nous pouvons voir quelle sera la réponse du système, ainsi que ses caractéristiques. Une réponse avec un minimum d'oscillations a été recherchée, avec un temps de montée aussi rapide que possible, un temps de réponse d'environ 1 seconde. Les valeurs obtenues dans le PID tuner ont ensuite été testées dans l'ensemble du système pour détecter un court-circuit d'une seconde. C'est ainsi que l'on a tenté d'établir une relation entre la situation utilisée dans le PID tuner et la situation de court-circuit. Il a été constaté que les valeurs trouvées pour la situation du PID tuner donnaient lieu à une réponse similaire à la situation de court-circuit. Par conséquent, les valeurs obtenues dans le PID tuner ont été acceptées dans la mesure du possible pour optimiser le modèle AC7B. La limite V_{RMAX} a également été modifiée pour une meilleure réponse. La Figure IV.49 présente l'outil de PID tuner avec les nouvelles valeurs du régulateur, le tableau IV.3 donne les nouvelles valeurs du

modèle AC7B et la Figure IV.50 présente la réponse du modèle avec ces nouvelles valeurs, à un court-circuit front de 1 seconde.

Tableau IV.3. Les nouvelles valeurs du modèle AC7B

Nouveaux paramètres du Régulateur PID	$K_{PR} = 65.9844$	$K_{IR} = 20.6886$	$K_{DR} = 3.9991$
Nouvelles valeurs de V_{RMIN} et V_{RMAX}	$V_{RMIN} = 0$		$V_{RMAX} = 25.63$

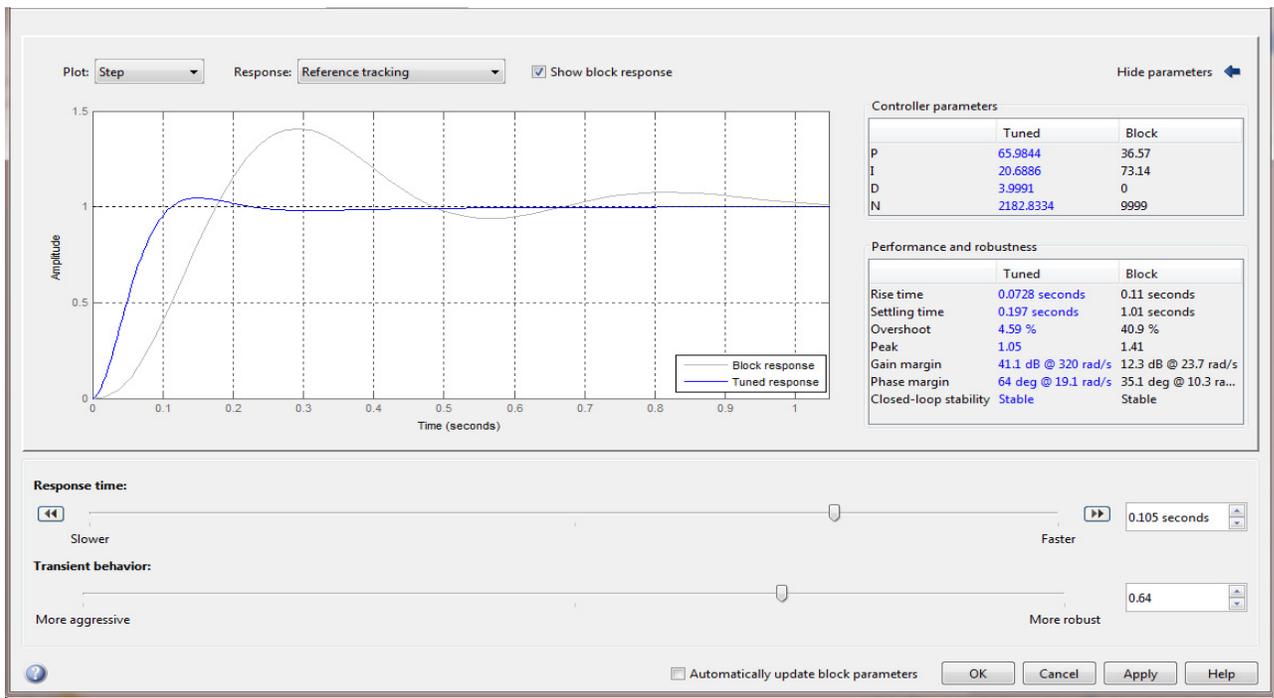


Figure IV.49. L'outil PID Tuner avec les nouvelles valeurs

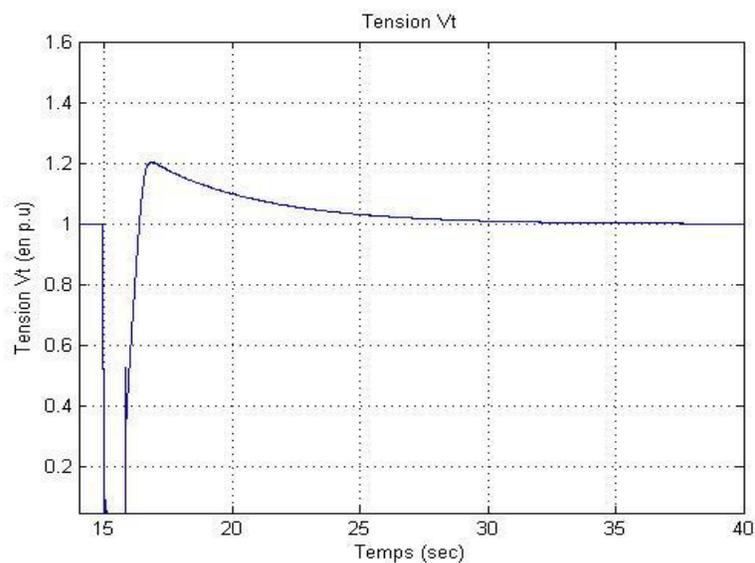


Figure IV.50. Réponse à un court-circuit front de 1 seconde

La prochaine étape consistera à comparer la réponse du système en tenant compte des nouvelles valeurs du régulateur, avec celle des anciennes valeurs de PID. Le paramètre V_{RMAX} a été remplacé par une valeur qui minimise la surtension. Les Figures IV.51, IV.52 et IV.53 montrent les réponses du modèle avec les nouvelles paramètres, pour les chutes de tension de 80%, 50% et 20% de 1 seconde, respectivement.

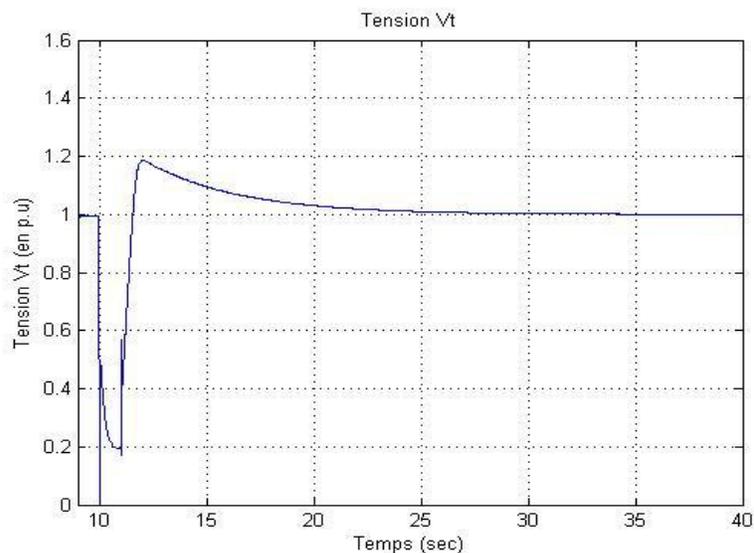


Figure IV.51. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec une chute de tension de 80%

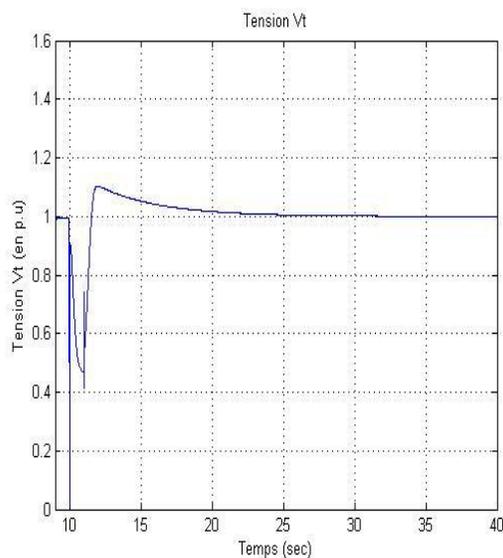


Figure IV.52. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 50%

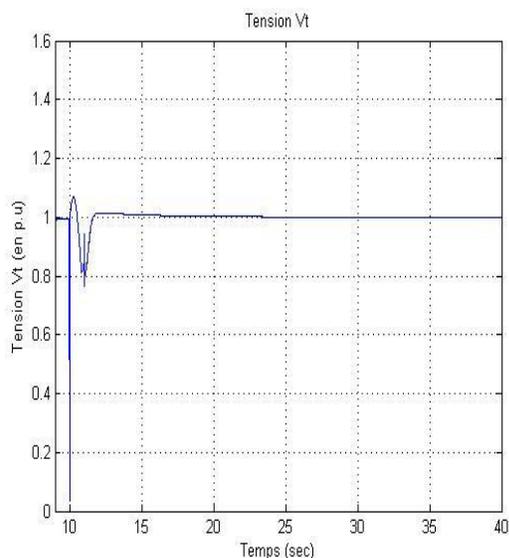


Figure IV.53. Réponse à un court-circuit de 1 seconde avec chute de tension de 20%

Il est important de noter comment les nouveaux paramètres du régulateur PID et de V_{RMAX} influencent sur la réponse de la tension d'excitation V_F (Figure IV.54 et IV.56), et le courant d'excitation I_F (Figure IV.55 et IV.57).

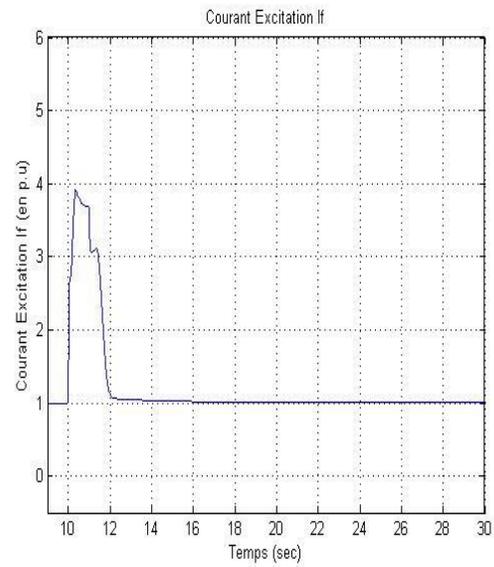
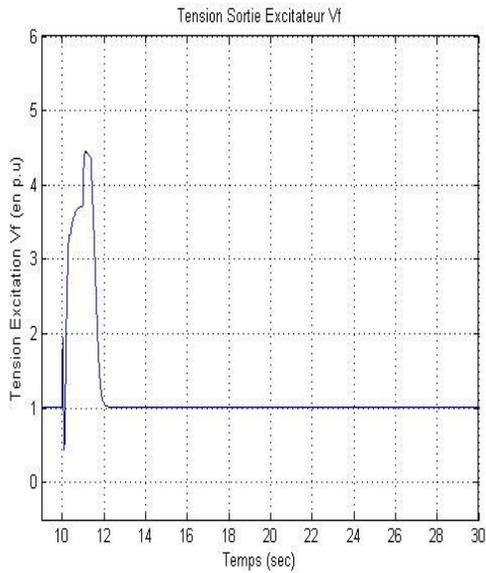


