RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ YAHIA FARES DE MEDEA



Mémoire Pour l'Obtention du Diplôme

De Magistère en Génie Electrique

Option : commande des systèmes électromécaniques

Thème

Sûreté de fonctionnement et lois de commande pour la régulation d'un turbogénérateur

Présentée Par

REMITA Abdelmalek

Ingénieur d'état en Automatique

A soutenir devant le jury :

Dr. M.N. BOUAZIZ	MCA, U. MEDEA	Président
Dr. S. ABUDURA	MCA, U. MEDEA	Examinateur
Dr. S. OULDZMIRLI	MCA, U. MEDEA	Examinateur
Dr. S. GROUNI	MCA, U. BOUMERDES	Examinateur
Dr. H. MEGLOULI	MCA, U. MEDEA	Rapporteur

MEDEA - 2011

إهداء

إلى نهر الحب وفيض الحنان

إلى رمز الصبر والعطاء

إلى من أنارت لي الطريق بالدعاء

إلى أغلى ما في الوجود أمي الحنونة حفظها الله وأطال في عمرها

إلى زوجتي الحبيبة

إلى أخي و أخواتي الأعزاء

إلى جميع الأهل و الأصدقاء

أهدي هذا العمل المتواضع

ملخص:

أهم الخصائص التي ينبغي أن يتميز بها النظام الكهربائي الموثوقية(استمرارية الاشتغال و التموين), جودة الخدمة(ينبغي أن يكون التوتر و التردد قريبين جدا من القيم المطلوبة) إضافة إلى قدرة الرجوع إلى نقطة استقرار بعد التعرض للاضطراب .

في الجزء الأول من الدراسة أخذنا حالة مولد تزامني موصولا بقضبان لانهائية أين أبرزنا بالتدريج تأثير كل مكون من النظام. بعد ذلك قمنا بمقارنة نوعين من مخفف الاهتزازات (PSS) الأول كلاسيكي و " المنطق الضبابي " هذا الأخير أعطى نتائج جيدة مقارنة بالكلاسيكي و حسن استقرار النظام.

في الجزء الثاني من الدراسة قمنا بدراسة تعديل التردد بأخذ حالة مولد تربيني معزول ثم حالة مولدين متصلين. نتائج المقارنة بين التعديل الثانوي للتردد بواسطة معدَّل تكاملي و الثاني عن طريق التحكم المثالي بينت بأن هذا الأخير يعطي نتائج جيدة .

مفاتيح:مخفف الاهتزازات (PSS) .المنطق الضبابي. التحكم المثالي . المعدل الأوتوماتيكي للتوتر . الموثوقية .المولد التوربيني . Simulink.

RESUME

Les caractéristiques fondamentales d'un réseau électrique sont la fiabilité (continuité en fonctionnement du réseau et en alimentation des consommateurs), la qualité de fourniture (les valeurs de la fréquence et des tensions doivent rester près de leurs valeurs de consigne) et la capacité à trouver un point de fonctionnement stable après un évènement imprévu qui, éventuellement, a mis hors service un ouvrage quelconque.

Dans la première partie de simulation nous avons pris le cas d'une machine synchrone connecté à un réseau infini où on a progressivement illustré l'effet de chaque composant de système. On a fait la comparaison entre deux structures de power system stabilizer (PSS) l'un est conventionnel l'autre basé sur la logique floue ce dernier a donné une meilleur performance par rapport au conventionnel, et améliore la stabilité du système de puissance.

Dans la deuxième partie de simulation nous avons étudié la régulation de fréquence en prenant le cas d'un turbo générateur isolé puis le cas de deux turbogénérateurs interconnectés. La comparaison entre la régulation secondaire par un régulateur conventionnel intégrale et régulateur par commande optimale montre que se dernier donne des résultats satisfaisantes.

Mots clés : PSS, logique floue, commande optimale, AVR, sûreté de fonctionnement, turbogénérateur, simulink,

Abstract :

The fundamentals characteristics of electric system are reliability (continuity of operating system and in electric supply), quality of service (frequency and tension should remain near of their nominal values), and the ability to return at stable operating point after perturbation.

In the first part of our simulation we take the example of synchronous machine connected to an infinite bus where we had illustrated the effect of each components of the system.

Than, we have compares performance of conventional and fuzzy logic based controllers at generator locations for oscillation damping and system stability.

In the second part of our simulation we have studied the frequency regulation by taking the cases of isolated turbo generator and interconnected turbo generators. We have done a comparison of secondary frequency control between conventional integral regulator and optimal control, results whith optimal control seems satisfactory.

Key words : PSS, fuzzy logic, optimal control, AVR, turbo generator, simulink, reliability

ABREVIATIONS

ACE : Area Control Error (erreur de contrôle de la zone)

AGC : automatic génération control (contrôle automatique de génération)

AVR : Automatic Voltage Regulator (régulateur automatique de tension)

CREG : Commission de régulation de l'électricité et du gaz

FLC : Fuzzy logic controller

flPSS : fuzzy logic PSS (PSS à base de la logique floue)

PSS : Power System Stabiliser (amortisseur d'oscillations de puissance : correcteur compensant les oscillations électromécaniques d'une machine)

Sommaire

Abréviations
Liste des figures
Liste des tableaux

INTRODUCTION 01

CHAPITRE I. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.1. PRINCIPE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE 03
I.2. LES DIFFERENTS MOYENS DE PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE 05
I.2.1. Centrales thermiques à flamme 05
a. Centrale conventionnelle à chaudières 05
b. Turbine à gaz 05
c. Les centrales à turbine gaz-vapeur 06
I.2.2. Centrales nucléaires 07
I.2.3. Centrale hydroélectrique 09
a. Centrales au fil de l'eau 09
b. Centrales à accumulation 09
c. Centrale de pompage-turbinage 10
I.2.4. Centrale solaire 10
a. Centrale solaire thermique 11
b. Cellules photovoltaïques 11
I.2.5. Centrale éolienne 12
I.2.6. Géothermie 13
I.2.7. Biogaz 13
I.2.8. Pile à combustible 14
I.2.9. Centrale marémotrice 14
I.3. L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ALGERIE 15
I.3.1. Présentation générale du secteur 15
I.3.2. Parc de production 15
I.3.3. Puissance installée 17
I.3.4. Augmentation de la demande 18
I.3.5. Pertes d'électricité 19
I.3.6. Exportation de l'électricité 19
I.3.7. Energies renouvelables 19

CHAPITRE II. SURETE DE FONCTIONNEMENT DES TURBO GENERATEURS

II.1. LES MODES DE DEGRADATION DE LA SURETE 21
II.2. LES MARGES DE SÉCURITÉ 22
II.3. LES PHÉNOMÈNES À L'ORIGINE DE LA DÉGRADATION DE LA SÛRETÉ 22
II.3.1. Les surcharges en cascade 23
II.3.2. L'écroulement de tension 24
II.3.3. L'écroulement de fréquence 25

II.3.4. La rupture de synchronisme 25
II.4. LES PERFORMANCES ATTENDUES DES OUVRAGES DE PRODUCTION 27
II.4.1. Le comportement des moyens de production en régime normal 28
II.4.2. Le comportement des moyens de production en situation perturbée 29
II.5. STABILITÉ DES ALTERNATEURS 31
II.6. PROTECTION DES ALTERNATEURS 33
II.6.1. Classes de déclenchement de protection des alternateurs à turbine 33
II.6.2. Surintensité des alternateurs 34
II.6.3. Protection différentielle des alternateurs 34
II.6.4. Protection des alternateurs contre les défauts à la terre 35
II.6.5. Protection à la terre du rotor 36
II.6.6. Protection des alternateurs contre le déséquilibre de phase 37
II.6.7. Protection des alternateurs contre la surexcitation 38
II.6.8. Protection des alternateurs contre la sous-fréquence 39
II.6.9. Protection des alternateurs contre le décalage 39
II.6.10. Protection des alternateurs contre l'inversion de puissance 40
II.7. PARAMETRES CLES DE LA SURETE DE FONCTIONNEMENT DES TURBO-ALTERNATEURS 41
II.7.1. le statisme permanent 41
II.7.2. position du limiteur de puissance / limitation de puissance 43
II.7.3. Limitation permanente de courant rotor 44
II.7.4. Surexcitation temporaire 44
II.7.5. Protections électriques 45
a. Protection à minimum de tension stator 45
b. Protection homopolaire HTB transfo 46
c. Protections liées à la vitesse de rotation de la machine 47
d. Protection à minimum de fréquence 48
e. Protection à maximum de fréquence 48

CHAPITRE III. REGULATION DES TURBO GENERATEURS

III.1. LE RÉGLAGE AUTOMATIQUE DE LA FRÉQUENCE 50
III.1.1. Le réglage primaire de fréquence 50
III.1.2. Le réglage secondaire fréquence-puissance 53
III.2. LE RÉGLAGE AUTOMATIQUE DE LA TENSION 55
III.2.1. Régulation primaire de tension 55
III.2.2. Régulateur de tension et modèle du système d'excitation 57
a. Les systèmes d'excitation à courant continu -CC- 57
b. Les systèmes d'excitation à courant alternatif -CA- 58
b.1. Redresseurs stationnaires (1) 58
b.2. Redresseurs stationnaires (2) 59
b.3. Redresseurs tournants 60
c. Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST) 60
c.1. Source de potentiel 60
c.2. Source combinée 61
c.3. Source combinée contrôlée 62
III.3. LOIS DE COMMANDE 64

III.3.1. La logique floue 64
III.3.2. Commande optimale 72

CHAPITRE IV. MODELISATION ET SIMULATION

IV.1. REGULATION DE LA TENSION 73
IV.1.1. Modélisation d'un générateur connecte à un réseau infini 73
IV.1.2. Model de système d'excitation 84
IV.1.3. Fonctionnement et modèle de PSS 88
IV.1.4. Implémentation de PSS basé sur la logique floue 95
IV.1.5. Simulation et résultats 98
a. Performance avec Efd constante (sans AVR) 99
b. Performance avec AVR 100
c. performance avec un PSS classique avance/retard 100
d. Performance avec un PSS à base de la logique floue 102
IV.1.6. comparaison des performances avec lead /lag PSS et fuzzy logique PSS 104
IV.1.7. Conclusion 109
IV.2. REGULATION DE LA FREQUENCE 110
IV.2.1. Modélisation 110
a. Générateur synchrone 110
b. La centrale thermique 112
c. Les charges 114
IV.2.2. Le contrôle automatique de la génération (AGC) 115
a. Le réglage primaire 115
b. Le réglage secondaire 116
IV.2.3. régulation par commande optimale 120
IV.2.4. Résultat de simulation 126
a. Sans régulation secondaire 127
b. Avec régulateur intégral 129
c. résultats avec commande optimale 131
IV.2.5. Comparaison des résultats 135
IV.2.6. CONCLUSION 136
Conclusion générale 137
ANNEXES

LISTE DES FIGURES

Figure I-1 Structure générale d'un système de force motrice – générateur 04

Figure I-2 centrale conventionnelle à chaudière 05

Figure I-3 centrales à turbine gaz-vapeur 06

Figure I-4 centrale nucléaire 07

Figure I-5 centrale solaire thermique 11

Figure I-6 Cellules photovoltaïques 11

Figure I-7 Centrale éolienne 12

Figure I-8 Géothermie 13

Figure I-9 Pile à combustible 14

Figure I-10 production nationale en 2009 par opérateur 16

Figure I-11 Parc installé par filière 17

Figure I-12 La puissance maximale appelée 18

Figure I-13 répartition de la consommation par niveau de tension 18

Figure II-1 mécanismes de dégradation de l'état d'un réseau électrique 23

Figure II-2 les tâches que le système doit satisfaire 26

Figure II-3 enveloppe des performances 30

Figure II-4 alternateur connecté à un réseau infini 31

Figure II- 5puissance de sortie d'un alternateur en fonction l'angle de charge 32

Figure II- 6 Protection différentielle des alternateurs 34

Figure II- 7protection différentielle des alternateurs dotés d'un seul enroulement /phase 35

Figure II- 8 protection à la terre avec connexion du neutre par un transformateur 36

Figure II- 9 Protection à la terre du rotor 37

Figure II- 10 protection des alternateurs contre l'inversion de puissance 41

Figure III- 1 caractéristique statique de réglage primaire de fréquence 51

Figure III- 2 position de limiteur et réserve primaire 52

Figure III- 3 réserves primaire insuffisante 54

Figure III- 4 réserves primaire suffisante 54

Figure III- 5 Les systèmes d'excitation à courant continu 58
Figure III- 6 Redresseurs stationnaires type1 59
Figure III- 7 Redresseurs stationnaires type2 59
Figure III- 8 Redresseurs tournants 60
Figure III- 9 Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST)/ Source de potentiel 61
Figure III- 10 systèmes d'excitation statiques (systèmes ST)/ Source combinée 62
Figure III- 11 Source combinée contrôlée 63
Figure III- 12 modèle du système d'excitation IEEE-ST1A 64
Figure III- 13 logique floue et logique binaire 65
Figure III- 14 Fonction d'appartenance logique binaire 66
Figure III- 15 logique binaire avec plusieurs Fonctions d'appartenance 66
Figure III- 16 fonction d'appartenance triangulaire 66
Figure III- 17 degrés d'appartenance 67
Figure III- 18 contrôle par logique floue 68
Figure III- 19 fuzzification 69
Figure III- 20 inférence 70
Figure III- 21 méthode pour le calcule de degré d'appartenance 70
Figure III- 22 défuzzification 71
Figure IV- 1 générateur connecte à un réseau infini 73
Figure IV- 2 model classique d'un générateur connecté à un réseau infini /sans régulation 74
Figure IV- 3 circuit équivalent reliant les flux et les courants 76
Figure IV- 4 caractéristique des effets de saturation en circuit ouvert 81
Figure IV- 5 représentation de la saturation dans l'étude de stabilité 82
Figure IV- 6 différence entre saturation progressive et saturation totale 83
Figure IV- 7 schéma fonctionnelle avec Efd constante 83
Figure IV- 8 model d'excitation IEEE ST1A avec AVR 86
Figure IV- 9 schéma fonctionnel avec AVR et Excitation 88

Figure IV- 10 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système 89
Figure IV- 11 système d'excitation avec AVR ET PSS 90
Figure IV- 12 Implémentation de PSS basé sur la logique floue 95
Figure IV- 13 membership function 97
Figure IV- 14 surface viewer 97
Figure IV- 15 Performance avec Efd constante (sans AVR) 99
Figure IV- 16 Performance avec AVR 100
Figure IV- 17 Performance Avec Un Pss Classique Avance/Retard 101
Figure IV- 18 Performance avec un PSS à base de la logique floue 103
Figure IV- 19 comparaison de la variation de l'angle de rotor 104
Figure IV- 20 comparaison de la variation de couple électrique 105
Figure IV- 21 comparaison de la variation de la tension Et 106
Figure IV- 22 comparaison de la variation de la vitesse angulaire 107
Figure IV- 23 comparaison d'excitation 108
Figure IV- 24 gouvernail d'une turbine à vapeur 113
Figure IV- 25 model de gouvernail 114
Figure IV- 26 Le modèle du GS et des charges dans une centrale électrique 115
Figure IV- 27 La structure de réglage fréquence–charge d'une centrale thermique isolée 116
Figure IV- 28 Variation de la fréquence d'une centrale thermique isolée sous différentes Perturbations des charges 116
Figure IV- 29 La centrale thermique isolée avec réglage supplémentaire intégral 117
Figure IV- 30 schéma de deux turbo générateur interconnecté avec régulation integrale 120
Figure IV- 31 schéma de deux turbo générateur interconnecté avec commande optimale 120
Figure IV- 32 Performances Sans régulation secondaire 128
Figure IV- 33 Performances avec régulateur integral 130
Figure IV- 34 Performances avec commande optimale 134
Figure IV- 35 comparaison des résultats 136

LISTE DES TABLEAUX :

Tableau I 1 perte d'électricité en Algérie 19

Tableau II-1 mesures pour éviter la dégradation d'un réseau 27

Tableau II-2 comportement des moyens de production 30

Tableau IV- 1 constantes de linéarisation de système 93

Tableau IV- 2 membership function des variables de la logique floue 95

Tableau IV- 3 Rule Base 97

Tableau IV- 4 Paramètres de système étudié 98

Tableau IV- 5 résultats pour l'angle de rotor 104

Tableau IV- 6 résultats de couple électrique 105

Tableau IV- 7 résultats de la tension Et 106

Tableau IV- 2 résultats de la vitesse angulaire 107

Tableau IV- 3 résultats d'excitation 108

Tableau IV- 4 paramètres des turbogénérateurs 126

Tableau IV- 5 comparaison des résultats entre régulateur intégral et commande optimale 136

INTRODUCTION

Les caractéristiques fondamentales d'un réseau électrique sont la fiabilité (continuité en fonctionnement du réseau et en alimentation des consommateurs), la qualité de fourniture (les valeurs de la fréquence et des tensions doivent rester près de leurs valeurs de consigne) et la capacité à trouver un point de fonctionnement stable après un évènement imprévu qui, éventuellement, a mis hors service un ouvrage quelconque.

Parmi les services système assurés par les producteurs, on retrouve:

- Le réglage de tension et de puissance réactive,
- Le réglage de fréquence et de puissance active,
- La contribution à la reconstruction du réseau à la suite des pannes,
- L'amélioration de la stabilité du réseau entier par l'utilisation d'équipements spéciaux (dispositifs d'amortissement des oscillations de puissance, par exemple),

Une partie des services système est obligatoire pour toutes les unités de production raccordées au réseau de transport (réglage primaire de tension et réglage primaire de fréquence) indépendamment de la taille ou du type de producteur.

Les paramètres de réglage influencent fortement la sécurité dynamique et transitoire des réseaux électriques. Ainsi les performances de producteurs en termes de services système sont directement liées aux paramètres de réglage présents dans les boucles de réglage des générateurs.

Un des services système en général obligatoire pour toutes les unités de production est l'injection ou le soutirage de puissance réactive pour maintenir les niveaux de tension du réseau dans les limites prévues par les normes. Un producteur qui fournit un support de tension doit être continuellement sous le contrôle de régulateurs automatiques de tension pour toute la durée où le service est demandé. Les régulateurs automatiques de tension doivent maintenir les niveaux de tension établis aux noeuds de raccordement des alternateurs.

Dans la première partie de simulation nous avons pris le cas d'un générateur connecté à un réseau infini pour étudier le contrôle de système d'excitation et la stabilité de système de puissance en utilisant deux type de PSS (power système stabiliser) le premier un PSS classique (avance/retard)et le deuxième un PSS à base de la logique floue et on à comparé les performance pour chaque type.

L'autre objectif majeur du contrôle des systèmes électriques est de maintenir, à tout instant, l'équilibre entre la puissance électrique produite par les unités de production et la puissance consommée par les charges, aux pertes près, considérant qu'on ne peut pas stocker de l'énergie électrique en grande quantité. Si l'équilibre n'est pas conservé, cela conduit à

d'importantes variations de fréquence qui affectent sérieusement le fonctionnement des systèmes électriques.

Dans le monde entier, la courbe de charge (le comportement global des consommateurs) sur une période d'analyse varie périodiquement en fonction de la spécificité de chaque région ; on dit que le comportement des charges est prévisible et on peut alors avoir des variations de charge sur de grandes échelles. Mais, on peut également avoir des variations aléatoires. En effet, il existe des enclenchements/déclenchements intempestifs de générateurs/charges dont les prévisions ne sont pas évidentes, voire impossibles.

En fonctionnement normal, à un instant donné, la fréquence est homogène sur l'ensemble du réseau ; les machines synchrones tournent à la même vitesse. Face aux diverses évolutions des charges et des producteurs,

Le réglage de fréquence est organisé hiérarchiquement par :

- Le réglage primaire (réglage de vitesse réalisé individuellement par chaque générateur ; la fréquence se stabilise mais à une valeur différente de la valeur nominale lors d'une variation de charge, par exemple),
- Le réglage secondaire (régulateur de fréquence global qui modifie la puissance de consigne de certains groupes de production de façon à retrouver la fréquence nominale et les puissances d'origine sur les lignes d'interconnexion),
- Le réglage tertiaire (optimise le dispatching des puissances fournies par les différentes centrales suivant des critères économiques).

Ceci est illustré dans la deuxième partie de simulation où on a simulé deux turbo générateur interconnectés pour le contrôle automatique de génération (AGC automatic generation control),en utilisant dans le premier cas un régulateur intégral puis en utilisant le contrôle par commande optimale.

CHAPITRE I. PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.1. PRINCIPE DE LA PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

La production de l'énergie électrique consiste en la transformation de l'ensemble des énergies convertibles (on parle d'énergies « primaires ») en énergie électrique. De façon prépondérante, la production se fait à partir du pétrole, du charbon, du gaz naturel, de réactions nucléaires, du vent ou de la force hydraulique. En réalité, quelques sources d'énergie supplémentaires et renouvelables, telles l'énergie solaire, la biomasse, la géothermie, etc., existent, et représentent aujourd'hui une part très faible mais croissante de la production mondiale. Si les sources d'énergies sont assez diversifiées, il est aujourd'hui très net que leur répartition est souvent très inégale et dépend principalement de critères et de choix économiques et politiques.

L'origine des énergies converties ne constitue pas le seul critère de classement existant. En effet, les différents types de centrales de production présentent des capacités et des temps de réaction très divers. D'ailleurs, la caractéristique principale de la production est qu'elle correspond de façon instantanée à la consommation (étant donné que l'électricité ne se stocke pratiquement pas). Cette adaptation en « temps réel » aux fluctuations de la consommation impose ainsi deux contraintes :

- Des moyens de production de masse doivent fournir la partie « moyenne » de la consommation journalière.
- Des moyens de production « de pointe » doivent permettre l'ajustement exact à la consommation effective.

De façon plus pragmatique, il est ainsi d'usage de classer les unités de production électriques à la fois en fonction du type d'énergie convertie et en fonction de leur dynamique propre. On distingue alors :

- Les centrales de production de masse : Leur fonction est de produire la plus grande partie de l'énergie électrique fournie à l'ensemble du réseau. Les puissances générées (jusqu'à quelque 100 GW) correspondent à des processus dont les temps de réponse sont grands (quelques heures). La mise en oeuvre de ces centrales est donc programmée à partir d'une prévision journalière de la consommation moyenne. Les unités de production de masse utilisent principalement l'énergie nucléaire et thermique.
- Les centrales de production intermédiaire : Leur capacité de production moindre (inférieure à 1 GW) correspond en général à une inertie de fonctionnement également moindre. Leur utilité réside dans l'ajustement de la production, en fonction d'éventuelles maintenances ou modifications des moyens de production de masse. De façon plus générale, elles permettent dans certains pays un meilleur équilibrage des sources d'énergie primaires. Ces unités sont en général des centrales thermiques (pétrole, charbon et gaz), mais certains pays possèdent des parcs très

importants de centrales hydroélectriques au fil de l'eau et d'éoliennes de production intermédiaires.

- Les centrales des productions de pointe : Ces unités sont caractérisées par des temps de mise en fonctionnement très brefs (quelques minutes ou dizaines de minutes) permettant une réaction rapide par rapport aux fluctuations de la consommation. Ces unités sont principalement des centrales hydroélectriques dont les puissances ne dépassent pas en général quelque 100 MW. Un avantage supplémentaire, même s'il est assez discret dans beaucoup de pays, est de permettre un stockage d'énergie potentielle dans des bassins ou les parties hautes de certains barrages [1].

Principe commun à toutes les centrales électrique **:**

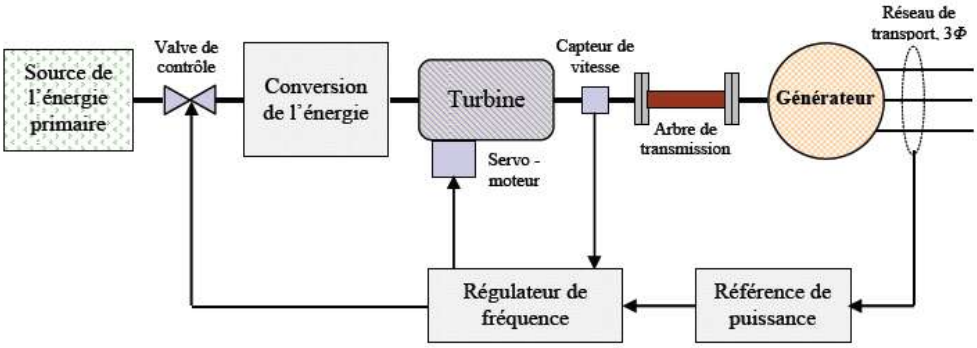


Figure I-1 Structure générale d'un système de force motrice - générateur

Une centrale électrique fonctionne grâce à :

- un réservoir d'énergie dite primaire qui sera transformée en énergie mécanique,
- une turbine qui possède de l'énergie mécanique du fait de son mouvement de rotation (sauf centrale éolienne et photovoltaïque),
- un alternateur qui convertit l'énergie mécanique de la turbine en énergie électrique. [4]

I.2. LES DIFFERENTS MOYENS DE PRODUCTION D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.2.1. Centrales thermiques à flamme

a. Centrale conventionnelle à chaudières

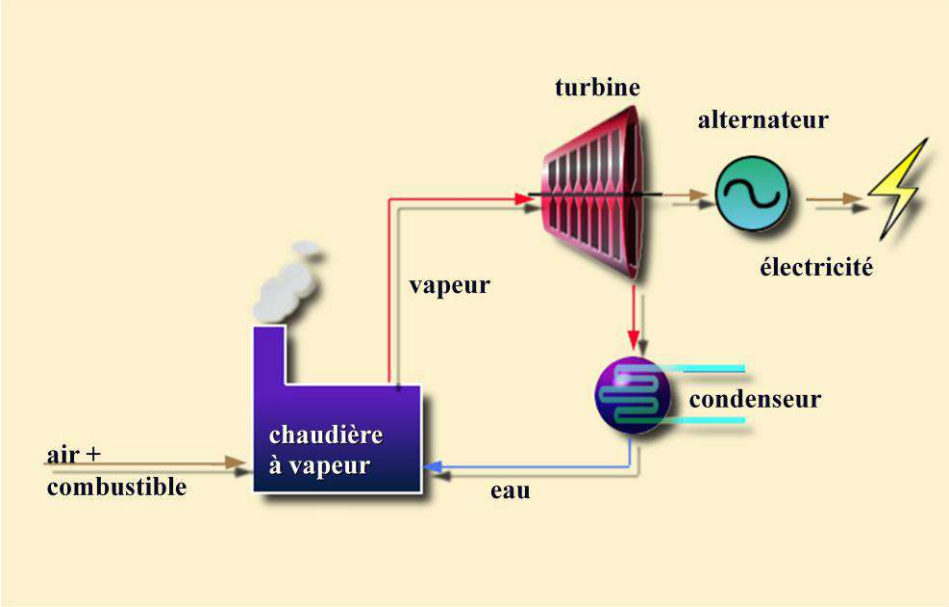


Figure I-2 centrale conventionnelle à chaudière

Dans les centrales thermiques conventionnelles, la chaleur produite sert à transformer l'eau en vapeur. Hautement pressurisée, cette vapeur est conduite à la turbine.

Les grandes turbines à vapeur sont composées de plusieurs segments agencés en série (corps haute pression, moyenne pression et basse pression), pour exploiter l'énergie plus efficacement. La vapeur transmet à la turbine son énergie mécanique.

Il reste une certaine quantité d'énergie thermique non exploitable, qui est dissipée dans le condenseur pour que la vapeur retrouve sa forme liquide.

Leur carburant est le plus souvent du charbon mais on trouve aussi des chaudières utilisant de la biomasse, du gaz naturel, du pétrole, ou des déchets municipaux.

La plupart des centrales à charbon sont de type « feu pulvérisé », où le charbon est réduit en poudre très fine et injecté dans la chaudière. Les centrales les plus récentes possèdent un cycle vapeur supercritique, qui permet d'avoir un rendement qui dépasse 45%.

b. Turbine à gaz

Les turbines à gaz en cycle simple sont peu coûteuses à construire, de plus elles ont l'avantage de démarrer très rapidement (contrairement aux chaudières à vapeur qui ont une certaine inertie). Néanmoins, leur rendement faible (35% au mieux) empêche de les utiliser directement pour la production d'électricité sans valoriser leur chaleur résiduelle, sauf en appoint lors des pics de demande ou à toute petite échelle.

c. Les centrales à turbine gaz-vapeur

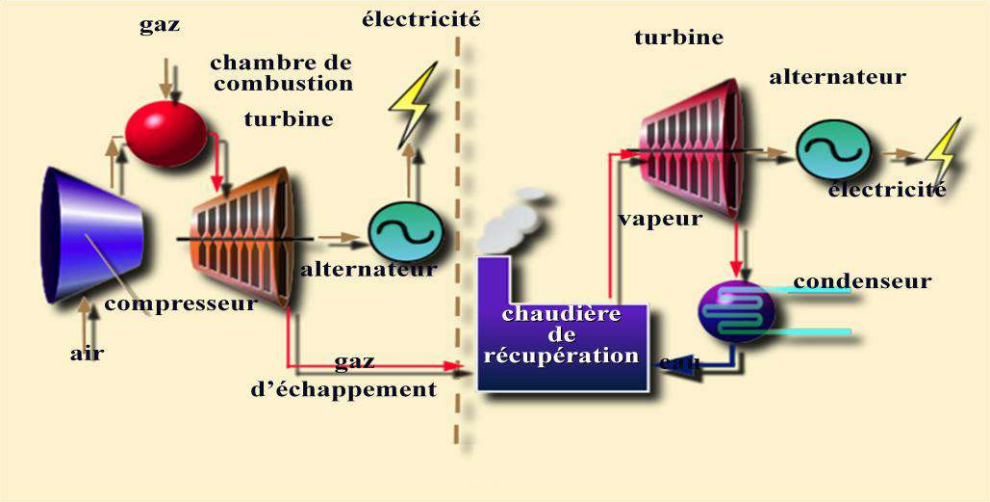


Figure I-3 centrales à turbine gaz-vapeur

Les centrales combinées, aussi appelées centrales à turbine gaz-vapeur, disposent à la fois d'une turbine à gaz et d'une turbine à vapeur. On y brûle du gaz ou du mazout dans une chambre de combustion, en injectant de l'air comprimé pour produire des gaz de combustion extrêmement chauds. Ceux-ci entraînent une turbine à gaz couplée à un alternateur pour produire du courant. A la sortie, les gaz toujours très chauds sont conduits dans un échangeur de chaleur pour transformer de l'eau en vapeur. Celle-ci entraîne une deuxième turbine qui peut être couplée au même alternateur, ou à un alternateur indépendant.