Figure IV.54. Tension d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 50%

Figure IV.55. Courant d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 50%

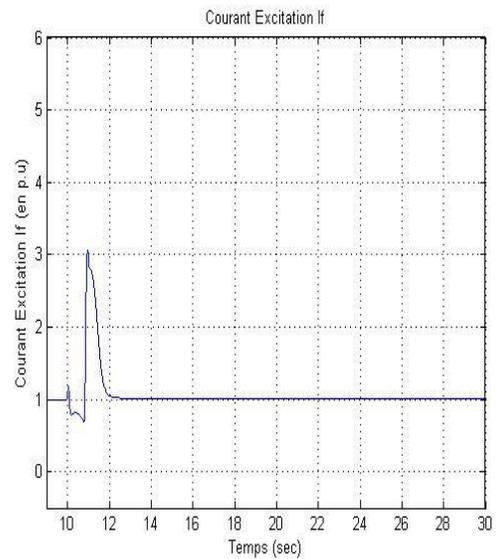
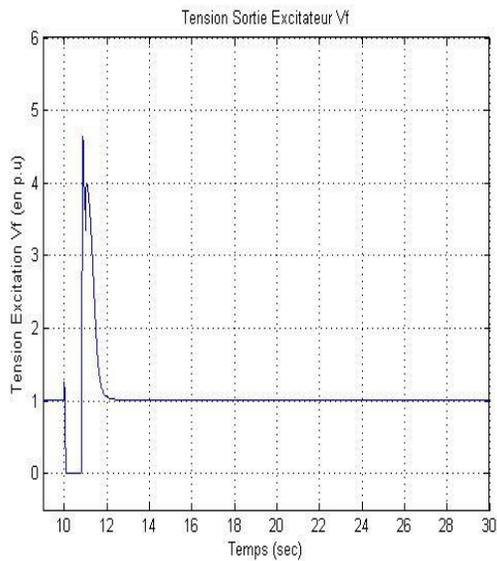


Figure IV.56. Tension d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 20%

Figure IV.57. Courant d'excitation à un C.C de 1 seconde avec chute de tension de 20%

Les simulations effectuées montrent que la régulation de la tension aux bornes du générateur suit parfaitement la consigne grâce au régulateur PID, avec un seul dépassement (Figure IV.50 à IV.53), par un meilleur choix de la valeur de V_{RMAX} qui permet de réduire les oscillations au niveau de la tension du générateur.

Ces résultats montrent clairement l'efficacité de l'optimisation des paramètres du régulateur PID, tel qu'on obtient de meilleurs résultats en performance, avec un bon compromis entre rapidité, stabilité et précision.

Les réponses obtenues après l'optimisation sont très satisfaisantes, en comparant les résultats obtenus avant et après l'optimisation, dans tous les résultats de la tension du générateur et la tension d'excitation associée sur les Figures (IV.50 à IV.53 / IV.54 à IV.57), avec les nouvelles valeurs, on déduit :

- Plus de rapidité (temps de réponse satisfaisant) après l'optimisation,
- Parfaite précision (suivi adéquat de consigne) dans les réponses de la tension du générateur et la tension d'excitation,
- Les résultats obtenus, après optimisation montrent une stabilité meilleure (un seul dépassement).

En utilisant le PID tuner, il était possible d'obtenir des valeurs pour le régulateur d'AC7B qui donnaient lieu à une réponse un peu plus stable, rapide et robuste que la réponse avec les valeurs fournies.

IV.4. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons modélisé et simulé l'alternateur synchrone d'Alrar. La commande de la tension aux bornes de ce générateur est assurée par le système d'excitation sans balais qui est simulé dans notre étude par le modèle AC7B selon le standard IEEE 412.5. La validation des résultats est obtenue par les réponses de la tension du générateur, la tension et le courant d'excitation qui sont celles obtenus par simulation se rapprochent à celles présentées dans la littérature [1, 2, 6, 19, 29] ce qui nous permet de valider notre travail.

En ce qui concerne ce travail particulier, l'objectif de construire le modèle AC7B de Matlab a été réalisé, ce qui a permis possible de comprendre le comportement du modèle dans une situation en charge et avec défaut de court-circuit. En comparaison avec le modèle AC1A, le AC7B a eu une réponse stable et plus précise. Les améliorations que le modèle AC7B a permis une meilleure simulation du brushless systèmes d'excitation. Le régulateur PID, en particulier, peut être utilisé pour mieux réguler la réponse des systèmes. Un nombre de méthodes peuvent être utilisées à cette fin. La modification de la limite du régulateur V_{RMAX} , la surtension ne dépasse pas la limite de 10%, mais les réponses deviennent très lentes. L'outil PID Tuner n'était pas aussi direct mais cédait des valeurs pour les paramètres PID qui ont amélioré la réponse du système.

Conclusion Générale et Perspectives

Ce projet d'étude vise particulièrement un élément primordial dans le bon fonctionnement d'un alternateur, mais aussi un élément crucial dans une centrale électrique en général. Le système d'excitation opère un rôle très important dans un alternateur, entre assurance de la protection des éléments du générateur et amélioration des performances dynamiques de l'ensemble.

Notre travail a visé cet important élément, traitant alors sa modélisation, et l'optimisation de leur paramètres de régulation.

Grâce au standard d'IEEE, il était possible de programmer dans Simulink le modèle AC7B, qui simule des systèmes d'excitation sans balais. De nos jours, ce type de système d'excitation est le plus utilisé [2]. Il est donc essentiel de disposer de modèles capables de les simuler correctement pour le bon fonctionnement des systèmes d'alimentation électrique.

Après la programmation et les simulations du modèle AC7B, on peut conclure qu'un bloc Matlab est tout d'abord absent de ce modèle. C'est d'ailleurs de ce fait que le besoin de programmer ce modèle s'est fait sentir. Au cours de ce travail, il a été possible d'observer comment le modèle AC7B permet une simulation plus précise des systèmes d'excitation sans balais, en comparaison avec le modèle AC1A. Le modèle AC7B est présenté comme un modèle plus robuste et complet pour la simulation du brushless systèmes d'excitation.

Deuxièmement, le régulateur de type PID programmé permet l'utilisation de diverses méthodes pour déterminer les valeurs qui améliorent la réponse du système. La première méthode d'optimisation modifiera les valeurs des limiteurs du régulateur afin d'imposer la limite souhaitée pour la surtension. Elle est simple et efficace puisqu'elle élimine les oscillations, mais avec un temps de réponse très lent. D'autre part, le choix d'utiliser l'outil PID Tuner, bien que moins direct que l'autre méthode, a donné lieu à des valeurs qui améliorent la réponse par rapport aux valeurs initiales. Dans les deux cas, on peut en conclure que le régulateur AC7B permet d'ajuster la réponse du système.

Comme décrit précédemment, le modèle AC1A est utilisé dans une grande partie des tests effectués sur les systèmes d'excitation. Cependant, le modèle génère plusieurs erreurs et ne représente pas le système d'excitation correctement. L'un des principaux problèmes de ce modèle est qu'il ne suppose pas que son alimentation peut provenir des terminaux du générateur lui-même. Il est donc impossible de modéliser cette dépendance [2].

Nous avons démontré que le modèle AC7B simule correctement le système d'excitation sans balais de la génératrice synchrone. Ce modèle a montré son efficacité de contrôler la tension aux bornes de l'alternateur, en régime transitoire qu'en régime permanent.

Le travail sur les systèmes d'excitations en général, implique encore plus de recherche dans le domaine de la production d'énergie électrique, vue son immense importance dans l'ensemble des composantes des centrales électriques. Notre travail en particulier, effectué sur le système d'excitation sans balai simulé par le modèle AC7B selon le standard IEEE 412.5, une sérieuse perspective et un grand acquis en vue d'étudier et de contrôler cet élément.

En conclusion, on peut dire que l'étude du brushless système d'excitation est encore un sujet à étudier compte tenu de son importance cruciale dans les centrales électriques.

Il est à noter, en tant que travail futur :

- De simuler le système d'excitation en utilisant d'autre type de commande moderne tel que la logique floue à la place du régulateur PID classique,
- Il est également important de souligner qu'il est nécessaire d'introduire dans Matlab un bloc simulant le modèle AC7B, qui permette une meilleure utilisation de l'outil PID Tuner afin d'obtenir des valeurs pour la réponse souhaitée,
- Notre étude est basée sur une machine synchrone réelle en service de la centrale électrique d'Alrar. A cause de ce choix, la validation expérimentale n'est pas accessible, compte tenu de l'importance de la centrale électrique d'Alrar comme seule source d'énergie électrique de la Direction Régionale de Stah. Il est intéressant de refaire cet étude avec une autre machine synchrone dans laquelle pourrait être réalisée la validation expérimentale.

Références Bibliographiques

- [1] Abdallah BARAKAT, « Contribution à l'amélioration de la régulation de tension des générateurs synchrones : nouvelles structures d'excitation associées à des lois de commande H_∞ », thèse de doctorat, Université de Poitiers France, 2011, 162 p.
- [2] Nicolau NUNO, « Excitation sans brosse des générateurs synchrones : modélisation et optimisation du contrôle », mémoire de master, Université technique de Lisbonne, 2016, 73 p.
- [3] N. Abdalla Ahmed, Affaneen Anwar, « Simulation Model of Brushless Excitation System », Journal of applied sciences 7 (8), pp. 1186-1190, 2007.
- [4] Jerkovic VEDRANA, Miklosevic KRESIMIR, Spoljaric ZELIKO, « Excitation System Models of Synchronous Generator », Faculty of Electrical Engineering Osijek, Croatia.
- [5] Morlaye Sekou CAMARA, Mamadou Baïlo CAMARA, Brayima DAKYO, Hamid GUALOUS, « Modélisation et commande d'une génératrice synchrone à aimant permanent pour la production et l'injection des énergies offshore dans un réseau », Symposium de Génie électrique, Cachan, 2014.
- [6] Khaled OURAMDANE, « Modélisation et optimisation du système d'excitation du groupe turbine-alternateur du simulateur analogique d'Hydro-Québec », mémoire de la maîtrise en ingénierie, Université de Québec, 2015, 185 p.
- [7] Fluor Texas Inc HOUSTON Division, Vol.00 : Manuel de démarrage et exploitation de l'usine d'Alrar, contract N°652006, 1981.
- [8] Thomassen, Volume 1 : spécification des équipements de la centrale Thomassen, Projet E78.ENC69, DOC N°962G145, 1987.
- [9] Nouvo Pignone NP, Manuel de fonctionnement et maintenance turbine à gaz MS5001, N°Nuovo.Pignone.Doc. MAN170.5713, 2012.
- [10] Brush, Installation utilisation et entretien pour la gamme des générateurs à 4 pôles, Vol. 1 : Manuel d'utilisation et d'entretien, 2009, 121 p.
- [11] P. KUNDUR, « Power System Stability and Control », McGraw-Hill, 1994, 1176 p.
- [12] The Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, « IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies », IEEE Std. 421.5-2005, 2006, 95 p.
- [13] The Institute of Electrical and Electronics Engineers IEEE, « IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies », IEEE Std. 421.5-2016, 2016, 208p.
- [14] Rachida HAIMOUR, « Contrôle des puissances réactives et des tensions par les dispositifs FACTS dans un réseau électrique », mémoire de magister, ENSET d'Oran, 2009, 127 p.
- [15] Brush, Manuel d'opération et de maintenance plaque d'excitation A12T, DOC N°EG407785, 2009, 114 p.
- [16] Brush, Système de contrôle d'excitation, DOC N°10036830, 2009.
- [17] Général Electric GE, MARK Vie procedure for energy produits Europe (EPE), DOC N°GEK6SA-1031, 2009.
- [18] Bonatti, 946X-ECA-TP6E600EZ02-A : spécifications techniques - partage de la charge et délestage, contrat N° ENC08946X, 2012.
- [19] Emile Bowendnére MOUNI, « Contribution à l'amélioration des performances des génératrices synchrones : nouvelle structure d'excitation basée sur une machine à aimants et combinée à des lois de commande avancées », thèse de doctorat, Université de Poitiers France, 2008, 208 p.

- [20] Abderrahim NECIB, Omar ZEROUAL, « Commande Décentralisée Optimale et par Placement de Pôles : Application à un Réseau Electrique », Projet de fin d'études, Ecole Nationale Polytechnique d'Alger ENP, 1996, 70 p.
- [21] Zoheir TIR, Chapitre II : Modélisation des machines asynchrones et synchrones, 2019, 25 p.
- [22] Jerkovic VEDRANA, Miklosevic KRESIMIR, Spoljaric ZELIKO, « Synchronous Generator Modeling Using Matlab », Faculty of Electrical Engineering Osijek, Croatia.
- [23] Joel GONCALVES, « Modelling to stability analysis of brushless excitation systems on synchronous generator », Technical University of Lisbon, Portugal.
- [24] Bonati, Magnétisation des transformateurs élévateurs par les générateurs, DOC N°946X-ECA-CE-E-00EZ03, contrat N°946X, 2010.
- [25] Zwe-Lee GAING, « A Particle Swarm Optimization Approach for Optimum Design of PID Controller in AVR System », IEEE, Vol. 19, N° 2, pp. 384-391, 2004.
- [26] M. B. BAYRAM, H. I. BULBUL, C. CAN, R. BAYINDIR, « Matlab/GUI Based Basic Design Principles of PID Controller in AVR », IEEE, pp. 1017-1022, 2013.
- [27] G.SHABIB, A. MESALAM, A.M.RASHWAN, « Optimal Tuning of PID Controller for AVR System using Modified Particle Swarm Optimization », the 14th International Middle East Power Systems Conference (MEPCON'10), Egypt, pp 305-310, 2010.
- [28] Ajit KUMAR, Pankaj RAI, « Performance Analysis of Conventional Controllers for Automatic Voltage Regulator (AVR) », International Journal of Latest Trends in Engineering and Technology (IJLTET), Vol. 7 N° 2 , pp 338-344, 2016.
- [29] Zoheir TIR, Felipe CORCOLES, Nadhir MESBAHI, Om MALIK, Med. Assaad. HAMIDA, Abderrahmane KADRINE, « Impact of Transformer Impedance on Squirrel-Cage Induction Motors Behavior During Symmetrical and Unsymmetrical Voltage Sags », The 5th International Conference on Electrical Engineering – Boumerdes (ICEE-B), Algeria, 2017.
- [30] Brush, AC Generator characteristic curves, DOC N°SOM5461110/4, 2009.

Annexe 1 :

Schémas Electriques du Système d'Excitation

Schéma électrique du système d'excitation [15] :

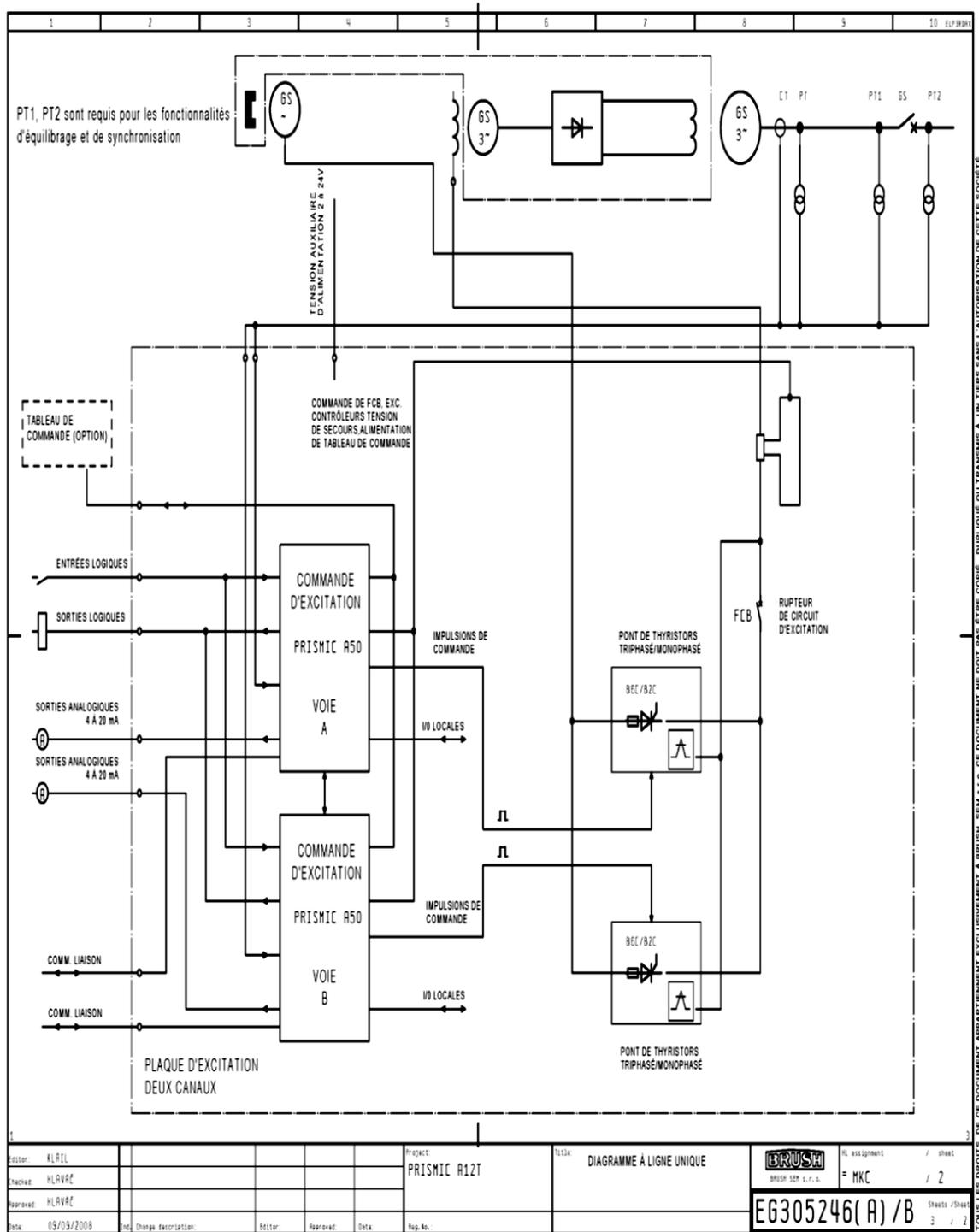
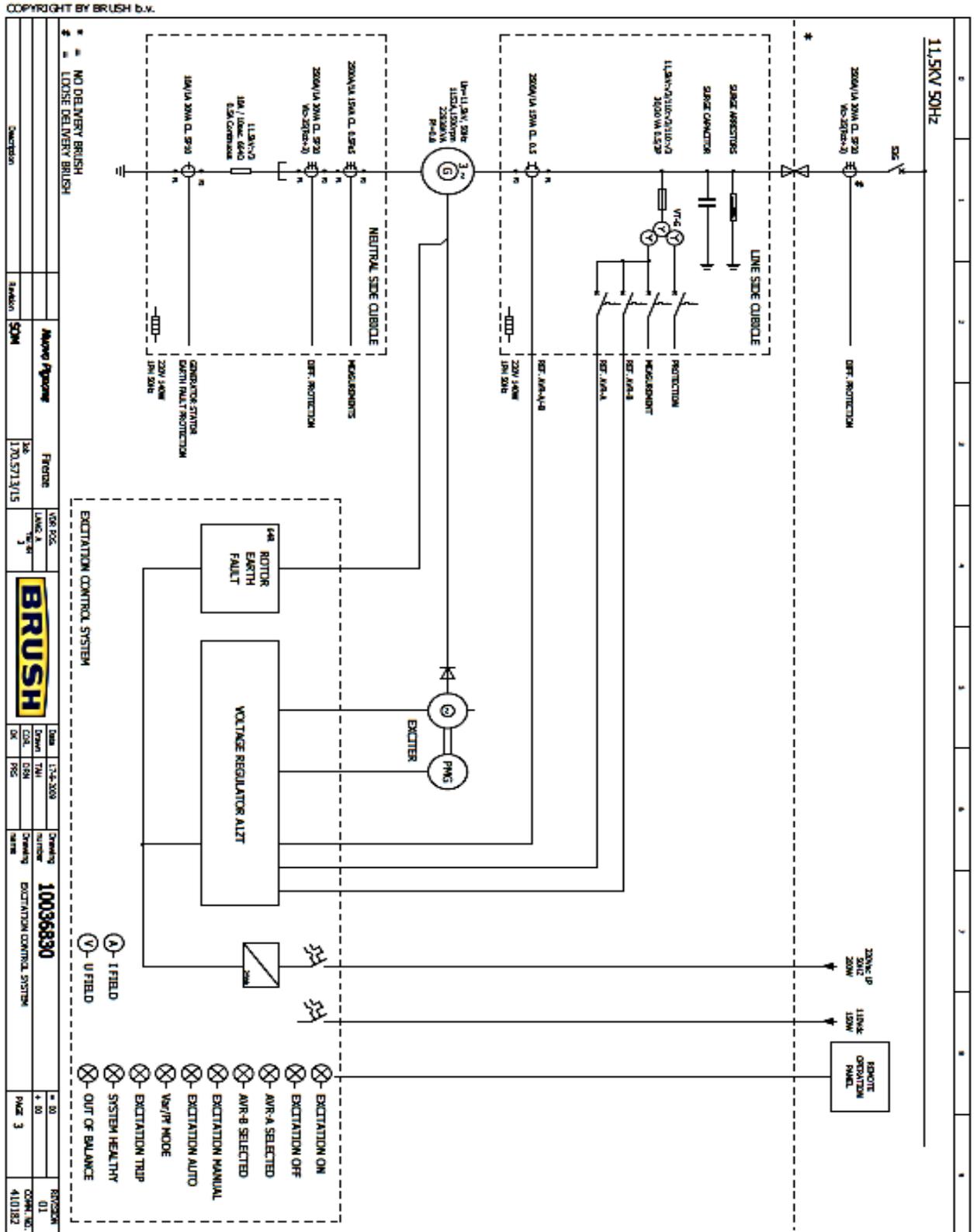


Schéma électrique du système de contrôle d'excitation [16] :



Annexe 2 :

Caractéristiques Techniques de l'Alternateur Synchrone

Les caractéristiques technique du générateur synchrone [30] :

BASIC DATA			
Date	2009-03-27		
Order no.	410182.01-03		
Ordered by	Nuovo Pignone		
Destination	Alrar, Algeria		
Type	DG185ZL-04	Design no:2092350ZL2	
Rated voltage	11500	V, 50 Hz	
Rated output	22938	kVA, at p.f. 0,80	
Speed	1500	rpm	
Rated current	1152	A	
Rated temperature	45	°C, ambient	
Method of cooling	IC616		
Degree of protection	IP55		
Mounting arrangement	IM1005		
Insulation class Stator	F, temp rise to B		
Insulation class Rotor	F, temp rise to B		
Insulation class Exciter	F, temp rise to B		
Type of excitation	Brushless		
Exciter type	DGBP60/15		
P.M.G.	ND 540/40		
Exciter response	2,17	1/sec	
	Stator	Rotor	
No load voltage	15	24	V
No load current	2,5	267	A
Rated voltage	38	59	V
Rated current	6,2	663	A
<i>Short-circuit (300% of rated current for 10 seconds):</i>			
Ceiling voltage	70	112	V
Ceiling current	11,6	1254	A
Doc. no.	SPE90067.BEJ	Version 1	
Customer Label Added			1
Issued for Order			D
	DESCRIPTION		REV

Power	: 22938 kVA	Manufacturer	: Brush Hma B.V.
Speed	: 1500 Rpm	Type	: DG185ZL-04
Voltage	: 11500 V	Machine N°	: 410182-01
Current	: 1152 A	Standard	: IEC 60034-1
P.F.	: 0.8	Altitude	: Sea-Level
Phases / Frequency	: 3 / 50 ~ / Hz	Protection	: IP 55
Exc. Voltage	: 59 Vdc	Year of Manufacture	: 2009
Exc. Current	: 663 Adc	Duty	: Continuous
Amb temperature	: 45 °C	Insul. cl. Stator/Rotor	: F, temp rise to B
Customer's Unit N°	: GTG-03		