Couplage chaleur-force :

Production simultanée de chaleur et d'électricité

Les installations de couplage chaleur-force (CCF), ou centrales de cogénération, fournissent de la chaleur et de l'électricité. La chaleur dégagée par le moteur diesel ou à gaz qui entraîne l'alternateur est récupérée dans les gaz d'échappement et le liquide de refroidissement. Elle permet d'approvisionner en eau de chauffage et en eau chaude sanitaire les immeubles raccordés à l'installation. L'électricité est injectée sur le réseau local. Les installations de couplage chaleur-force transforment 30% de l'énergie stockée dans le carburant en électricité et 55% en chaleur utile. Elles sont conçues pour satisfaire les besoins de base en matière de chaleur. Une chaudière séparée permet de produire le complément d'eau chaude pour répondre à la demande en période de grand froid. Une centrale de cogénération peut comprendre plusieurs modules. S'ils sont livrés déjà entièrement montés, on parle d'un montage-bloc.

I.2.2. Centrales nucléaires

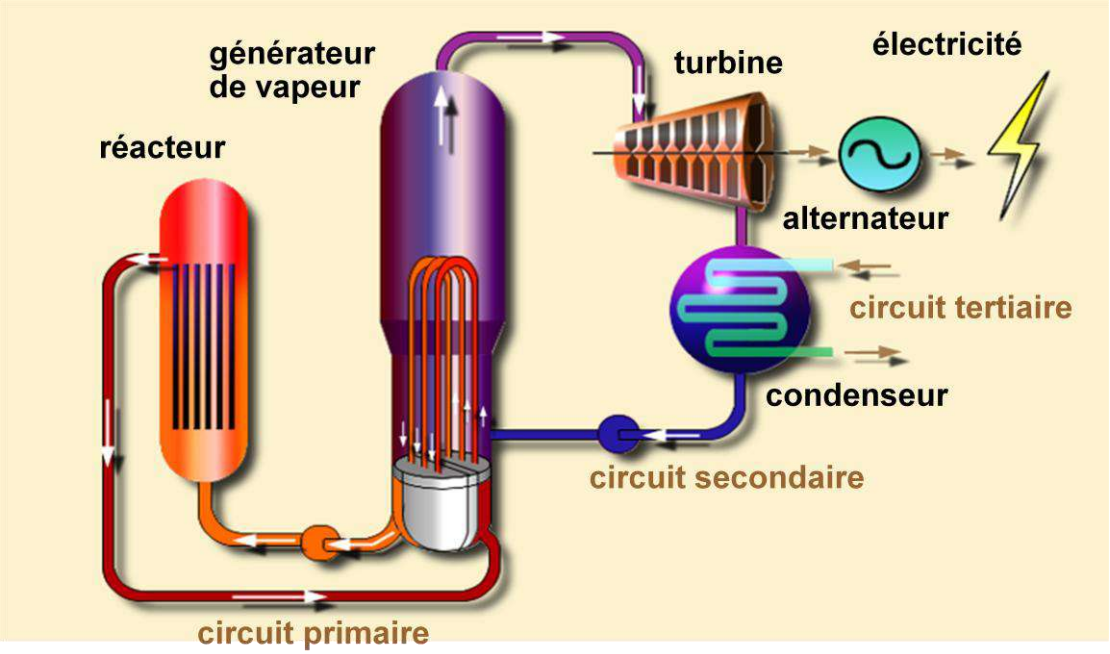


Figure I-4 centrale nucléaire

Ces centrales utilisent également des cycles de conversion thermodynamique, néanmoins leur « chaudière » est un réacteur nucléaire.

Le fonctionnement d'une centrale nucléaire repose sur la fission d'atomes d'uranium dans le réacteur central. La chaleur dégagée par cette réaction est utilisée pour produire de la vapeur, laquelle fait tourner une turbine couplée à un alternateur générant l'électricité. Après son passage dans la turbine, la vapeur est refroidie jusqu'à condensation.

Une fois qu'elle a retrouvé sa forme liquide, elle retourne au réacteur et le cycle recommence. Les centrales nucléaires fonctionnent 24 h sur 24 avec une prestation constante et fournissent donc de l'électricité de base, dite « en ruban ».

Les centrales nucléaires ne dégagent pas de CO2 et ne contribuent donc ni à l'effet de serre ni au changement climatique. L'élimination des déchets radioactifs fait en revanche l'objet d'un débat politique.

Les parties les plus caractéristiques d'une centrale nucléaire sont le bâtiment du réacteur, la salle des machines, la cheminée d'évacuation et, le cas échéant, la tour de refroidissement. La cuve de pression du réacteur, où se produit la fission nucléaire, constitue le cœur de l'installation. Les éléments combustibles contiennent l'uranium, qui se présente sous forme de pastilles. Entre les éléments combustibles sont enfoncées, plus ou moins profondément, les barres de contrôle qui servent à maîtriser la réaction. Les éléments combustibles usés sont remplacés lors de la révision annuelle et placés dans le bassin de stockage pour

plusieurs années. Après un contrôle sévère, l'air filtré est rejeté dans l'atmosphère via la cheminée d'évacuation. L'eau est amenée dans la cuve de pression du réacteur et, sous l'effet de la chaleur produite par la réaction nucléaire, se transforme en vapeur. Celle-ci, canalisée jusqu'à la salle des machines, fait tourner les turbines (haute et basse pression) qui entraînent l'alternateur, générant ainsi l'électricité. La vapeur passe ensuite dans le condenseur, où elle retrouve sa forme liquide grâce à un circuit de refroidissement alimenté par prélèvement dans l'Aar. Une eau plus chaude de quelques degrés est ensuite restituée à la rivière.

Types de réacteur : à eau bouillante ou à eau pressurisée

Dans un réacteur à eau bouillante, comme son nom l'indique, l'eau entre en ébullition dans le réacteur lui-même. La vapeur sous pression ainsi produite alimente directement la turbine, faisant tourner l'alternateur qui lui est couplé et convertissant ainsi l'énergie mécanique en énergie électrique.

Dans un réacteur à eau pressurisée, l'eau est soumise à une telle pression que, même portée à une température de 300° C, elle ne peut pas entrer en ébullition. C'est alors l'eau contenue dans un circuit secondaire soumis à une pression plus basse qui se transforme en vapeur après passage dans un échangeur de chaleur. Le reste du processus est le même que pour le réacteur à eau bouillante : la vapeur fait tourner la turbine et est ensuite conduite au condenseur, où un circuit de refroidissement lui permet de retrouver l'état liquide.

Refroidissement à circuit ouvert ou par circulation

Comme toutes les centrales thermiques, les centrales nucléaires ne peuvent transformer, pour des raisons inhérentes à la physique, qu'environ un tiers de la chaleur totale produite. La vapeur refroidit déjà en entraînant la turbine, mais elle reste encore très chaude. Le restant de chaleur doit être dissipé dans le condenseur, où la vapeur retrouve l'état liquide. Le condenseur est un échangeur de chaleur, qui reporte sur un circuit extérieur la chaleur dégagée par la vapeur lors de la condensation.

Dans les centrales disposant d'un système de refroidissement à circuit ouvert, l'eau de refroidissement est prélevée dans le fleuve, utilisée dans le condenseur où sa température augmente de quelques degrés, puis rejetée dans le cours d'eau.

Dans les centrales à refroidissement par circulation, l'eau de refroidissement qui sort du condenseur est acheminée vers une tour de refroidissement, où elle tombe dans le vide sur quelques mètres et refroidit au contact d'un courant d'air froid ascendant (aéroréfrigérant). En bas, elle est recueillie dans un bassin et repompée dans le condenseur. Une petite partie de l'eau s'évapore et doit être remplacée par de l'eau prélevée dans un cours d'eau.

I.2.3. Centrale hydroélectrique

L'énergie hydraulique est depuis longtemps une solution mise en œuvre dans la production d'électricité (appelée aussi hydroélectricité) car elle utilise une énergie renouvelable.

À un étranglement des rives d'un cours d'eau, un barrage est érigé qui crée une retenue d'eau. Au pied de ce barrage, on installe des turbines reliées à des alternateurs. On alimente en eau sous pression les turbines par un système de canalisations et de régulateurs de débit.

Il y a différents types de centrales hydroélectriques, notamment les micro-centrales, installées sur des rivières en tête de bassin, certaines avec un fort impact écologique.

Il existe également des centrales hydroélectriques de pompage-turbinage qui permettent d'accumuler l'énergie venant d'autres sites de productions peu flexibles (telles les centrales nucléaires) lorsque la consommation est basse, pour la restituer lors des pics de consommation.

Les centrales hydroélectriques transforment en électricité l'énergie cinétique de l'eau.

L'énergie initiale est fournie par le soleil, qui fait évaporer l'eau des mers. Poussés par le vent, les nuages ainsi formés dérivent vers la terre ferme, où ils se déversent sous forme de précipitations, qui s'écoulent à nouveau vers la mer. Ce cycle perpétuel fait de l'hydroélectricité une énergie renouvelable, n'occasionnant quasiment aucune émission polluante.

a. Centrales au fil de l'eau :

Les centrales au fil de l'eau utilisent la puissance des cours d'eau importants. On construit, pour créer une chute d'eau, une digue de retenue derrière laquelle l'eau s'accumule en général sur quelques kilomètres. La hauteur de chute reste cependant faible, avec un maximum de 25 mètres, mais le volume d'eau est important. Comme les centrales nucléaires, les centrales au fil de l'eau fournissent une énergie de base, dite aussi « en ruban », c'est-à-dire constante tout au long de la journée.

Le barrage est muni de vannes qui permettent de réguler le niveau d'eau, ainsi que d'une grille avec un dispositif de nettoyage. Une passe permet la circulation des poissons. La salle des machines se trouve au-dessus du barrage et abrite en général une rangée de turboalternateurs parallèles, accessibles par des puits pour les travaux de maintenance. On utilise alors des batardeaux pour empêcher l'eau d'y pénétrer. La plupart des centrales au fil de l'eau utilisent des turbines Kaplan, qui ressemblent à des hélices de bateau.

b. Centrales à accumulation :

Les centrales à accumulation exploitent l'énergie de faibles quantités d'eau sur de grandes hauteurs et fonctionnent en général de façon saisonnière : alimentés par les pluies et la fonte des neiges à la belle saison, les lacs de retenue sont vidés pour produire de l'électricité

au moment où le besoin s'en fait le plus sentir. Les centrales à accumulation peuvent être mises en marche en quelques minutes et servent principalement à couvrir les pics de consommation, par exemple à midi.

L'eau du bassin versant est acheminée, par des captages, jusqu'au lac de retenue et s'accumule derrière le barrage. L'eau prélevée au fond du lac descend jusqu'à la salle des machines par la galerie d'amenée et la conduite forcée. La chambre d'équilibre évite les coups de bélier qui se produisent lors de la mise en marche et de l'arrêt des installations. La salle des machines abrite le plus souvent plusieurs groupes turboalternateurs.

L'arrivée d'eau peut être fermée au moyen de vannes sphériques et le débit régulé au moyen d'injecteurs.

L'électricité est livrée aux utilisateurs depuis la station de transformation et de couplage.

Galeries d'amenée, conduite forcée et machines sont souvent souterraines.

c. Centrale de pompage-turbinage : l'énergie recyclée

Les centrales de pompage-turbinage produisent de l'électricité aux moments de forte demande (pics de consommation), lorsque son prix est élevé.

Aux heures creuses, lorsque l'électricité est moins chère, elles font remonter l'eau de la plaine jusqu'au lac de barrage. Elles sont le plus souvent équipées d'un système de trois machines : turbine, alternateur-moteur et pompe. L'alternateur et le moteur sont réunis dans une même machine qui fonctionne soit comme générateur soit comme moteur. Le pompage occasionne des pertes

le turbinage de l'eau ne permet de produire qu'environ trois quarts de l'énergie consommée pour la remonter jusqu'au lac supérieur. Le procédé présente cependant un intérêt, dans la mesure où il permet d'utiliser à bon escient un excédent d'électricité bon marché pour assurer ensuite la production aux heures de pointe.

Les turbines des centrales hydroélectriques

Le type de turbine utilisée dépend de la hauteur de chute et de la quantité d'eau : la Pelton (à gauche) pour une hauteur de chute élevée et une eau sous forte pression ; la Francis (au milieu) pour une hauteur de chute allant de 30 à 700 mètres et des quantités d'eau moyennes ; la Kaplan (à droite) pour une faible hauteur de chute et un débit important.