Les caractéristiques technique de l'excitateur [10] :

Power	: kW	Type	: DG
Voltage	: 59 Vdc	Machine N°	: 410182-01
Current	: 663 Adc	Speed	: 1500 Rpm
Field voltage	: 38 Vdc	Phases / Frequency	: 3 / ~ / Hz
Field current	: 6,2 Adc		

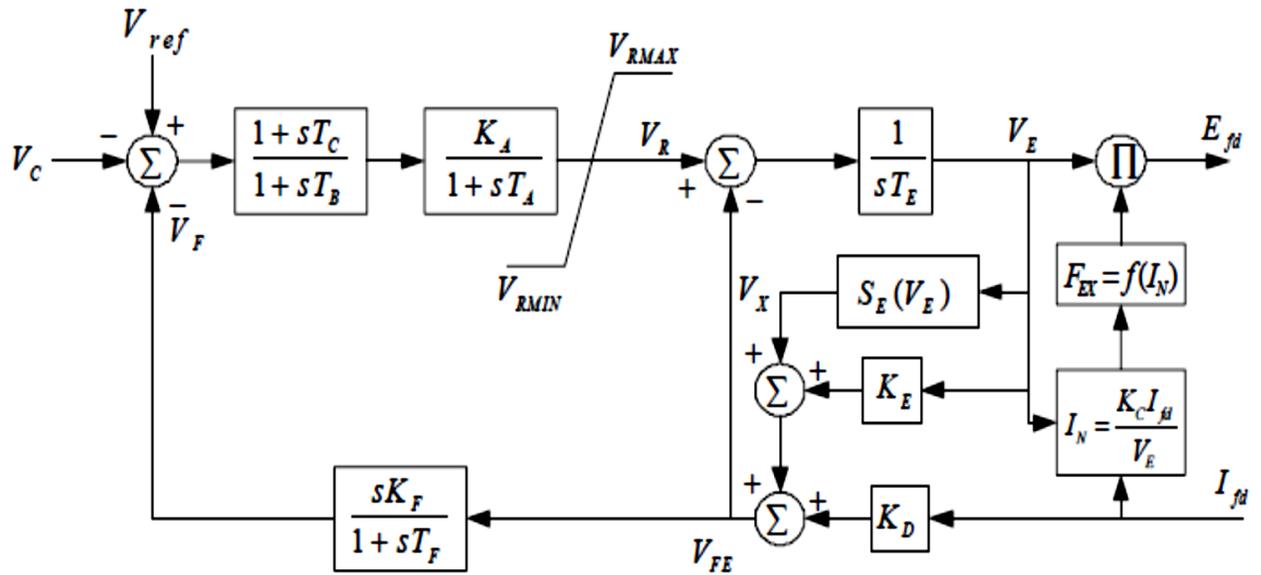
Les caractéristiques technique du générateur à aimant permanent (PMG) [10] :

Power	: VA	Type	: ND 540/40
Phases / Frequency	: 1 / 250~ / Hz	Machine N°	: 410182-01
Voltage	: 225V		
Current	: A		

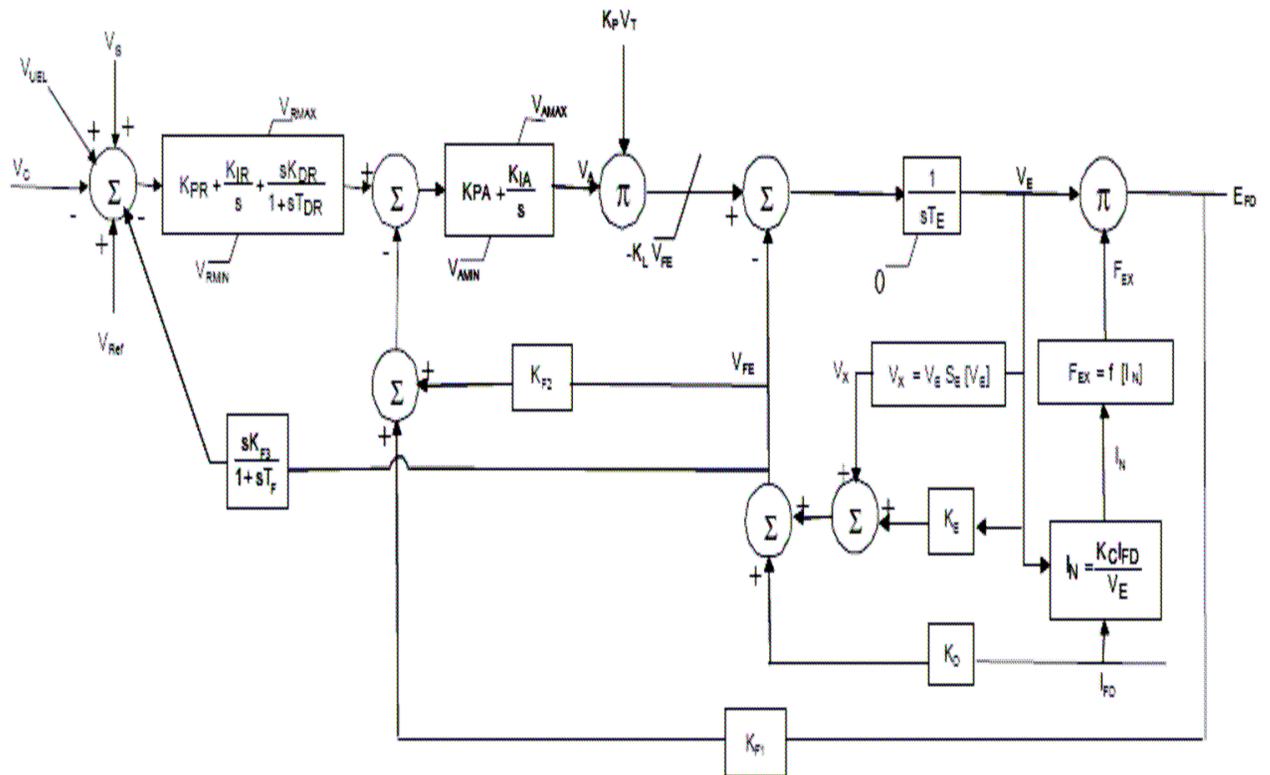
Annexe 3 :

Modèles AC1A et AC7B

Le modèle AC1A [8] :



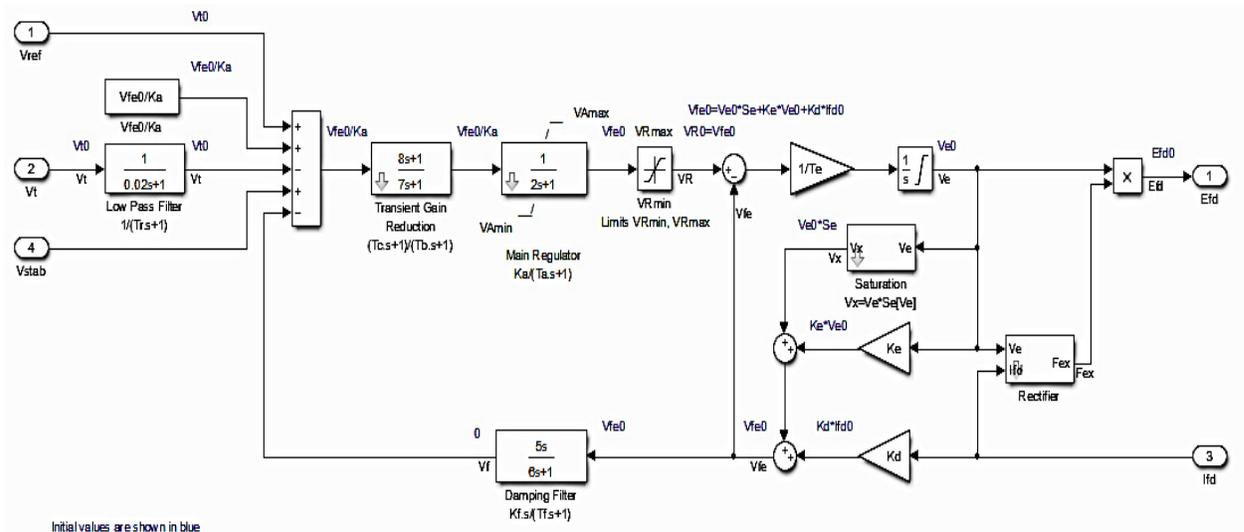
Le modèle AC7B [12, 13, 24] :



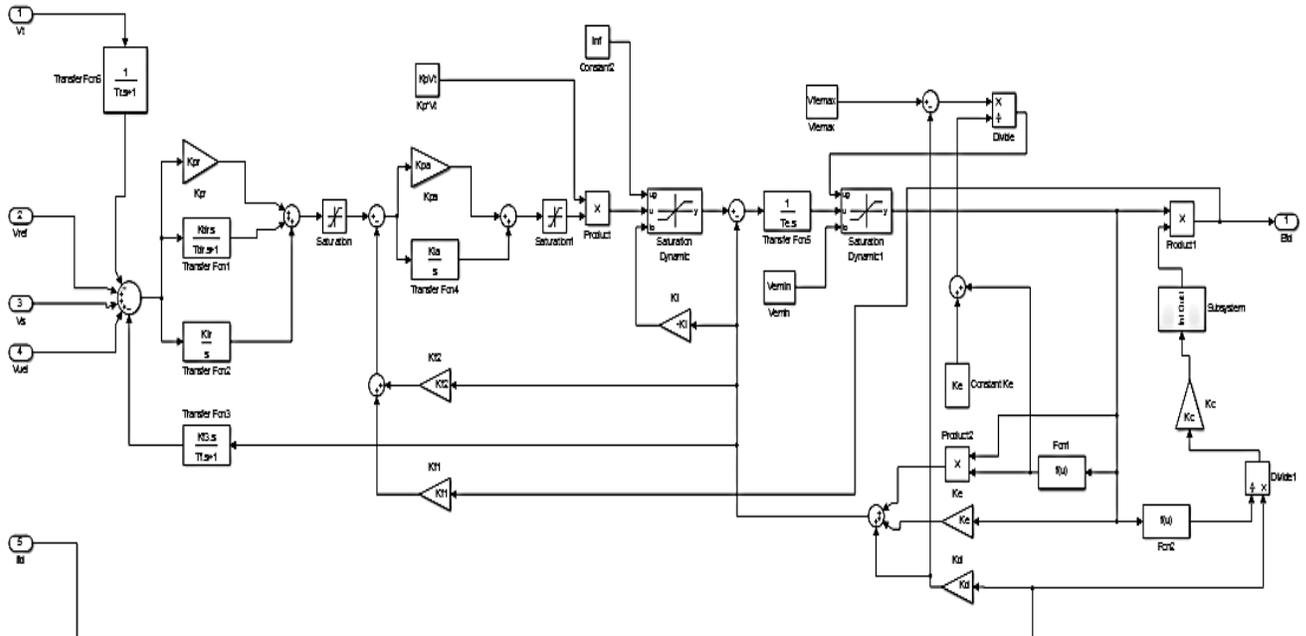
Annexe 4 :