I.2.4. Centrale solaire

On distingue les centrales électriques solaires photovoltaïques des centrales électriques thermiques, ces dernières étant très peu développées.

a. Centrale solaire thermique

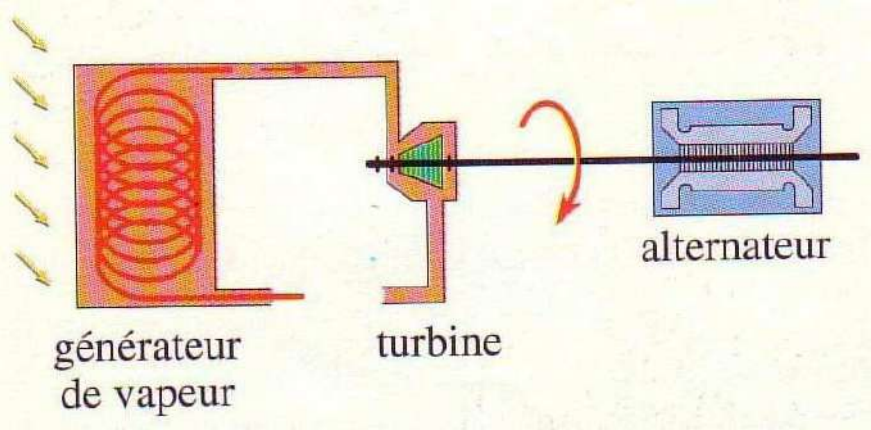


Figure I-5 centrale solaire thermique

Les rayons du Soleil sont concentrés pour chauffer un fluide qui en se vaporisant fait tourner une turbine qui fait tourner un alternateur. Puissance de l'ordre de quelques MW.

La plus grande centrale thermique solaire, en Californie, a une puissance de 150 MW.

b. Cellules photovoltaïques :

Les cellules photovoltaïques transforment la lumière du soleil en électricité par le biais de capteurs photosensibles composés de deux couches d'un matériau semi-conducteur, le silicium par exemple, entre lesquelles l'effet du rayonnement solaire fait naître une tension 4EWSQSWSDXWélectrique d'environ 0,5 volt. Pour obtenir une tension supérieure, on raccorde en série plusieurs cellules, que l'on abrite dans un boîtier transparent pour former un module. Le nombre de ces modules détermine la taille d'une installation.

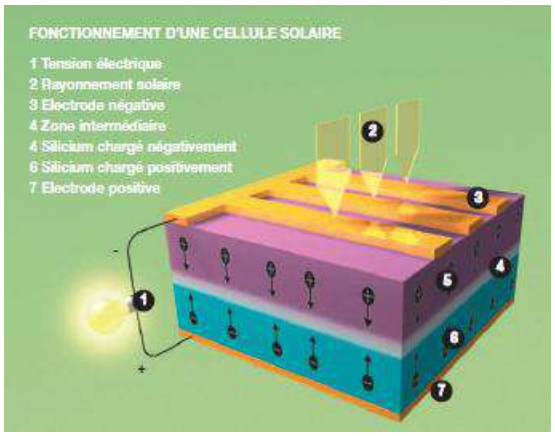


Figure I-6 Cellules photovoltaïques

On distingue deux types d'installations photovoltaïques : les installations raccordées au réseau et celles qui sont autonomes. Dans les installations du premier type, un onduleur convertit le courant continu produit par les cellules en courant alternatif injectable sur le réseau. Si l'installation photovoltaïque produit plus d'électricité que le bâtiment n'en

consomme, l'excédent est injecté sur le réseau public. Dans le cas contraire, le réseau fournit le complément nécessaire. Deux compteurs enregistrent ces mouvements d'énergie.

Les installations autonomes, ou installations en îlot, sont construites aux endroits qui ne sont pas raccordés à un réseau public. Dans ce cas, l'électricité est généralement stockée dans des batteries pour être utilisée en fonction des besoins.

I.2.5. Centrale éolienne

Dans une centrale éolienne, l'énergie électrique est produite directement par des génératrices éoliennes. Ces machines formées d'un mat, surmonté d'un générateur électrique entrainé par une hélice, elles sont positionnées idéalement sur les plans d'eau ou les collines ventées. L'alternateur permet de transformer cette énergie mécanique en énergie électrique.

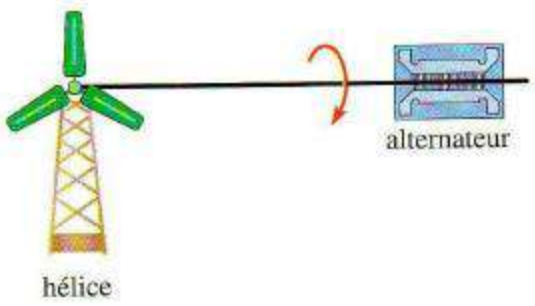


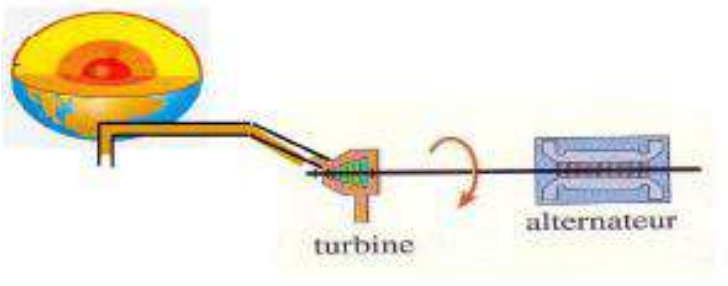
Figure I-7 Centrale éolienne

De toutes les nouvelles énergies renouvelables, l'énergie éolienne est de loin la plus rentable en termes d'exploitation. Dans les régions côtières très ventées, elle représente une part non négligeable de la production globale d'électricité. L'un de ses inconvénients est cependant l'irrégularité de la production : la vitesse du vent ne correspond pas forcément à la demande du moment en électricité.

Si la part de l'électricité éolienne était plus importante dans la production totale, il faudrait construire des centrales de réserve pour assurer une production suffisante pendant les périodes de vent faible. Les éoliennes modernes sont composées d'un mât, d'une nacelle, qui abrite les machines, et d'un rotor pourvu en général de trois pales. L'éolienne commence à tourner lorsque la vitesse du vent atteint 2 m/s et à produire de l'électricité à partir de 4 m/s ; la production est maximale lorsque le vent souffle à une vitesse de 12 à 15 m/s. Si la vitesse dépasse 25 m/s (tempête), le rotor est bloqué pour éviter son endommagement. Les pales sont alors positionnées perpendiculairement au plan de rotation. Bien que le rotor

tourne relativement lentement, à raison de 10 à 30 tours par minute, les extrémités des pales se déplacent à plus de 200 km/h.

I.2.6. Géothermie : l'énergie venue du centre de la terre



<Figure I-8 Géothermie

La terre est une source d'énergie quasiment inépuisable. Plus de 99% de sa masse est à plus de 1000° C. Cette chaleur, appelée géothermie, est utilisée depuis longtemps dans les endroits où elle jaillit spontanément sous forme d'eau chaude ou de vapeur. Certains procédés spéciaux (Hot Dry Rock ou Deep Heat Mining) permettent désormais de l'exploiter sur de nombreux autres sites, partout où la croûte terrestre est relativement peu épaisse.

Ces procédés consistent à forer le sol jusqu'à 5000 mètres de profondeur, là où se trouvent les couches de roche brûlante. On envoie ensuite de l'eau à haute pression dans le forage pour créer un système de fractures artificielles qui servira d'échangeur de chaleur. Des microphones placés dans des puits d'observation permettent de déterminer la taille et l'orientation des failles.

On fore alors, sur la base de ces observations, un deuxième puits appelé puits de production qui aboutit à la fin de ce système de fractures et on y fait circuler l'eau en circuit fermé pour récupérer la chaleur de la roche. Un échangeur de chaleur transfère cette énergie vers l'installation de production d'électricité, qui est une sorte de centrale à vapeur.

I.2.7. Biogaz :

Par biomasse, on entend les végétaux, les excréments des animaux ainsi que les eaux usées et les déchets organiques produits par l'homme. Il existe de nombreuses utilisations possibles de la biomasse. La plus ancienne et la plus connue est probablement la combustion du bois. L'utilisation du bois s'avère judicieuse lorsqu'elle est couverte par la repousse des arbres. Le biogaz est une autre application intéressante de la biomasse. Il peut être utilisé pour produire de la chaleur et de l'électricité ou pour faire fonctionner des voitures. Il s'agit d'un gaz qui se forme lors de la décomposition sous vide de matériaux organiques, dans les décharges et les stations d'épuration par exemple, ou dans des installations spéciales sur les exploitations agricoles.

I.2.8. Pile à combustible :

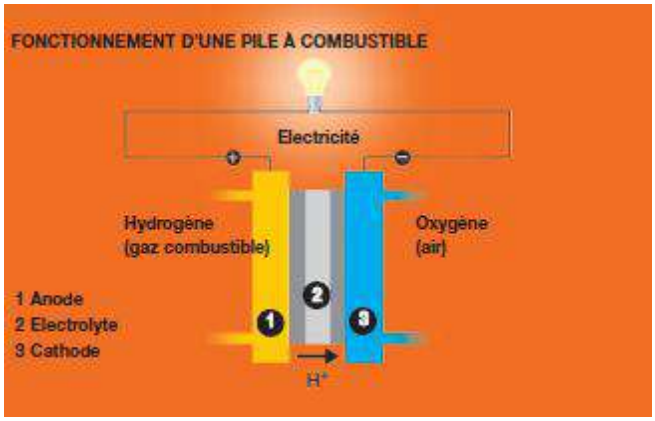


Figure I-9 Pile à combustible

Les piles à combustible se composent de deux minces éléments poreux (les électrodes) séparés par un troisième (l'électrolyte). On dirige de l'hydrogène vers l'une des électrodes (appelée anode) et de l'oxygène vers l'autre (la cathode).

L'électrolyte provoque une réaction électrochimique : à l'anode, les atomes d'hydrogène se chargent positivement, tandis qu'à la cathode, les atomes d'oxygène se chargent négativement, ce qui crée une tension électrique. Relier les deux électrodes permet donc de produire du courant électrique.

L'hydrogène à l'état pur est rare dans la nature, et les procédés d'extraction à partir de substances tierces sont relativement complexes. La plupart des installations dotées de piles à combustible testées ou utilisées actuellement utilisent l'oxygène de l'air ; l'hydrogène, quant à lui, est obtenu à partir de gaz naturel grâce à un processus de transformation à haute température dont la chaleur peut être utilisée pour le chauffage. De telles installations permettent de transformer en électricité environ 25% de l'énergie contenue dans le gaz naturel. L'utilisation totale de l'énergie (chaleur + énergie) représente un rendement d'environ 85%.

I.2.9. Centrale marémotrice

L'eau des mers et des océans peut également être utilisée pour produire de l'électricité.

Trois familles existent :

• Énergie marémotrice, ou l'énergie potentiel des marées est utilisée ;

• Énergie hydrolienne, ou l'énergie cinétique des courants de marée, des grands courants océaniques voir des rivières ;

• Énergie maréthermique, ou les différences de températures de l'eau à différentes profondeurs est utilisée. [56],

L'ENERGIE ELECTRIQUE EN ALGERIE

I.2.10. Présentation générale du secteur

L'essentiel de la consommation d'énergie électrique ainsi que les plus grands centres de production électrique de type thermique se concentrent dans la partie nord du pays, où est localisée la majeure partie de la population et de l'activité économique. L'alimentation par des turbines à gaz concerne quant à elle les régions de l'intérieur et les grands sites pétroliers et gaziers du sud. Néanmoins, pour une meilleure sécurité d'exploitation, ces réseaux sont interconnectés depuis 1988 au réseau de transport électrique national.

Même si la législation a été modifiée (loi de février 2002), Sonelgaz, l'opérateur électrique national, dispose encore de fait d'un monopole total pour la transmission et la distribution d'électricité.

A sa création, en 1969, SONELGAZ, la Société Nationale de l'électricité et du Gaz, dans le cadre de la mission que lui ont confié les pouvoirs publics, dispose du monopole de la production, du transport, de la distribution, de l'énergie électrique sur le territoire algérien. En 1991, il obtient le statut d'Etablissement Public à Caractère Industriel et Commercial (EPIC), et devient une société par actions, dans un contexte d'ouverture totale du secteur à la concurrence.

La réorganisation de l'opérateur historique Sonelgaz, induite par la loi n° 02 - 01 du 5 février 2002, a été entamée en janvier 2004 par la mise en place, sous forme de sociétés par actions, de trois filiales Chargées respectivement de la production d'électricité (SPE), du transport de l'électricité (GRTE) et du transport du gaz (GRTG).

El le s'est pour suivie par la création, en 2006, de la société chargée de la gestion du système production transport de l'électricité (OS) et de quatre sociétés de distribution de l'électricité et du gaz dans les régions d'Alger (SDA), du Centre (SDC), de l 'Est (SDE) et de l'Ouest (SDO)

I.2.11. Parc de production

Le système électrique national est constitué :

• D'un réseau interconnecté qui couvre le nord et une partie du sud du pays et comprenant :

◊ Le réseau de transport interconnecté auquel sont raccordés les centrales de production et les principaux clients industriels ;

◊ Les réseaux de distribution desservant le reste de la clientèle (ménages, services, PME/PMI).

• De vingt-cinq réseaux isolés, alimentés par des turbines à gaz (Adrar, Illizi,

In Salah) ou par des groupes diesel desservant les villes du Sud, à travers des réseaux de distribution.

En 2009, la production nationale d'électricité a atteint 42,77 TWh, en hausse de 7% par rapport à 2008. La part de la Société Algérienne de Production de l'Electricité (SPE) s'élève à 62% (en baisse de 7,6% par rapport à l'année 2008) et celle des autres sociétés de production est de 38%.

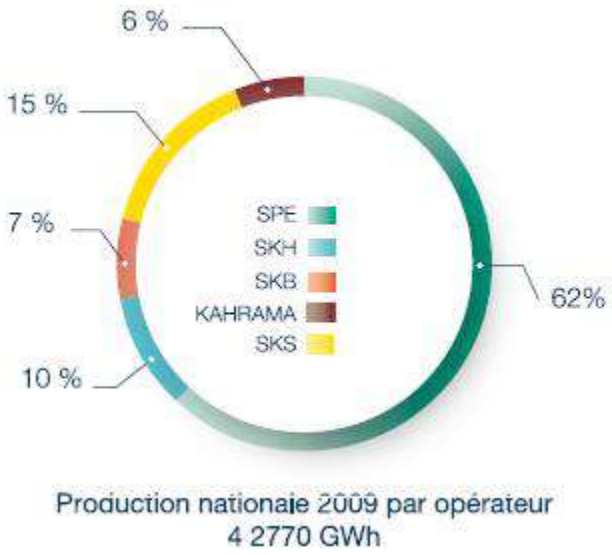


Figure I-10 production nationale en 2009 par opérateur

Les premiers producteurs d'électricité indépendants mettant ainsi fin au monopole de Sonelgaz sur la production et la distribution d'électricité, la loi du 5 février 2002 a permis de lancer les premiers projets de producteurs indépendants d'électricité (IPP) :

- la société Kahrama, dont l'américain Black & Veatch détient 80 % du capital, a réalisé une usine combinée de production d'électricité et de dessalement d'eau de mer à Arzew ;

- la société SKS : Shariket Kahraba Skikda, société ad-hoc créée pour développer le projet de centrale électrique de 825 MW de Skikda, et détenue à 20% par SNC Lavalin, 80% répartis entre la SONATRACH, la SONELGAZ et AEC;

- la société SKH : Shariket Kahraba Hadjret Ennous, détenue à 51% par le consortium canado-émirati SNC Lavalin-Mubadala, et à 49% par l'AEC pour la construction et l'exploitation de la centrale de Hadjret Ennous de 1200 MW.

AEC, qui est appelée à devenir la holding des projets qu'elle a initiés, recherche de partenaires pour monter de nombreux autres projets. A moyen terme, AEC ne limite pas ses ambitions au territoire algérien et n'exclut pas de monter des projets dans d'autres pays notamment dans le bassin méditerranéen.

A terme, la production d'électricité par les producteurs d'électricité indépendants représentera 30% de la production d'électricité nationale en 2010, énergies renouvelables comprises.

A fin 2009, la capacité totale installée a augmente de 3078 MW, suite a la mise en service de la centrale a cycle combine de Sharikat Kahraba Hadjret EnNouss (SKH) de 1 227 MW et des centrales turbines a gaz de SPE de 1852 MW, pour atteindre un total de 11324 MW, dont 10834 MW sur le réseau interconnecte.

I.2.12. Puissance installée

La puissance installée est répartie entre les filières comme suit :

Filière Turbines Vapeur (22%) :2491 MW Elle est composée de groupes de puissance unitaire comprise entre 50 MW et 196 MW

Filière Turbines à Gaz (56%) :6341 MW

Filière cycle combiné (18%) : 2038 MW

Filière Hydraulique (2%) : 226.5 MW. Elle est constituée de 34 groupes dont la puissance unitaire varie de 1 MW à 5 MW pour les basses chutes et de 12 MW à 50 MW pour les hautes chutes.

Filière Diesel (2%) : 226.5 MW. Elle est composée de 183 groupes de puissance unitaire de 0,35 MW à 8 MW. Les groupes de cette filière sont installés au Sud et alimentent des réseaux isolés.

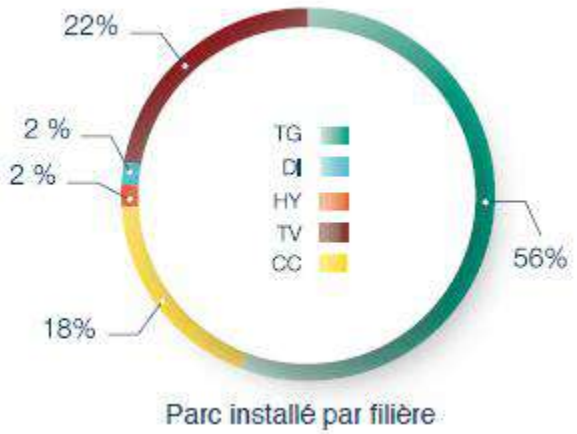


Figure I-11 Parc installé par filière

I.2.13. Augmentation de la demande

La vente d'électricité a augmenté durant les dernières années de 4% par an.

Les ventes d'électricité haute tension et moyenne tension ont augmenté en une décennie respectivement de 43% et 63%. L'utilisation domestique explose (la moitié de la consommation énergétique du pays en 2005). Selon le groupe Sonelgaz, la demande d'électricité croît de 7% par année.

Le secteur des hydrocarbures est le plus gros consommateur d'électricité avec une part de 47% de la consommation haute tension, suivi par le secteur des matériaux de construction (24%) et le secteur des industries sidérurgiques, métallurgiques, mécaniques et électriques (21%).

La puissance maximale appelée a été enregistrée en été, le 27 juillet 2009 atteignant 7280 MW, en hausse de 5,1% (soit +355 MW) par rapport à la pointe maximale de 2008.

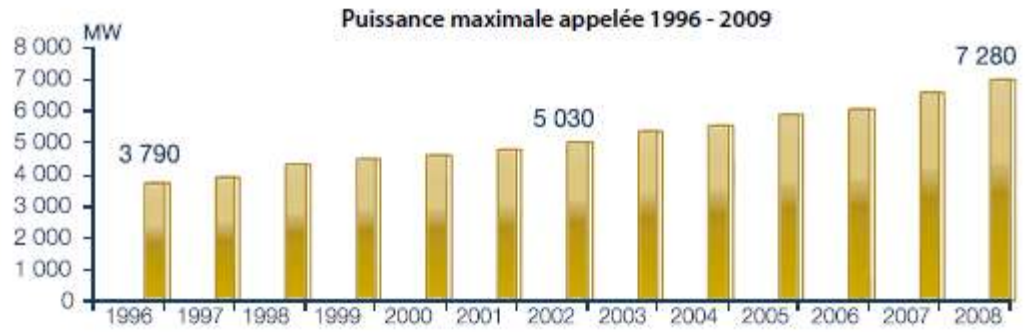


Figure I-12 La puissance maximale appelée

La répartition de la consommation par niveau de tension est donnée ci-dessous :

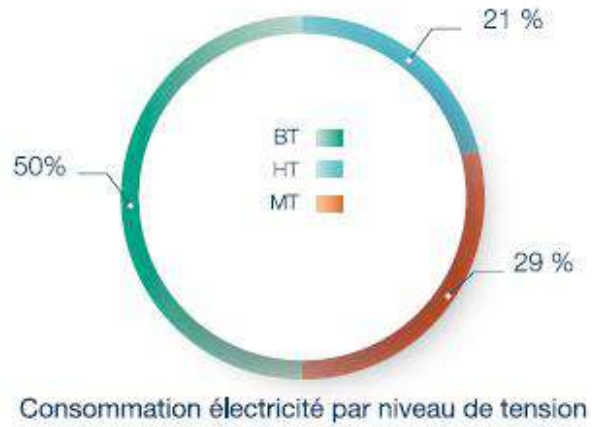


Figure I-13 répartition de la consommation par niveau de tension

I.2.14. Pertes d'électricité

La distribution de l'électricité connaît depuis quelques années de fortes perturbations du fait d'une augmentation croissante de la demande intérieure. Ceci conduit la compagnie Sonelgaz à opérer des délestages pour rééquilibrer un appel de consommation devenu trop important.

Si le taux de 4,3% de perte, correspondant à 1849 GWh, enregistré sur le réseau de transport est acceptable, celui de la distribution atteint le niveau inquiétant de 20,5%, représentant 6 909 GWh.

Ce paramètre a connu une augmentation de 1386 GWh en 2009, pour suivant une progression non maîtrisée et de plus en plus préoccupante, reflétée ci -après :

Année	2005	2006	2007	2008	2009
Pertes (GWh)	4 514	4 606	5 079	5 520	6 906
Taux (%)	17,3	17,0	17,6	17,6	20,5

Source : Document Sonelgaz - Chiffres clés électricité et gaz, année 2009.

Tableau I- 1 perte d'électricité en Algérie

I.2.15. Exportation de l'électricité

Il existe actuellement des systèmes d'interconnexion avec le Maroc et la Tunisie. Un câble haute tension sous marin relie le Maroc à l'Espagne, ce qui augmente les capacités d'exportation d'énergie de l'Algérie (2000 MW). Des projets d'interconnexion par câbles sous marins avec l'Italie sont également à l'étude pour 500 à 1000 MW (Algérie - Sardaigne et Algérie- Sicile).

I.2.16. Energies renouvelables

Un marché algérien prometteur en plein développement Les questions de la disponibilité et du coût des énergies fossiles deviennent problématiques. L'Algérie envisage aussi leur substitution comme le gaz naturel par d'autres sources. Le marché des énergies renouvelables est prometteur, et leur promotion constitue un des grands axes de la politique énergétique et environnementale du pays. Un dispositif de mesures incitatives (primes avantageuses) pour toutes les filières d'énergies utilisées pour produire de l'électricité, est institué par décret en 2004.

La société NEAL, NEW ENERGY ALGERIA (45% SONATRACH, 45% SONELGAZ et 10% pour l'investisseur privé SIM) est créée afin de développer des projets d'énergies renouvelables.

Lors d'une réunion à Rome, réunissant les ministres de l'Union Européenne et des pays du Maghreb, en décembre 2003, la promotion de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables au Maghreb est mise en avant. [2]

CHAPITRE II. SÛRETE DE FONCTIONNEMENT DES TURBO GENERATEURS

La maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique (ou sûreté du Système) se définit comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du Système ;
- limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Une telle définition permet une approche active de l'amélioration de la sûreté. Elle pousse à définir les conséquences inacceptables des incidents, à identifier les événements initiateurs et à définir des parades permettant de limiter les risques.

L'enjeu de sûreté est donc, depuis longtemps, un enjeu déterminant pour l'exploitant du Système. Il se trouve encore renforcé aujourd'hui par les difficultés rencontrées pour implanter de nouveaux ouvrages de transport du fait de l'accroissement des contraintes d'environnement. Ceci oblige l'exploitant du Système à utiliser le réseau existant toujours plus aux limites. Il est essentiel, dans ces conditions, de pouvoir garantir le niveau de sûreté si l'on ne veut pas augmenter la probabilité d'apparition d'un incident de grande ampleur.

II.1. LES MODES DE DEGRADATION DE LA SURETE

Le Système, de par sa nature, est en permanence soumis à différents aléas qui peuvent être regroupés en quatre familles.

- **les aléas de consommation**

Du fait du caractère non stockable de l'énergie électrique, il faut assurer à tout instant l'adaptation de l'offre à la demande. Le Système est donc en quelque sorte piloté par la consommation. Reflet de l'activité économique et sociale du pays, celle-ci présente un caractère globalement prévisible mais avec une marge aléatoire notable. Image agglomérée d'un grand nombre de comportements individuels, elle se trouve influencée, même à court terme, par de multiples facteurs dont le principal est d'origine météorologique : ainsi, en hiver ou en inter-saison, une baisse de température de 10 C se traduit par un surcroît

- **Les aléas météorologiques**

Le système électrique, géographiquement étendu et en relation très forte avec l'environnement (lignes aériennes, centrales hydrauliques, refroidissement des centrales thermiques, ...) subit des événements d'origine météorologique (foudre, tempête, givre, crue ou sécheresse, grand froid, ...), souvent peu prévisibles et qui induisent des perturbations notables : courtscircuits, déclenchements de groupes de production,

- **Les pannes et les agressions extérieures**

Les composants du Système eux-mêmes, intégrant souvent des matériels de haute technologie travaillant dans des conditions industrielles sévères, ne sont pas à l'abri de pannes (défaillances imprévisibles d'équipements) ou d'agressions extérieures (pelleteuses qui sectionnent les câbles, accidents d'aéronefs ou de personnes, ...).

Certaines se traduisent par des conséquences immédiates (déclenchements d'ouvrages), d'autres peuvent rester cachées (pannes latentes) et se révéler inopinément lors d'une sollicitation ; le système électrique affronte alors cette sollicitation dans une situation plus vulnérable.

- **Les dysfonctionnements liés au facteur humain**

Le niveau de performance des composants du Système dépend, pour une large part, du facteur humain qui intervient à tous les niveaux, depuis la conception et la mise en œuvre des équipements (qualité des réalisations, rigueur des essais de mise en service, ...) jusqu'à leur exploitation (qualité de la maintenance, rigueur des interventions, ...). Là encore, les conséquences peuvent être immédiates (cas du "défaut tournevis", ...) ou se manifester lors d'une sollicitation ultérieure (cas de l'erreur de câblage ou du mauvais réglage, par exemple).

II.2. LES MARGES DE SECURITE

Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du Système malgré les aléas qui pèsent sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement, depuis le développement jusqu'à l'exploitation. Typiquement, on dimensionne le Système pour qu'il puisse résister à un certain nombre d'événements répertoriés dans les règles de planification et d'exploitation.

Le respect de ces règles de sécurité conduit la plupart du temps à des surcoûts. Elles conduisent en effet à se ménager des marges dont la constitution coûte de façon certaine, alors que leur utilisation effective reste du domaine des probabilités et que la valorisation précise des coupures évitées est des plus délicates.

Ainsi, par exemple, lorsqu'on impose le démarrage d'un groupe de production pour pouvoir faire face au déclenchement éventuel d'un ouvrage, on consent une dépense certaine. En contrepartie, le gain -éviter par exemple une coupure de clientèle- est, lui, aléatoire .Ces aléas imposent de se couvrir en constituant des marges

II.3. LES PHENOMENES À L'ORIGINE DE LA DEGRADATION DE LA SURETE

La genèse d'un incident de grande ampleur est toujours caractérisée par quelques phases de fonctionnement typiques liées à quatre grands phénomènes qui, indépendamment de leurs causes initiales, qui peuvent être multiples, se succèdent ou se conjuguent tout au long de l'incident.

Ces phénomènes sont :

- les surcharges en cascade,
- l'écroulement de tension,
- l'écroulement de fréquence,
- la rupture de synchronisme.

Sur la Figure sont représentés les mécanismes de dégradation de l'état d'un réseau électrique : lors d'une perturbation initiale sur le réseau comme la perte d'un ouvrage ou l'occurrence d'un court-circuit, les limites de fonctionnement de certains composants peuvent être atteintes entraînant ainsi la perte d'autres ouvrages et donc la coupure d'alimentation de certaines charges. [3]

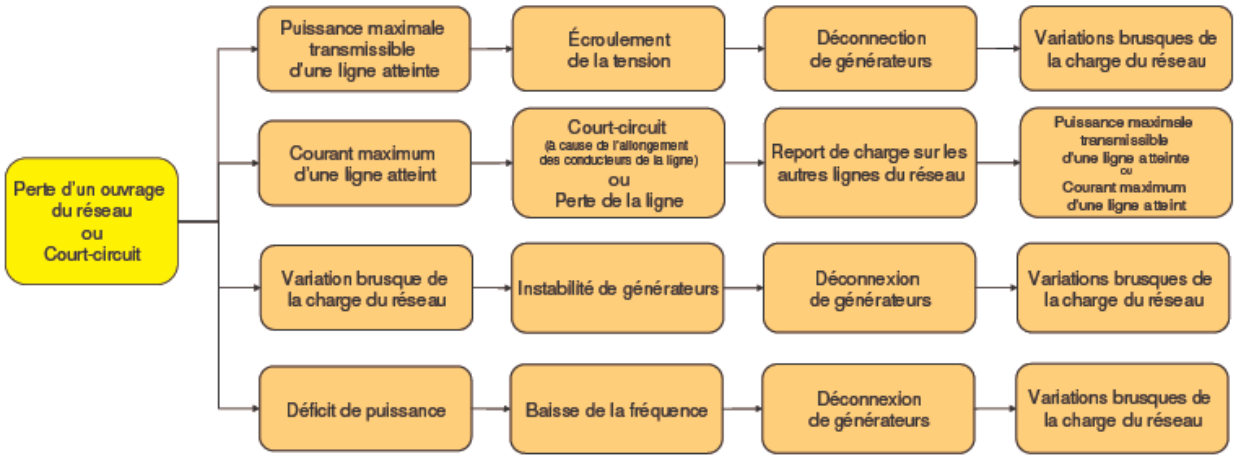


Figure II-1 mécanismes de dégradation de l'état d'un réseau électrique

L'évolution de ces phénomènes se fait sur une certaine durée selon la sévérité des perturbations :

- L'écroulement de tension ou de fréquence est de l'ordre de plusieurs dizaines de minutes.
- La perte de stabilité est de l'ordre quelques secondes ou dizaines de secondes.
- L'allongement (du à réchauffement) d'une ligne est de l'ordre de quelques minutes. [5]

II.3.1. Les surcharges en cascade

Le maintien d'intensités trop élevées dans un ouvrage conduit à des échauffements pouvant endommager des constituants de la liaison (ligne ou câble) elle-même. En outre, pour les lignes aériennes, l'échauffement des conducteurs induit aussi leur allongement : ils se rapprochent du sol, réduisant les distances d'isolement (risques d'amorçages) et créant des risques pour les personnes et les biens.