Les Programmes de Simulation sous Matlab/Simulink

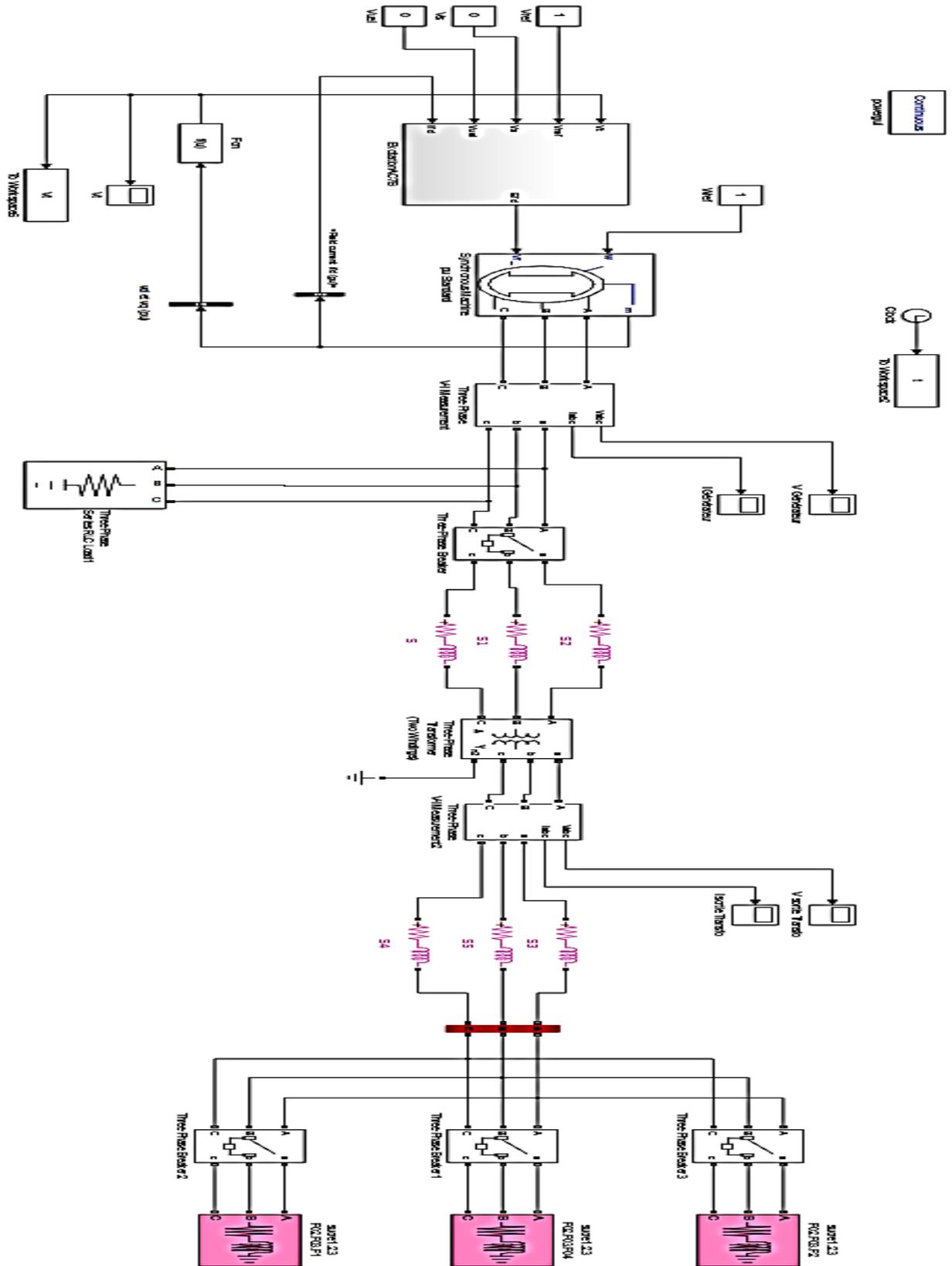
Le programme du modèle AC1A sous Simulink :



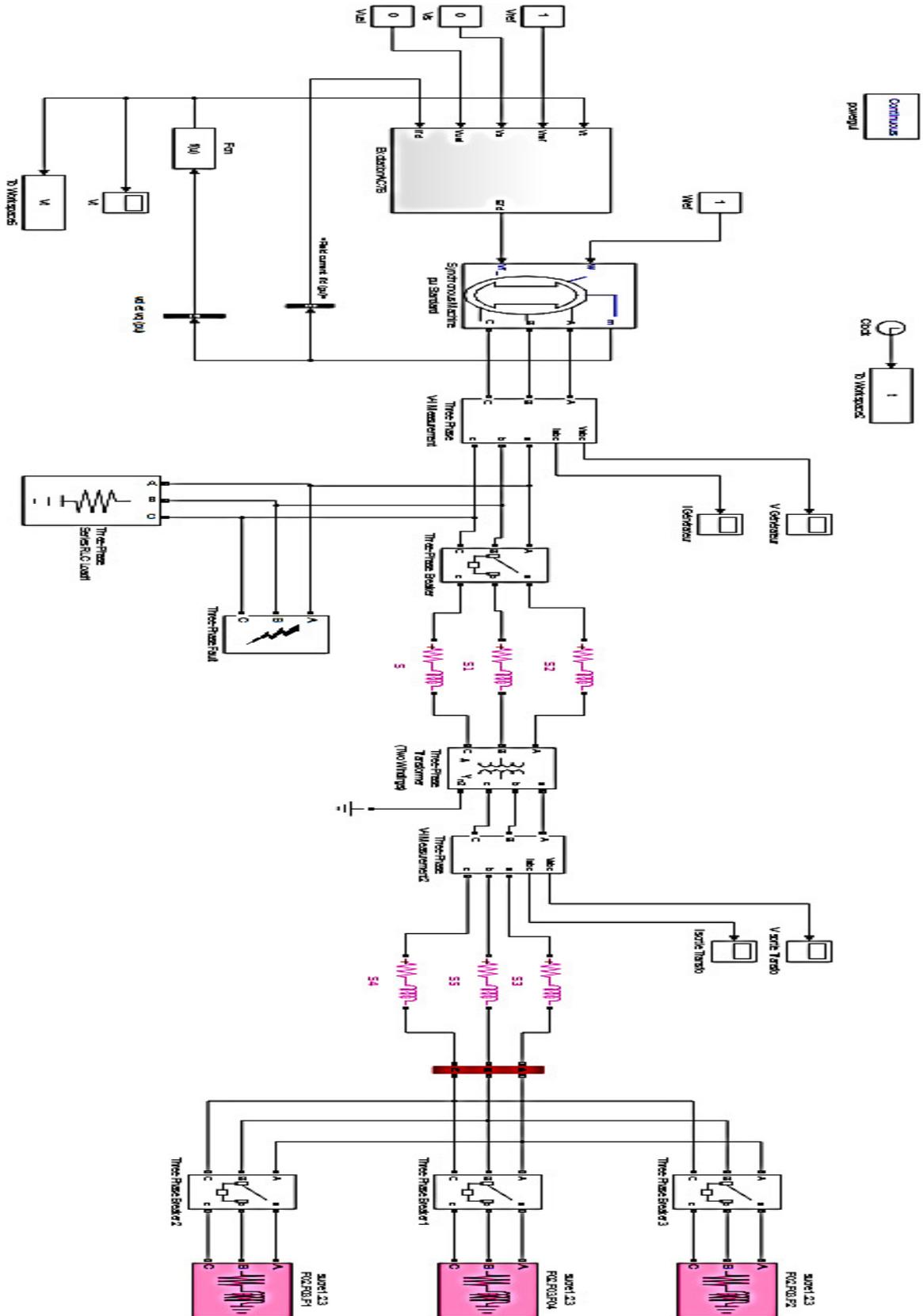
Le programme du modèle AC7B sous Simulink :



Le programme complet du système sous Simulink :



Le programme complet du système avec défaut sous Simulink :



Annexe 5 :

Données Utilisées dans la Simulation

Les données utilisées dans la simulation sont :

1- Les paramètres du générateur synchrone :

Désignation	Symbole	Valeur	Unité
Puissance nominale	P	18 350	KW
Puissance apparente	S	22 938	KVA
Tension nominale	V	11 500	V
Courant nominal	I	1 152	A
Fréquence	f	50	Hz
Coefficient	cos(φ)	0.8	/
Vitesse	W	1500	Tr/min
Nombre de pôle	2P	4	/
Réactance synchrone de l'axe d	X _d	1.65	p.u
Réactance synchrone de l'axe q	X _q	1.5	p.u
Réactance transitoire de l'axe d	X' _d	0.14	p.u
Réactance sous-transitoire de l'axe d	X'' _d	0.12	p.u
Réactance sous-transitoire de l'axe q	X'' _q	0.23	p.u
Réactance associée à une source potentielle	X _l	0.119	p.u
Constante de temps de court-circuit transitoire de l'axe d	T' _d	0.245	S
Constante de temps de court-circuit sous-transitoire axe d	T'' _d	0.045	S
Constante de temps de court-circuit sous-transitoire axe q	T'' _q	0.067	S
Constante de temps en circuit ouvert transitoire axe d	T' _{d0}	3.2	S
Constante de temps en circuit ouvert sous-transitoire axe d	T'' _{d0}	0.45	S
Constante de temps en circuit ouvert sous-transitoire axe q	T'' _{q0}	0.438	S
Résistance enroulement stator	R _s	0.0038	Ω

2- Les paramètres du transformateur :

Désignation	Symbole	Valeur	Unité
Puissance nominale	P	35	MVA
Tension nominale	V	11 500	V
Courant nominal	I	1757/306	A
Rapport de transformation	V ₁ /V ₂	11.5/66	KV
Courant de court-circuit	I _{cc}	12	%
Réactance de court-circuit	X _{cc}	0.453	Ω
Résistance de l'enroulement	R	0.064	Ω
Inductance de l'enroulement	L	0.014	H
Résistance de magnétisation	R _m	500	
Inductance de magnétisation	L _m	500	

3- Les paramètres de deux modèles AC1A et AC7B :

Désignation	Symbole	AC1A	AC7B
Constante de temps du filtre d'entrée du régulateur	T_R	0	0.02
Gain proportionnel du régulateur de tension	K_{PR}	-	36.57
Gain intégral du régulateur de tension	K_{IR}	-	73.14
Gain dérivé du régulateur de tension	K_{DR}	-	0
Constante de temps de retard	T_{DR}	-	9999
Constante de temps du régulateur de tension	T_C	25	-
Constante de temps du régulateur de tension	T_B	1	-
Gain de régulateur de tension	K_A	400	0
Coefficient de gain du circuit potentiel	K_P	-	0
Gain proportionnel du régulateur de tension	K_{PA}	-	8.07
Gain intégral du régulateur de tension	K_{IA}	-	40.33
Constante de temps du régulateur de tension	T_A	0.03	-
Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation	K_F	0.000001	-
Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation	K_{F1}	-	0
Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation	K_{F2}	-	1
Gain de stabilisation du système de contrôle d'excitation	K_{F3}	-	0
Constante de temps du stabilisateur du système de contrôle d'excitation	T_F	1	9999
Coefficient de gain du circuit potentiel	K_I	0	-
Gain de bande basse	K_L	-	10
Sortie de régulateur de tension maximum	V_{AMAX}	14.5	47.19
Sortie de régulateur de tension minimum	V_{AMIN}	-14.5	-47.19
Sortie de régulateur de tension maximum	V_{RMAX}	6.03	34.45
Sortie de régulateur de tension minimum	V_{RMIN}	-5.43	0
Tension sortie limiteur de sous-excitation	V_{UEL}	-15	-
Tension sortie limiteur de surexcitation	V_{OEL}	15	-
Référence limite tension d'excitation de l'excitatrice	V_{FEMAX}	-	34.45
Sortie de tension minimale de l'excitatrice	V_{EMIN}	-	0
Constante de temps de l'excitatrice, taux d'intégration associé à la commande de l'excitatrice	T_E	0.15	0.55
Constante Exciter liée au champ auto-excité	K_E	1	1
Valeur de la fonction de saturation d'excitateur à la tension V_{E1}	$S_E(V_{E1})$	0.1	1.70
Valeur de la fonction de saturation d'excitateur à la tension V_{E2}	$S_E(V_{E2})$	0.01	1.14
La tension de sortie de l'alternateur de l'excitateur sont de retour de la réactance de commutation à laquelle la saturation est défini	V_{E1}	4.18	12.76
La tension de sortie de l'alternateur de l'excitateur sont de retour de la réactance de commutation à laquelle la saturation est défini	V_{E2}	3.14	11.36
Facteur démagnétisant, fonction des réactances alternateur excitateur	K_D	0.38	2.44
Facteur de charge du redresseur proportionnel à la réactance de commutation	K_C	0.2	0.18

4- Les paramètres des lignes de transport :

Désignation	Résistance (Ω)	Inductance (H)
Les lignes reliant l'alternateur au transformateur	2×10^{-3}	1.75×10^{-6}
Les lignes reliant le transformateur aux différentes charges	3.82×10^{-3}	2.738×10^{-6}

5- Les valeurs des différentes charges utilisées :

Charge	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
La première charge	1.082	0.810
La deuxième charge	3.461	2.2489
La troisième charge	1.231	0.7682

Annexe 6 :

La Fonction de Transfert Simplifiée de la Génératrice Synchrone

Calcul des paramètres de la fonction de transfert simplifiée de la Génératrice synchrone :

La fonction de transfert simplifiée de la génératrice synchrone est [6, 11] :

$$G(s) = \frac{V_t}{V_f} = \frac{K_G}{1 + sT_G}$$

Le calcul de K_G et T_G se fait comme suit [6, 11] :

$$\Delta\psi_d(s) = G(s) * \Delta e_{fd}(s)$$

D'où :

$$G(s) = K_G \frac{1 + sT_{kd}}{(1 + sT'_{d0})(1 + sT''_{d0})}$$

Avec :
$$K_G = \frac{X_{ad}}{\omega r_f} \quad ; \quad T'_{d0} = \frac{X_{ad} + X_{\sigma f} + X_{\sigma fD}}{\omega r_f}$$

T_{kd} et T''_{d0} sont négligeables [6].

Ou :

ψ_d : le flux principal dans l'axe d,

e_{fd} : la tension d'excitation,

V_t : la tension aux bornes du générateur,

V_f : la tension d'excitation,

K_G : le gain de la fonction de transfert simplifiée de la génératrice synchrone,

T_G : la constante de temps de la fonction de transfert simplifiée de la génératrice synchrone,

T_{kd} : la constante de temps de fuite de l'amortisseur de l'axe d,

T'_{d0} : la constante de temps transitoire en circuit ouvert de l'axe d,

T''_{d0} : la constante de temps sous-transitoire en circuit ouvert de l'axe d,

X_{ad} : la réactance magnétisante de l'axe d,

$X_{\sigma f}$: la réactance de fuite de la roue polaire,

$X_{\sigma fD}$: la réactance de fuite de la roue polaire de l'axe d,

ω : la pulsation électrique,

r_f : la résistance de la roue polaire.

Annexe 7 :

La Fonction de Saturation SE et la Fonction de Régulation du Redresseur FEX

La fonction de saturation de l'excitateur SE(VE) [2, 12, 13] :

La fonction SE(VE) peut être représentée par l'expression suivante :

$$S_E(V_E) = a \cdot e^{b \cdot V_E}$$

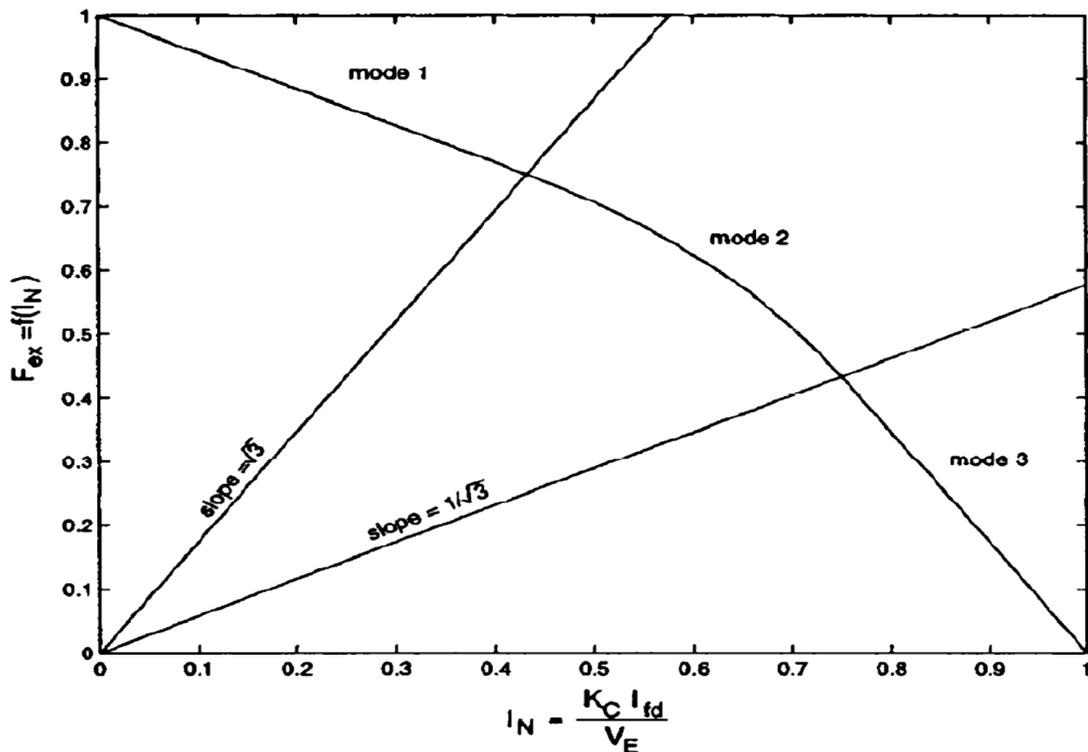
Les variables a et b sont calculées à partir de deux points de la fonction de saturation, (S1, E1) et (S2, E2), avec :

$$b = \frac{\ln\left(\frac{E_1 \cdot S_1}{E_2 \cdot S_2}\right)}{E_1 - E_2}$$

$$a = \frac{E_1 \cdot S_1}{e^{b \cdot E_1}}$$

La fonction de régulation du redresseur FEX [2, 12, 13] :

La fonction de régulation du redresseur, FEX, reçoit la valeur de I_N et, sur cette base, détermine un mode de fonctionnement. Il existe ici des modes de fonctionnement, illustrés à la courbe de régulation du redresseur suivante :



La courbe est décrite en segments à travers le prochain expressions :

$$F_{EX} = 1 \quad I_N \leq 0$$

$$F_{EX} = 1 - 0.577 \times I_N \quad 0 < I_N \leq 0.433$$

$$F_{EX} = \sqrt{0.75 - I_N^2} \quad 0.433 < I_N < 0.75$$

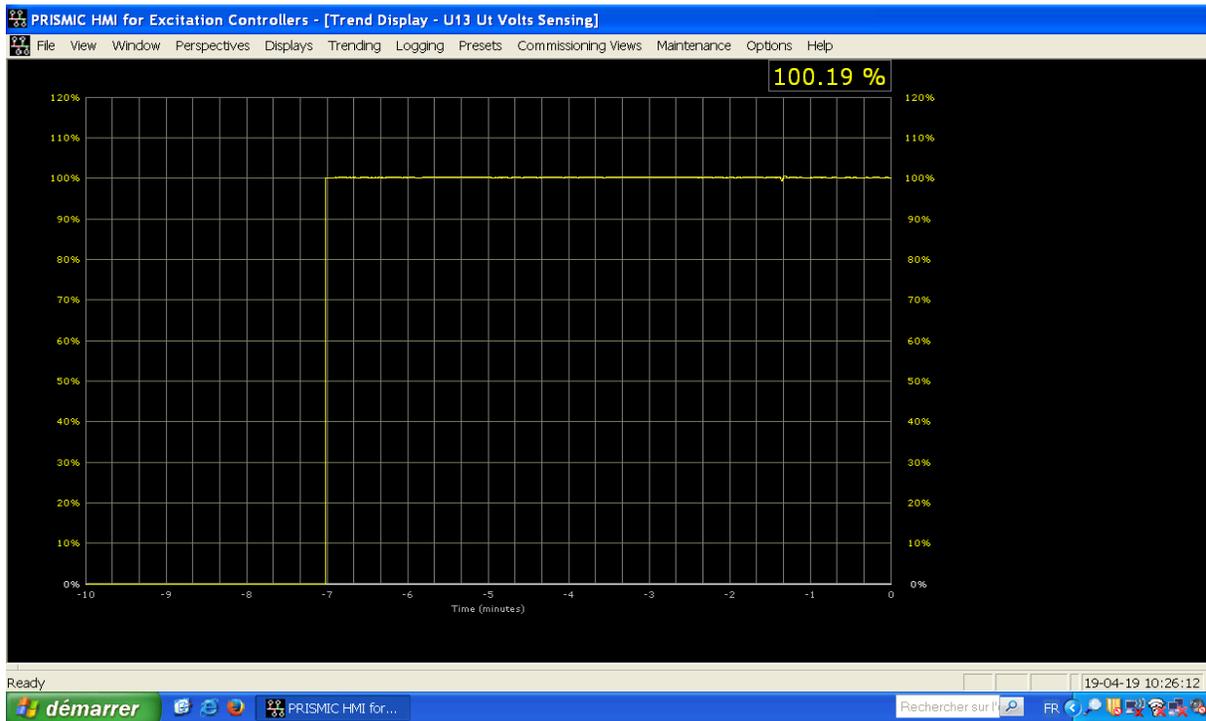
$$F_{EX} = 1.732(1 - I_N) \quad 0.75 \leq I_N \leq 1$$

$$F_{EX} = 0 \quad I_N > 1$$

Annexe 8 :

Les Courbes Réelles de Fonctionnement de l'Alternateur d'Alrar

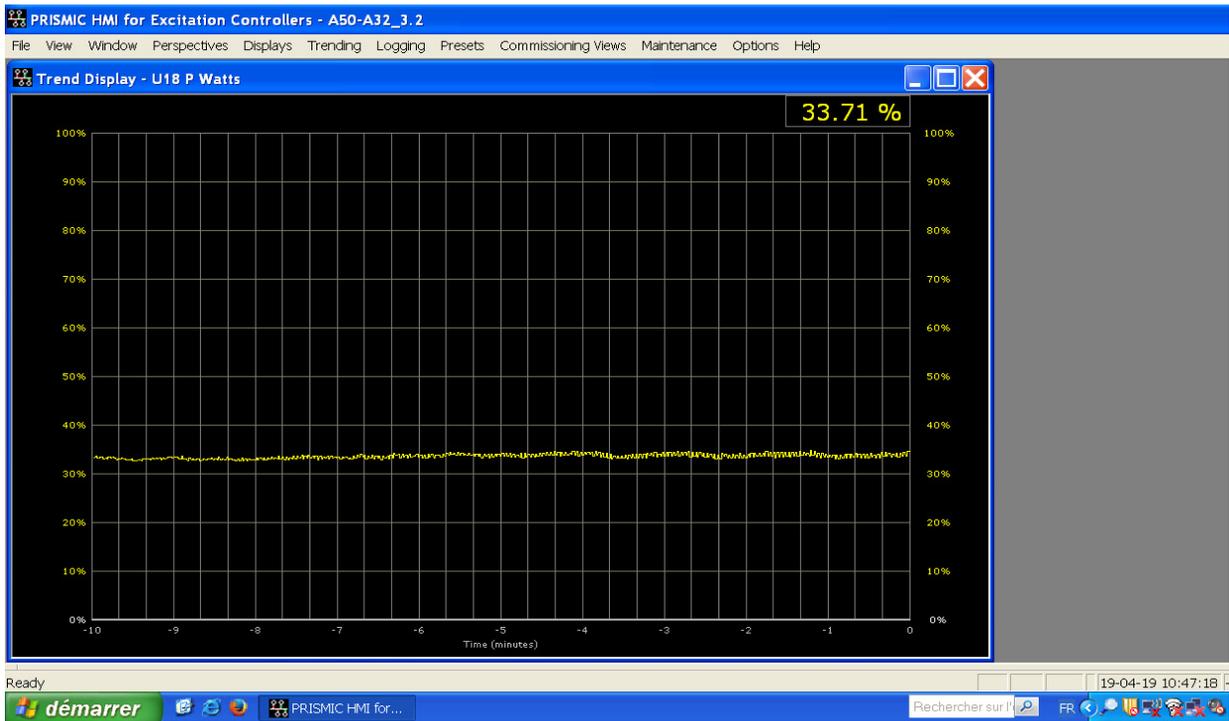
La tension V_t de l'alternateur :