Pour se prémunir contre ces risques, on utilise des protections dites de surcharge.

Si la surcharge n'est pas levée avant un temps donné (20 minutes, par exemple, voire quelques dizaines de secondes, selon l'ampleur du dépassement constaté), l'ouvrage concerné déclenchera, par action de sa protection de surcharge. Le transit supporté auparavant par cet ouvrage va alors se reporter sur d'autres ouvrages, en fonction des impédances apparentes relatives.

Selon la gravité des phénomènes, et tout particulièrement l'état de charge initial des ouvrages concernés, on conçoit que ce déclenchement puisse générer de nouvelles surcharges, de nouveaux déclenchements et, par reports de charge successifs, l'apparition d'un phénomène cumulatif, les nouvelles surcharges étant plus nombreuses et de plus en plus difficiles à lever dans les délais impartis.

L'apparition initiale d'une (ou plusieurs) surcharge(s) peut être la conséquence de plusieurs types de situations ou d'événements, en particulier :

- Le déclenchement brutal d'ouvrages : perte(s) de ligne(s) (suite à l'apparition puis à l'élimination d'un court-circuit, action intempestive de protection sans apparition de défaut, ...), déclenchement de groupe de production, …
- Une évolution de la consommation incompatible avec les ouvrages disponibles à un moment donné, éventuellement combinée avec des valeurs de tension basses.

II.3.2. L'écroulement de tension

Outre son aspect contractuel vis-à-vis des clients, le contrôle de la tension en tout point du système électrique est nécessaire pour assurer un comportement correct des matériels, garantir le bon fonctionnement global du Système et éviter l'apparition de phénomènes du type écroulement de tension.

La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive.

Celle-ci se transporte mal et au prix de chutes de tension importantes. La tension est donc réglée à partir de sources de puissance réactive (groupes, condensateurs, réactances, …) réparties sur le réseau.

Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, d'un événement du type déclenchement d'ouvrages de transport ou de groupes, évolution imprévue de la consommation.

L'importation de la puissance réactive manquante à partir des zones voisines provoque des chutes de tension importantes sur le réseau HTB.

Sans autres dispositions, ceci se traduirait, au niveau des charges des clients, par le non respect des plages contractuelles de tension. Pour pallier cet inconvénient, des régleurs en charge automatiques, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant la clientèle, permettent, normalement, de rattraper ces chutes de tension. Ceci a cependant

pour conséquences de réduire l'impédance du dipôle entre la source et la charge, d'augmenter le courant et donc d'abaisser un peu plus la tension de la zone au rythme des changements de prise des transformateurs.

Si, en outre, l'appel de puissance réactive de la zone dépasse les capacités de secours des zones voisines -qui sont par nature limitées- l'appel de puissance réactive supplémentaire produit les mêmes effets sur les zones adjacentes et conduit à l'extension du phénomène.

En deçà d'un certain niveau bas de tension appelé tension critique, on se heurte à des problèmes de limite de puissance active transmissible. Ce qui conduit à l'écroulement du plan de tension, si aucune mesure n'est prise.

II.3.3. L'écroulement de fréquence

La stabilité de la fréquence, sur un réseau électrique, traduit l'équilibre entre la production et la consommation, c'est-à-dire entre les forces motrices des centrales et le couple résistant que représentent les charges. Si la demande (la consommation) excède l'offre (la production), le Système est en déséquilibre, la vitesse des machines et par voie de conséquence la fréquence du réseau baisse. A contrario, si c'est l'offre qui est supérieure à la demande, le Système voit les groupes accélérer et la fréquence augmenter.

Comme la consommation fluctue par nature, il est nécessaire d'adapter, en permanence, le niveau de la production pour maintenir la fréquence à une valeur stable de référence : 50 Hz en Algérie.

La fréquence doit être tenue autour de cette valeur de référence, d'une part parce qu'une fréquence évoluant sans cesse rendrait l'électricité inutilisable pour de multiples usages, d'autre part, parce que la plupart des composants du Système sont optimisés et spécifiés pour fonctionner dans une plage de fréquence donnée. En dehors de cette plage de tolérance, des dysfonctionnements graves de matériels apparaissent (en particulier sur les dispositifs de régulation) et, si le déséquilibre est trop important, les groupes se séparent du réseau entraînant inévitablement l'effondrement de tout ou partie du système électrique.

Le phénomène d'écroulement de fréquence est rapide

En Algérie, la plage admissible est de 50 Hz +/- 0,5 Hz. À partir de 49 Hz, des délestages automatiques de consommation interviennent, des baisses de fréquence de plusieurs Hz entraînent la séparation des groupes de production par action de leur protection à minimum de fréquence.

II.3.4. La rupture de synchronisme

Sur un réseau non perturbé, tous les rotors des alternateurs tournent à la même vitesse électrique. On parle alors de fonctionnement synchrone et la vitesse commune définit la fréquence du système électrique.

Ce synchronisme est dû à l'existence d'un lien élastique appelé "couple synchronisant" qui, au travers des grandeurs électriques, solidarise les générateurs entre eux.

Tant que le couple moteur appliqué au rotor par la turbine et le couple résistant dû aux charges raccordées au stator ne s'éloignent pas trop de l'équilibre, le synchronisme est assuré par l'action des régulateurs de tension et de vitesse. Le Système est stable.

Dans certaines situations, comme par exemple lors d'un court-circuit de durée excessive, le lien élastique qui solidarise les générateurs peut être rompu. Des glissements peuvent se produire entre les alternateurs qui ne tournent plus à la même vitesse. La fréquence du Système n'a plus de sens précis. L'onde de tension observée en chaque point du réseau résulte de la composition de sources de tension à des fréquences différentes ; il apparaît alors des battements de tension et de courant à l'origine de contraintes inacceptables sur les matériels : surintensités, surtensions, …

Le Système a perdu la stabilité. Sous l'action de leurs systèmes de protection, les ouvrages se séparent alors du réseau si aucune mesure n'est prise, ce qui conduit à la dislocation du Système.

Le système électrique a pour objectif d'assurer la continuité d'alimentation des charges en garantissant une certaine qualité de la tension qui se décline en quatre critères qui sont : le respect des contraintes de fonctionnement du système, la sauvegarde des équipements du réseau, la sauvegarde du réseau et enfin la reconstitution du réseau. En fonction de ces divers critères, les tâches que le système doit satisfaire sont représentées sur la Figure .

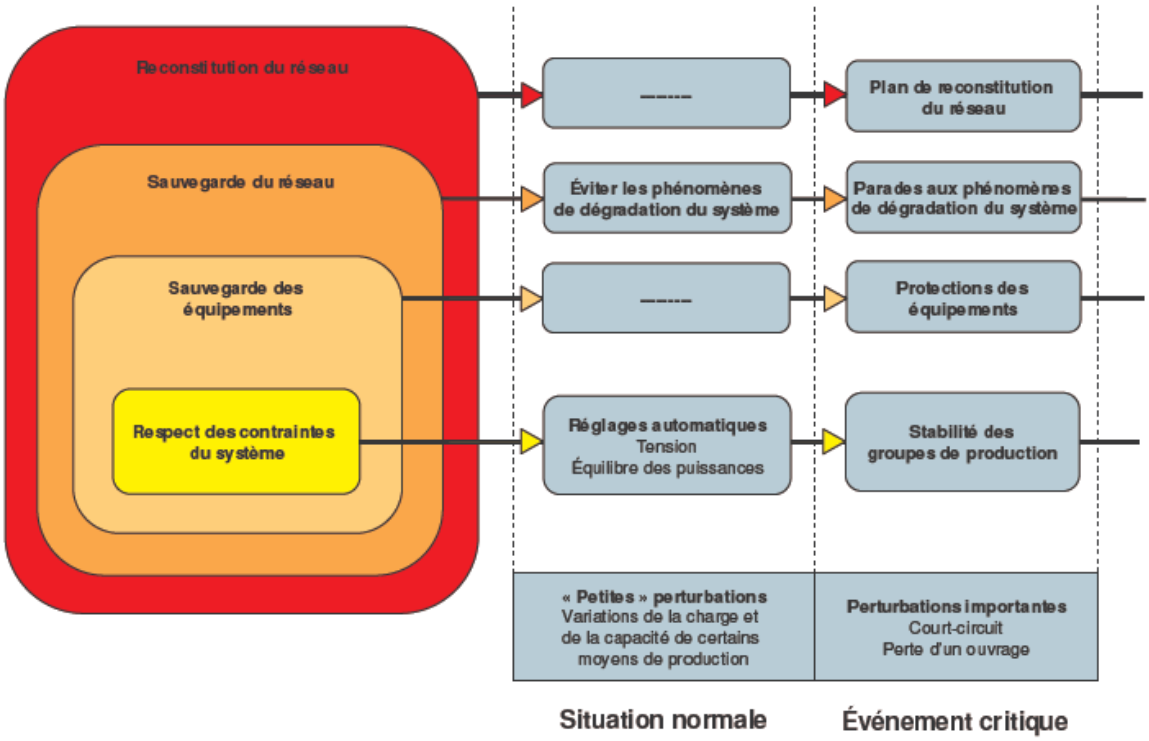


Figure II-1 les tâches que le système doit satisfaire

Lorsque le système est dans un état critique (surcharge, écroulement de tension, écroulement de fréquence ou perte de synchronisme de générateurs), une mesure propre à la nature de l'incident (Tableau II-1) peut permettre de rétablir le système dans un état stable. Le réseau de transport et d'interconnexion est conçu pour fonctionner normalement pour toute perte d'un ouvrage quel qui soit. Cette mesure se nomme la règle du « n-1 ». Certaines situations comportant plusieurs incidents nécessitent la surveillance du réseau et la mise en place d'actions correctives si nécessaire dans des délais plus ou moins courts selon la gravité de l'incident.

	Prévention	Surveillance	Parades ultimes
Surcharges	○ Architecture robuste du réseau. ○ Plan de protection coordonné.	○ Eviter les surcharges par des manœuvres sur le réseau. ○ Réglage approprié des groupes de production.	○ Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5).
Ecroulement de tension	○ Bon dimensionnement des moyens de compensation d'énergie réactive. ○ Sources réactives près des centres de consommations ○ Possibilité de disposer de réserves de puissance réactive	○ Contrôle du plan de tension en temps réel grâce aux moyens de réglage automatiques et manuels.	○ Blocage automatique des régleurs en charge. ○ Baisse de 5% de ta tension des réseaux de distribution. ○ Surcharge en énergie réactive des groupes. ○ Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5).
Ecroulement de fréquence	○ Prévisions fiables de la consommation et plan de production adapté. ○ Réserve de puissance à disposition.	○ Surveillance de la disponibilité des réserves de production. ○ Contrôle du plan de tension en temps grâce aux moyens de réglage automatiques et manuels.	○ Puissance maximale des groupes. ○ Délestage volontaire des départs HTA par ordre de priorité (1à5). ○ Délestage fréquencemétrique (au moyen de relais fréquentiels qui déclenchent à partir d'un certain seuil de fréquence).
Instabilité de groupes	○ Topologies adéquats prévenant de ce type de phénomènes. ○ Plan de protection performant. ○ Régulation de tension et de vitesse des groupes.	○ Contrôle des accélérations des groupes.	○ Ilôtage des zones en rupture de synchronisme.

Tableau II-1 mesures pour éviter la dégradation d'un réseau

II.4. Les performances attendues des ouvrages de production

Comme dans tout système, les performances unitaires des composants influent sur celles de l'ensemble.

Une bonne insertion des groupes de production dans le système électrique est essentielle. Elle doit permettre de tirer du moyen de production les meilleures performances et assurer la sûreté du Système.

Les principales performances spécifiées vis-à-vis du système électrique peuvent être analysées suivant deux axes :

II.4.1. Le comportement des moyens de production en régime normal

Il est caractérisé par trois domaines :

● Le dimensionnement général de l'installation

Les caractéristiques concernées sont :

- ✓ sa puissance unitaire,
- ✓ ses domaines de fonctionnement en fréquence et en tension,
- ✓ son apport maximal de puissance de court-circuit,
- ✓ ses capacités de surcharge temporaire en actif et en réactif,
- ✓ ses possibilités au minimum technique.

● L'adaptation de la production à la consommation en actif

Les caractéristiques visées sont celles qui ont une incidence sur la capacité du Système à faire face à un déséquilibre transitoire ou prolongé entre la production programmée et la demande.

Les performances que l'on cherche à déterminer sont celles relatives :

- ✓ aux réglages primaire et secondaire fréquence-puissance (volume de réserve, gradient, disponibilité) ;
- ✓ à la capacité de modulation des groupes, c'est-à-dire leur aptitude à effectuer des variations de la puissance active programmées qui sont nécessaires pour suivre les variations journalières de la courbe de charge nationale ou des échanges avec l'étranger. Les principales performances concernées par ce dernier point sont : le minimum technique auquel la tranche peut fonctionner, la vitesse de variation de puissance possible, l'amplitude de la variation, le nombre de variations et la durée des paliers de puissance entre deux variations ;
- ✓ au comportement des tranches vis-à-vis des gradients de variation de charge (aptitude à la baisse d'urgence, au passage à Pmax, ...)

● l'adaptation de la production à la consommation en réactif

Les groupes de production jouent un rôle fondamental dans le réglage et la tenue de la tension du système électrique ; ils constituent des points à tension tenue autour desquels s'articule le plan de tension en fonction des transits de puissances active et surtout réactive sur le réseau.

Ces transits résultent des charges appelées, du plan de production, des échanges avec l'étranger, de la topologie du réseau et des moyens de compensation en service.