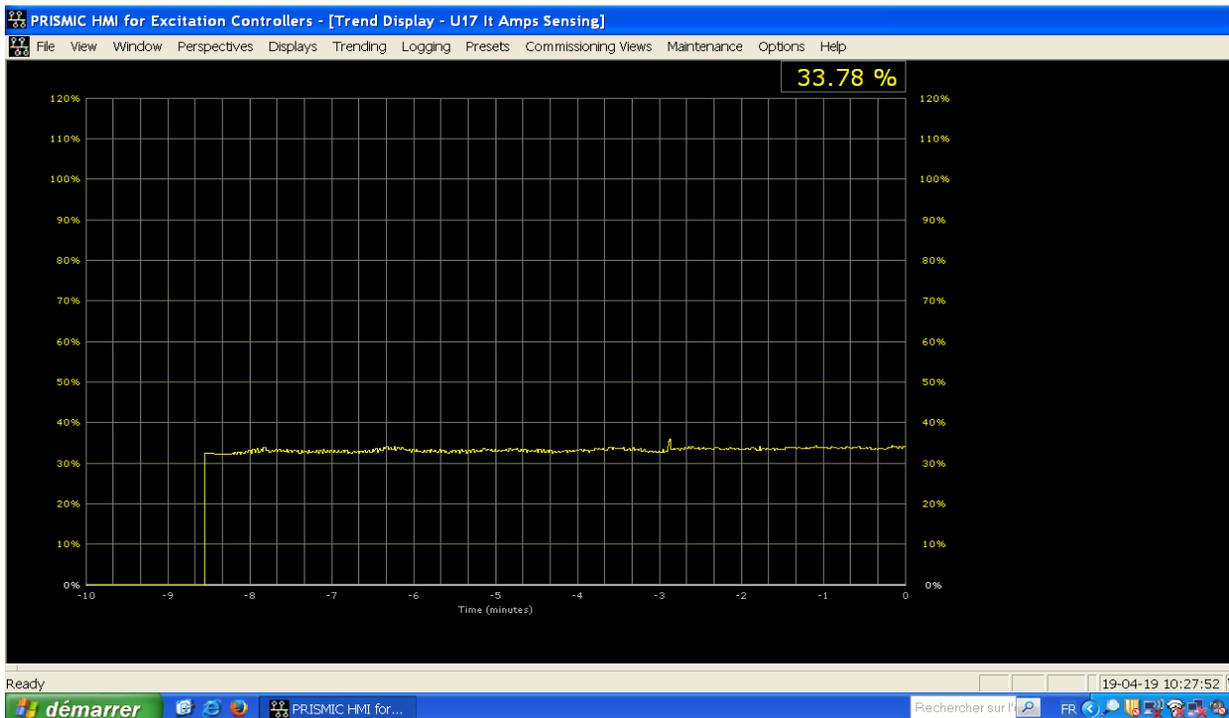
Réponse de l'alternateur suite à un appel de puissance réactive Q :



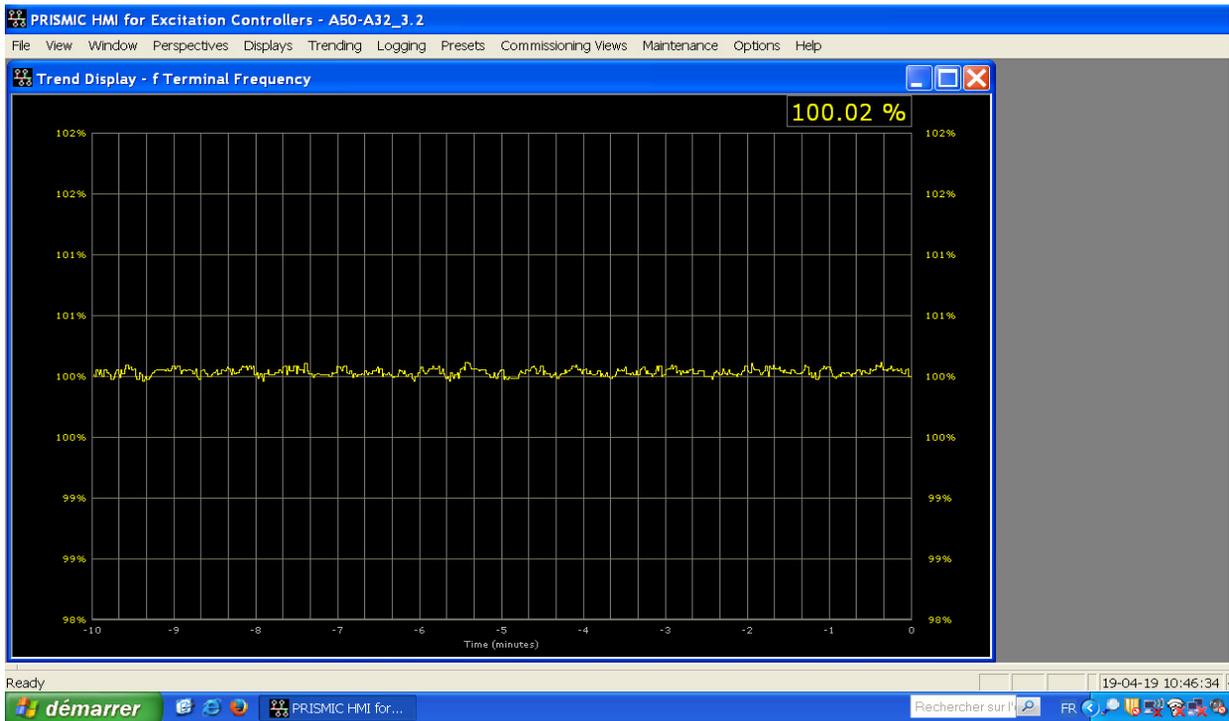
La puissance active P de l'alternateur :



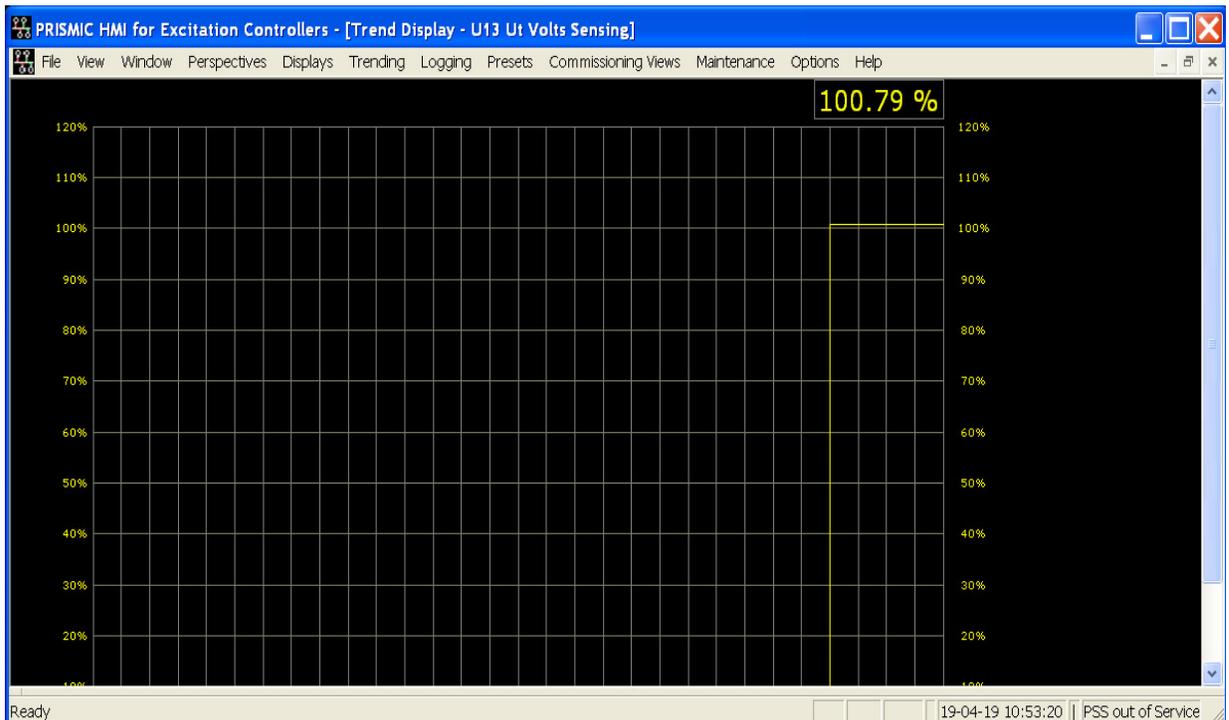
Le courant I_t de l'alternateur :



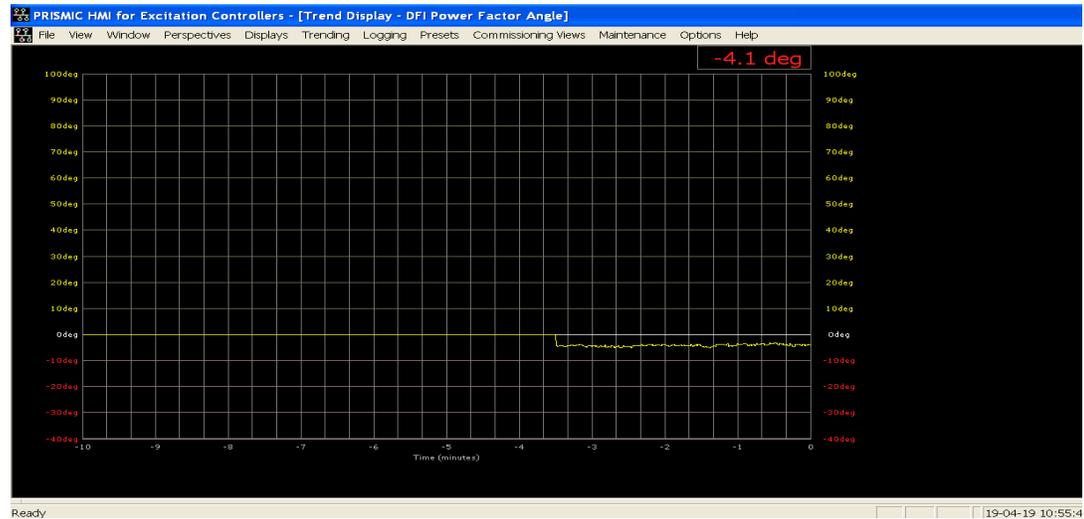
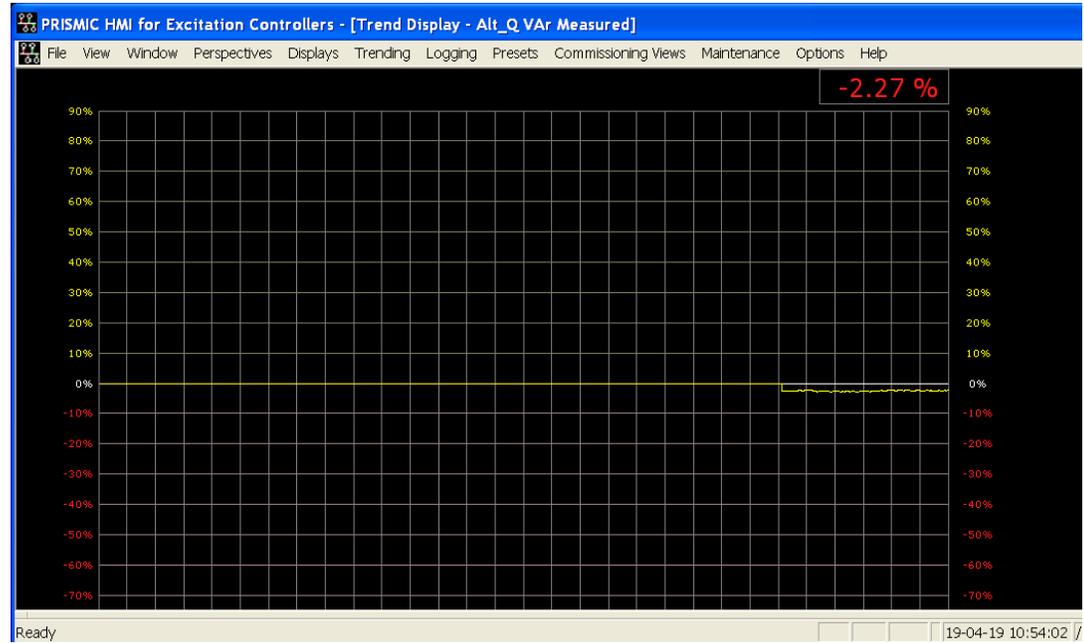
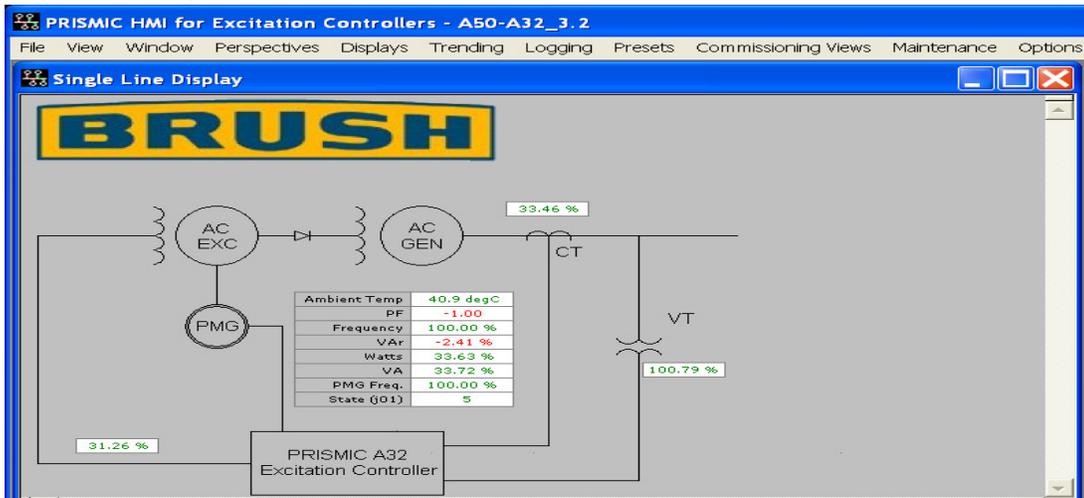
La fréquence f de l'alternateur :