Pour assurer ce rôle, les groupes doivent disposer de performances suffisantes en termes de:

- ✓ capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive. Celle-ci est caractérisée par la puissance réactive que le groupe peut absorber ou livrer au réseau, en fonction de la tension HTB ;
- ✓ possibilité d'excursion de la tension à leurs bornes.

II.4.2. Le comportement des moyens de production en situation perturbée

Il est caractérisé par les quatre points suivants :

● La tenue des groupes en présence de perturbations

La tenue des groupes en présence de perturbations conditionne la sûreté du Système. En cas de perturbations modérées, le maintien des groupes sur le réseau permet d'éviter la dégénérescence en incident. En cas de perturbations plus importantes, telles que l'écroulement de tension ou la rupture de synchronisme, un comportement satisfaisant des groupes limite l'étendue et la profondeur de l'incident. À ce titre, il est indispensable de garantir une parfaite cohérence entre le fonctionnement des groupes et leurs systèmes de protection associés et le plan de défense.

La philosophie générale est de maintenir les groupes couplés au réseau le plus longtemps possible :

- ✓ en mettant en œuvre des dispositifs permettant de limiter l'excursion des grandeurs physiques dans un domaine compatible avec le dimensionnement des matériels,
- ✓ le temps de permettre de résorber la perturbation sous l'action des systèmes de protection du réseau,
- ✓ sans toutefois compromettre le repli de l'installation dans un état permettant une reprise de service rapide, ce repli étant commandé par les dispositifs de protection de la centrale, alternateur compris.

Le comportement des dispositifs de limitation des régulateurs de vitesse et de tension est ici déterminant.

● L'aptitude à l'îlotage

L'îlotage peut survenir suite à une perturbation localisée sur la liaison d'évacuation ou suite à un incident sévère sur le Système.

Dans le premier cas, un seul groupe est concerné et les conséquences d'un succès ou d'un échec ne sont qu'économiques, la production perdue devant être compensée par celle d'un groupe dont le coût d'exploitation est souvent plus élevé.

En revanche, dans le second cas, l'ensemble des groupes d'une région peut être concerné. Le succès de l'îlotage et la tenue des groupes en îlotage conditionnent alors la rapidité de la reconstitution du Système. La capacité d'îlotage est donc bien un besoin du Système.

● Le fonctionnement en réseau séparé

Le bon fonctionnement des groupes en réseau séparé est également un facteur important pour la sûreté du Système. Un bon fonctionnement dans ce domaine, intervenant par exemple suite à des pertes de lignes en cascade, est absolument nécessaire pour éviter l'effondrement général du réseau.

● Le comportement lors d'une reconstitution de réseau

Consécutivement à un incident de grande ampleur, une, voire plusieurs régions peuvent se retrouver totalement hors tension.

La capacité des tranches à pouvoir enchaîner rapidement les actions nécessaires à la reconstitution conditionne la rapidité avec laquelle la clientèle sera réalimentée.

EN REGIME NORMAL	EN REGIME EXCEPTIONNEL
✚ Dimensionnement général de l'installtion ✚ Adaptation de la production à la consommation en actif ✚ Adaptation de la production à la consommation en réactif ✚ Stabilité des groupes face aux aléas de faibles amplitude	✚ Tenue des groupes en présence de perturbations ✚ Aptitude à l'ilotage ✚ Fonctionnement en réseau séparé ✚ Comportement lors d'une reconstitution de réseau

Tableau II-2 comportement des moyens de production

L'enveloppe des performances est décrite par le diagramme de fonctionnement de l'alternateur.

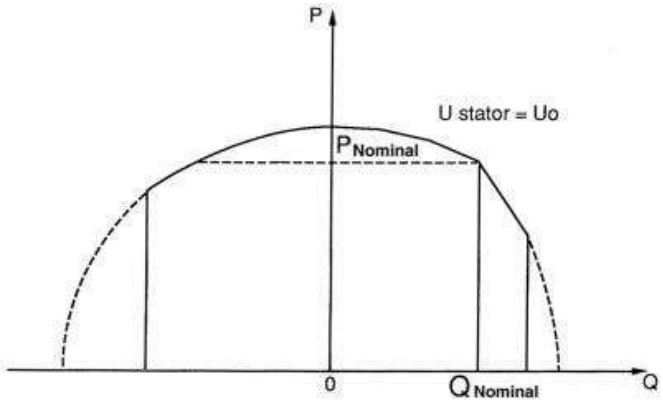


Figure II-3 enveloppe des performances

Les limites du domaine correspondent à diverses contraintes physiques : limite liée à l'échauffement des zones d'extrémité du stator (combinaison des flux stator et rotor), limite d'intensité stator (problème d'échauffement des circuits statoriques), limite de courant rotor (problème d'échauffement des circuits magnétiques dû aux pertes fer) (cas des turboalternateurs), limite de l'induction dans l'entrefer (échauffement des tôles du circuit magnétique dû aux pertes fer) (cas des turboalternateurs),

À chaque valeur de la tension stator correspond un diagramme différent.

L'enveloppe des performances est décrite par le diagramme de fonctionnement de l'alternateur. Celui-ci précise l'évolution des grandeurs puissance active et puissance réactive aux bornes de l'alternateur et pour lesquelles il doit rester raccordé au réseau.

Le diagramme de fonctionnement de l'alternateur tient compte des situations suivantes de fonctionnement du réseau :

- ✓ la situation normale,
- ✓ les transitoires de passage en réseau séparé et d'îlotage,
- ✓ les situations d'écroulement de tension,
- ✓ les situations de reconstitution.

II.5. STABILITÉ DES ALTERNATEURS

Étudions maintenant le régime établi et la stabilité dynamique d'un alternateur dont le stabilisateur automatique de tension et le régulateur de vitesse sont tous deux en fonction (situation normale). Il peut être montré que la puissance fournie à une charge par un alternateur (voir la figure) est à peu près proportionnelle au carré de la tension aux bornes et inversement proportionnelle à l'impédance entre l'alternateur et le réseau qu'il alimente.

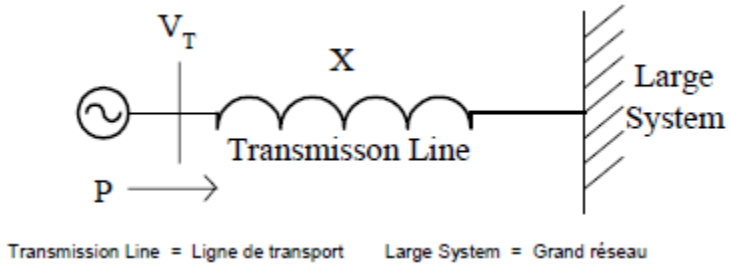


Figure II- 4 alternateur connecté à un réseau infini

Si nous traçons le rapport entre la puissance de sortie d'un alternateur et l'avance de cet alternateur sur le réseau électrique (angle de charge), nous obtenons une courbe sinusoïdale. Ce type de courbe permet de définir les caractéristiques de transfert de puissance des alternateurs.

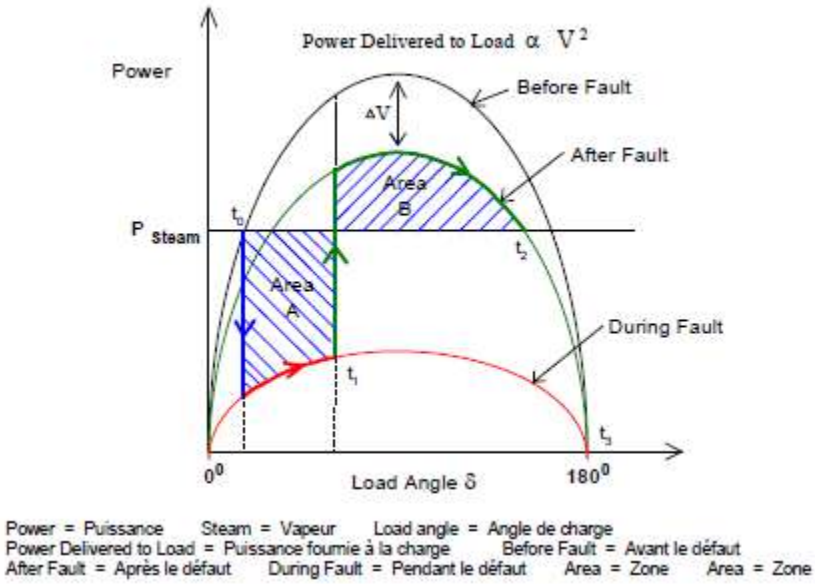


Figure II- 5 puissance de sortie d'un alternateur en fonction l'angle de charge

La puissance émise par un inducteur est proportionnelle aux tensions existant de chaque côté de cet inducteur, au sinus de l'angle existant entre ces tensions et inversement proportionnelle à la réactance inductive de cet inducteur.

$$P = \frac{V_1 V_2}{X_L} \sin \delta$$

Une courbe de transfert de puissance est une représentation graphique de cette équation pour des valeurs fixes de V1, V2 et XL. C'est un tracé de l'angle de charge par rapport au transfert de puissance de la machine dans une certaine configuration. Si les valeurs rattachées à cette configuration changent, le transfert de puissance et l'angle de charge de la machine changent aussi.

On peut se représenter la courbe de transfert de puissance en imaginant un alternateur pouvant fonctionner sans être synchronisé tout en étant raccordé à un grand réseau électrique par un gros ressort réactif. L'alternateur oscille par rapport au grand réseau en se déphasant complètement à 180° et en se remettant en phase à 360°. Dans la réalité, le temps nécessaire pour qu'un alternateur oscille de cette façon est d'environ 2 secondes. Le temps de passage de l'angle de charge de 0° à 180° est donc d'environ 1 seconde.

Si un alternateur sur lequel s'appliquerait un flux de vapeur Psteam était raccordé au grand réseau, il serait possible de le représenter par une courbe ayant la forme d'une longue ligne droite horizontale parce que les vannes de vapeur mettraient plus d'une seconde pour fonctionner et réagir en conséquence.

Idéalement, la charge de l'alternateur (Psteam) devrait être à 90° avec le transfert de puissance maximal. Mais il s'agit d'un état extrêmement instable.

Imaginons au moyen de la courbe qu'une panne de ligne de distribution se produit au moment t0. Comme la tension baisse, la capacité de transfert de la puissance chute dramatiquement et la turbine commence à accélérer. La panne est corrigée au moment t1. La tension est rétablie, mais pas à sa valeur d'origine, comme d'habitude, parce que la réactance X est maintenant légèrement plus élevée à cause des pertes subies.

Pendant ce temps (t0 à t1), la turbine a piégé de l'énergie en provenance du flux de vapeur (voir la zone A). Elle débite cette énergie dans la zone B de la courbe. Si l'alternateur ne parvient pas à transférer complètement cette énergie au moment t2, il suit rapidement la courbe en descendant vers les 180° et se décale par rapport au réseau.

II.6. PROTECTION DES ALTERNATEURS

Les dispositifs de protection des alternateurs se caractérisent par des similarités et des chevauchements par rapport à ceux des moteurs électriques. Cela est avantageux car les alternateurs ne sont pas tous protégés au moyen de tous les dispositifs indiqués dans cette rubrique. Les dispositifs de protection des alternateurs sont en fait très nombreux, mais seuls les plus courants sont examinés ici.

II.6.1. Classes de déclenchement de protection des alternateurs à turbine

Les déclenchements de protection des alternateurs sont répartis en différentes classes établies en fonction de différentes réactions, selon les causes et les possibilités de dommage. Les quatre classes de déclenchement (A, B, C et D) sont examinées ci-dessous.

Classe A. Les déclenchements de classe A sont destinés à déconnecter l'alternateur du réseau de distribution électrique et à arrêter le groupe turbine-alternateur (c.-à-d. à mettre hors fonction la turbine et à ouvrir le relais d'induction). Ces déclenchements sont habituellement provoqués par la protection électrique de l'alternateur, par la protection électrique du transformateur principal, par un défaut à la terre ou par tout élément ayant une influence directe sur la sécurité liée à la production électrique de l'alternateur.

Classe B. Les déclenchements de classe B sont destinés à déconnecter l'alternateur du réseau de distribution électrique, mais en laissant le groupe turbine-alternateur fournir la charge de l'alternateur. Ces déclenchements sont habituellement provoqués par des défauts du réseau de distribution électrique, ce qui provoquent donc la suppression de cette charge.

Classe C. Les déclenchements de classe C sont provoqués par une surexcitation de l'alternateur et ne se produisent que si l'alternateur n'est pas couplé au réseau de distribution électrique (tout en pouvant continuer à fournir sa charge).

Cette surexcitation est habituellement causée par l'application manuelle d'une excitation excessive ou par l'application du courant d'excitation à une vitesse inférieure à la vitesse de synchronisation.

Classe D. Les déclenchements de classe D sont destinés à mettre hors fonction la turbine puis l'alternateur s'il a fonctionné comme un moteur. Ces déclenchements sont associés aux problèmes mécaniques subis par le groupe turbine-alternateur.

II.6.2. Surintensité des alternateurs

La surintensité appliquée aux enroulements à cause des surcharges ou des défauts provoque de graves dommages. L'alternateur doit être isolé du réseau électrique et l'excitation de champ doit être supprimée le plus vite possible pour amoindrir le plus possible les dommages.

Pendant les démarrages ou les arrêts, le champ peut être accidentellement appliqué alors que la fréquence est inférieure à 50 Hz. Les protections normales peuvent dans ces conditions ne pas fonctionner ou ne pas être assez sensibles. Une protection sensible contre la surintensité (également appelée surintensité supplémentaire de démarrage) est habituellement utilisée au cas où la fréquence est d'environ 46 Hz ou moins.

II.6.3. Protection différentielle des alternateurs

La protection différentielle peut servir à déceler des défauts dans les enroulements des alternateurs, comme les défauts à la terre, les courts circuits et les circuits ouverts. Ces défauts peuvent être causés par un isolant endommagé par le vieillissement, de la surchauffe, une surtension, un isolant humide ou des dommages mécaniques.

Des exemples d'application de protection différentielles sont illustrés à la figure II- 6 sous la forme d'un agencement pour alternateur doté de plusieurs enroulements - deux par phase (raison pour laquelle ce type de protection porte également le nom de protection à enroulements auxiliaires).