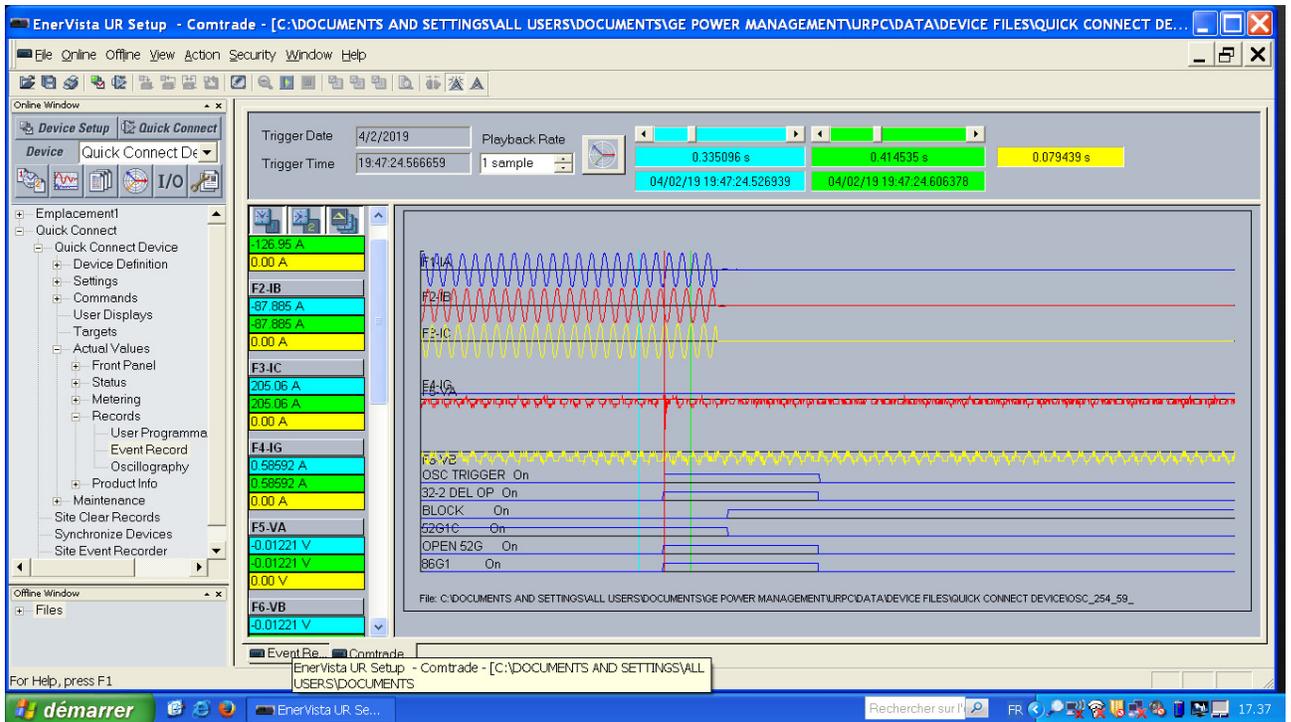
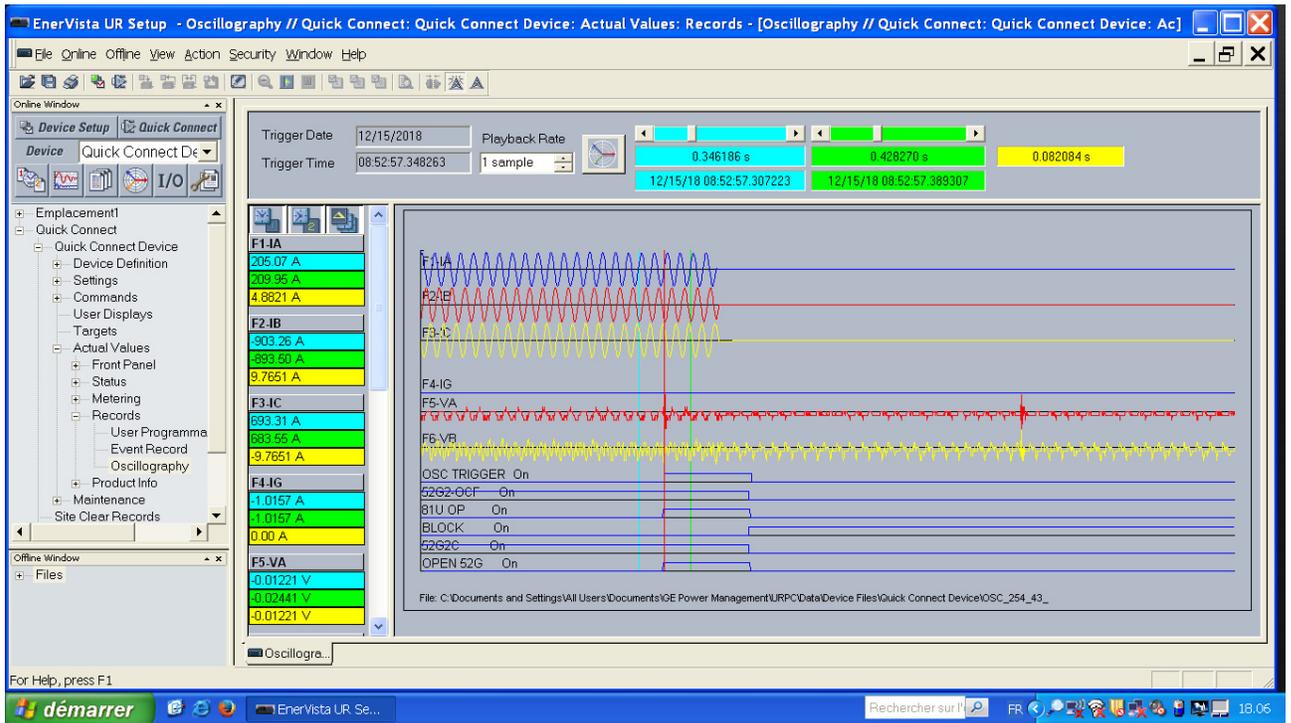
La tension V_t de l'alternateur dépasse la valeur V_{REF} :



Fonctionnement capacitif de l'alternateur :



Etat d'un défaut :



تلخيص

هذا المشروع مخصص لدراسة ومراقبة نظام الإثارة للمولد المتزامن بالغار. المولدات المتزامنة لديها نظام الإثارة اللازمة لتشغيلها. بالإضافة إلى ذلك ، يمكن لهذه الأنظمة التحكم في جهد المولدات ، مما يجعلها عنصراً مهماً في استقرار النظام. تم استخدام أنظمة الإثارة بدون فرش إلى حد كبير في السنوات الأخيرة. ومع ذلك ، فإن النماذج المستخدمة لمحاكاة تظهر بعض المشاكل التي تولد نتائج غير دقيقة. يهدف هذا العمل إلى برمجة ومحاكاة نموذج AC7B لأنظمة الإثارة بدون فرش. هذا النموذج هو تحديث لنموذج AC1A من IEEE. ستقوم المحاكاة أولاً بمقارنة أداء النموذجين في الحمل. ثم ، يتم محاكاة نموذج AC7B في حالة حدوث خطأ في دائرة كهربائية قصيرة. بعد ذلك ، سيتم حساب القيم الجديدة لوحدة التحكم AC7B من أجل تحسين استجابتها لخطأ الدائرة القصيرة.

الكلمات المفتاحية : أنظمة الإثارة بدون فرش ، مولد متزامن ، نموذج AC1A ، نموذج AC7B ، منظم PID ، AVR.

Résumé

Le présent projet est dédié à l'étude et le contrôle du système d'excitation d'un alternateur synchrone d'Alrar.

Les générateurs synchrones ont un système d'excitation nécessaire pour leurs fonctionnement. De plus, ces systèmes peuvent contrôler la tension des générateurs, ce qui en fait un élément important de stabilité du système. Les systèmes d'excitation sans balais ont été largement utilisés appliquée ces dernières années. Néanmoins, les modèles utilisés pour simuler montrent quelques problèmes qui génèrent des résultats imprécis. Ce travail a pour objectif de programmer et de simuler le modèle AC7B pour systèmes d'excitation sans balais. Ce modèle est une mise à jour du Modèle AC1A de l'IEEE. La simulation comparera d'abord les performances des deux modèles en charge. Puis, on simule le modèle AC7B en cas de défaut de court-circuit. Après cela, les nouvelles valeurs pour le contrôleur de l'AC7B seront calculées afin d'améliorer sa réponse au défaut de court-circuit.

Mots clés : Systèmes d'excitation sans balais, générateur synchrone, modèle AC1A, modèle AC7B, régulateur PID, AVR.

Abstract

This project is dedicated to the study and control of the excitation system of a synchronous alternator of Alrar.

Synchronous generators have an excitation system necessary for their operation. In addition, these systems can control the voltage of the generators, which makes them an important element of system stability. Brushless excitation systems have been largely applied in recent years. Nevertheless, the models used to simulate show a few problems that originate imprecise results. This work has the objective to program and simulate the AC7B model for brushless excitation systems. This model is an update on the AC1A model from IEEE. The simulation will, first, compare the performance of the two models in load. Then, model AC7B is simulated in the event of a short circuit fault. After that, the new values for the AC7B controller will be calculated in order to improve its response to the short circuit fault.

Key words : Brushless excitation systems, synchronous generator, model AC1A, model AC7B, PID regulator, AVR.