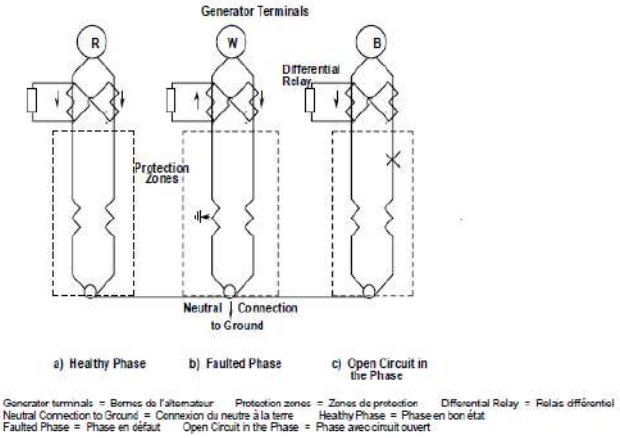


Figure II- 6 Protection différentielle des alternateurs

Dans la partie a) de la figure, le courant passant par les deux enroulements est équilibré et donc le courant passant par le circuit de protection l'est aussi. Le relais différentiel n'est donc pas déclenché dans ce cas.

Dans la partie b) de la figure, un défaut à la terre s'est produit à un des enroulements. Le sens de circulation du courant de défaut indique un déséquilibre du courant. Cela provoque un déséquilibre du courant dans le circuit de protection et le relais différentiel est déclenché. Dans le même ordre d'idée, un court-circuit qui se produirait dans un des enroulements provoquerait un déséquilibre du courant dans les enroulements de protection, ce qui déclencherait le relais différentiel.

Dans la partie c) de la figure, un circuit ouvert s'est formé, empêchant le courant de circuler dans un des enroulements. Là encore, le déséquilibre du courant provoque le déclenchement du relais différentiel.

La protection différentielle (figure II- 7) des alternateurs dotés d'un seul enroulement par phase est similaire à celle des transformateurs vue précédemment. Cet agencement permet de déclencher une mise hors fonction très rapide de l'alternateur, du relais d'induction et de la turbine (déclenchement de classe A). Il permet de minimiser les dommages causés par la surchauffe ou par la formation d'arcs si l'isolant est déjà endommagé.

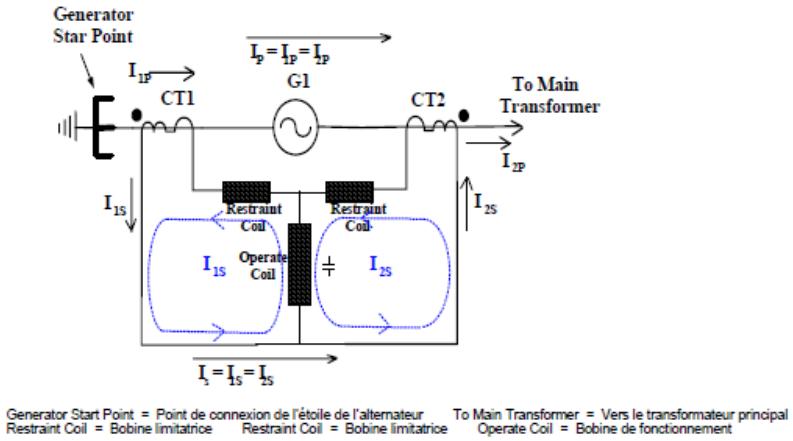


Figure II- 7 protection différentielle des alternateurs dotés d'un seul enroulement par phase

II.6.4. Protection des alternateurs contre les défauts à la terre

Les alternateurs sont habituellement connectés aux enroulements en triangle des transformateurs principaux à câblage en triangle-étoile. Ce genre de connexion permet à l'alternateur de produire un courant à trois phases presque équilibrées, même si la charge est déséquilibrée au primaire du transformateur principal. Cela permet d'atténuer les contraintes, les vibrations et la surchauffe des enroulements du stator lorsque le réseau est déséquilibré ou a un défaut. Cependant, si l'alternateur est connecté sur des enroulements câblés en triangle, une protection indépendante doit être utilisée contre les défauts au stator.

Toute résistance à la terre tire électriquement le triangle vers la terre, ce qui peut passer inaperçu pour le relais différentiel. Le relais de terre du stator déclenche la mise hors fonction de l'alternateur avant que de graves dommages ne se produisent. Ce relais est souvent doté d'un dispositif de commande de niveau d'alarme permettant de régler le problème avant que ne soient réunies les conditions d'un déclenchement.

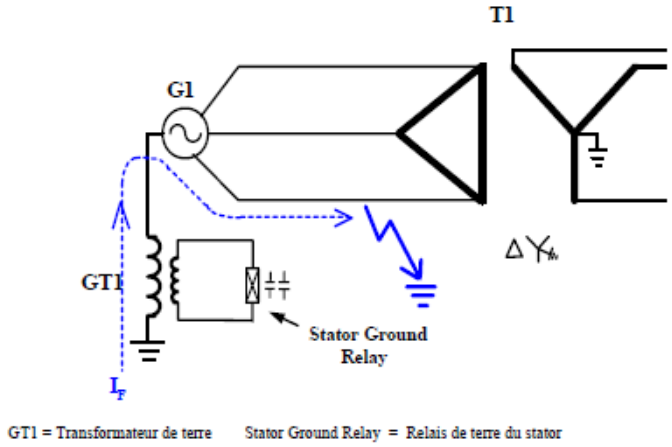


Figure II- 8 protection à la terre avec connexion du neutre par un transformateur

La figure II- 8 illustre un circuit de protection à la terre avec connexion du neutre de l'alternateur par l'intermédiaire d'un transformateur de mise à la terre du neutre. Dans certains endroits, une résistance de terre est utilisée avec un transformateur d'intensité.

Les causes possibles de défaut à la terre sont l'isolant endommagé par le vieillissement, la surchauffe ou la surtension, l'isolant humide et les dommages mécaniques. Si les défauts ne font pas l'objet d'un traitement adéquat lorsqu'ils se produisent, la surchauffe causée par la surintensité risque d'endommager l'isolant ou des dommages dus à la formation d'arcs risquent de se produire si l'isolant a déjà été endommagé.

II.6.5. Protection à la terre du rotor

Dans les alternateurs, les enroulements du rotor produisent le champ magnétique aux pôles. Avec les alternateurs à quatre pôles (60 Hz et 1 800 tr/min, habituellement), un défaut à la terre se produisant seul dans le rotor n'a en général pas d'effets nuisibles. Mais si un deuxième défaut à la terre se produit, les conséquences peuvent être désastreuses.

Un tel défaut peut provoquer le contournement d'une partie de l'enroulement du rotor, ce qui risque de déformer la forme du flux qui sans cela serait équilibrée. Une vibration excessive et même un contact entre le rotor et le stator peuvent alors se produire.

Un moyen de déceler le premier défaut à la terre offre une protection contre les effets d'un deuxième défaut à la terre au rotor. La figure illustre un circuit de détection de défaut à la terre simplifié. Ce circuit est connecté au positif de la source d'excitation.

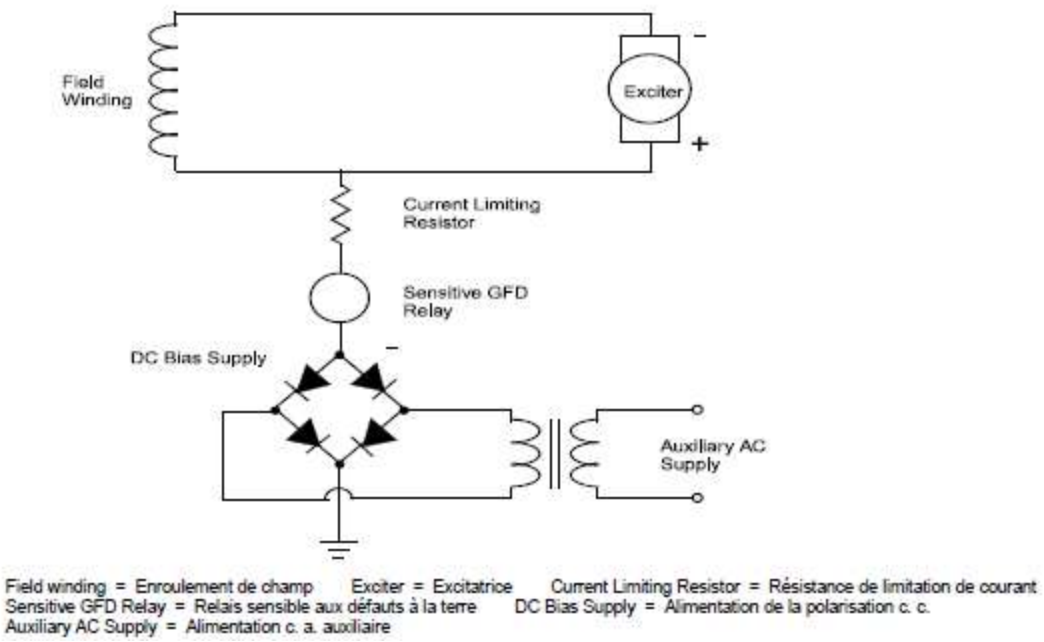


Figure II- 9 Protection à la terre du rotor

Un défaut à la terre se produisant à n'importe quel endroit du circuit d'excitation ou de l'enroulement du rotor entraîne la circulation d'un courant par la résistance chutrice (la tension produite à l'endroit du défaut s'ajoute à la tension de polarisation et entraîne la circulation d'un courant dans le circuit de défaut à la terre), par le relais du circuit de défaut à la terre, par la mise à la terre de l'alimentation de la polarisation et par l'endroit où s'est produit le défaut. La circulation du courant par le relais du circuit de défaut à la terre déclenche une alarme.

II.6.6. Protection des alternateurs contre le déséquilibre de phase

Si un alternateur subit un déséquilibre à cause d'une charge mal répartie ou d'un défaut, ce déséquilibre se manifeste par un courant c. a. dans le champ du rotor.

Si l'alternateur continue de fonctionner avec un déséquilibre de phase, le rotor surchauffe rapidement à cause du courant induit additionnel (ce courant entraîne également un chauffage des autres éléments intérieurs de l'alternateur). Cela provoque un chauffage rapide et inégal à l'intérieur de l'alternateur, suivi d'une détérioration de l'isolant et des enroulements (et donc d'une diminution de la durée utile de la machine) et une déformation thermique peut se produire.

Par ailleurs, les forces magnétiques déséquilibrées apparaissant dans l'alternateur à cause de ce courant provoquent une vibration excessive. Cette vibration peut user ou endommager les paliers, ce qui peut diminuer la durée utile de la machine et provoquer un déclenchement pour cause de vibration excessive.

Un relais spécial destiné à déceler ce type de courant et portant le nom de relais d'intensité inverse est utilisé pour déceler le déséquilibre des phases dans l'alternateur. Le terme

inverse est un terme mathématique qui ne sert qu'à décrire l'effet du déséquilibre d'un circuit à trois phases symétriques.

Le déséquilibre des phases est le plus critique lorsqu'il est provoqué par un circuit ouvert à l'un des enroulements, et il peut n'être décelé par aucune autre protection. La distribution inégale des charges, les défauts au réseau de distribution électrique et les défauts aux enroulements constituent d'autres causes de déséquilibre des phases.

Protection des alternateurs contre la perte de champ Si l'excitation d'un alternateur devient insuffisante pour une charge donnée, la tension diminue aux bornes de cet alternateur, qui se met à fonctionner avec un facteur de puissance ayant moins d'avance et avec un angle de charge plus grand. Si cet angle de charge devient trop important, une perte de stabilité et un glissement de pôle se produisent et le groupe turbine-alternateur se met vite en survitesse en même temps qu'un courant d'arc c. a. de forte intensité circule dans le rotor.

Les pertes de champ peuvent être causées par une panne d'excitatrice ou de redresseur, une panne de stabilisateur automatique de tension, une ouverture accidentelle de disjoncteur de champ, des courts-circuits aux courants de champ, un mauvais contact des balais sur les bagues ou une perte de l'alimentation c. a. des excitatrices (soit de l'alimentation électrique de la centrale, soit du courant d'excitation produit par l'alternateur).

Un relais pouvant déceler les conséquences d'une perte de champ (comme la circulation d'un courant réactif dans la machine, les changements d'impédance intérieures causés par les modifications du champ ou les diminutions de tensions de champ) peut être utilisé pour déceler les pertes de champ. Un interrupteur de fin de course rattaché à un disjoncteur de champ pour indiquer si ce disjoncteur est ouvert peut signaler l'absence de champ à l'alternateur.

II.6.7. Protection des alternateurs contre la surexcitation

Si l'alternateur est contraint de produire une tension supérieure à la tension nominale, mais à la vitesse nominale (ou une tension égale à la tension nominale, mais à une vitesse inférieure à vitesse nominale), le courant de champ doit être augmenté pour passer au-dessus de la normale (la tension produite est proportionnelle à la fréquence et au flux). L'excès de courant circulant dans le rotor et la tension produite provoque une magnétisation excessive du fer du stator de l'alternateur et des noyaux en fer des transformateurs de service principaux et individuels. La chaleur produite alors peut endommager ces éléments.

La surtension peut également détériorer l'isolant et donc provoquer des défauts et la formation d'arcs.

Ce problème peut toucher les alternateurs connectés au réseau de distribution électrique qui éprouvent des problèmes de régulation de tension. Il peut également toucher les machines qui doivent de nouveau démarrer ou être synchronisées à la suite d'un

déclenchement (le disjoncteur de champ doit s'ouvrir au moment du déclenchement de la mise hors fonction de la turbine). Si le disjoncteur de champ s'ouvre, une résistance de décharge de champ est montée sur le circuit du rotor pour empêcher la tension aux bornes d'atteindre un niveau dangereux.

La surexcitation au démarrage peut être causée par des problèmes d'équipement ou par des erreurs humaines entraînant l'application prématurée d'une excitation excessive (l'excitation ne doit pas être appliquée à l'alternateur tant que sa vitesse n'a pas atteint une vitesse presque égale à la vitesse de synchronisation).

Un relais de tension et de fréquence spécial est utilisé pour déceler cet état et déclencher la mise hors fonction de l'alternateur s'il détecte un dépassement de tension et/ou de fréquence.

II.6.8. Protection des alternateurs contre la sous-fréquence

Si l'alternateur est couplé avec un réseau de distribution électrique stable, la fréquence et la tension de ce réseau restent habituellement constantes. Toute diminution trop importante de la fréquence du système indique une importante diminution de la charge. Cette diminution peut être la cause d'un grave problème sur le réseau électrique et n'est évidemment pas d'une très grande utilité pour ce qui est de l'alimentation d'un réseau placé au bord de l'effondrement.

L'alternateur doit dans ce cas être déconnecté du réseau. Ce réseau (ou tout au moins une partie de ce réseau) peut bien s'effondrer. Le système peut lentement rétablir les conditions prévalant avant l'éffondrement (au moyen d'alternateurs prêts à restaurer l'alimentation).

Comme nous l'avons vu plus haut, si un alternateur connecté au réseau de distribution électrique et dont la vitesse est inférieure à la vitesse nominale (à cause d'une baisse de fréquence sur le réseau électrique) reçoit un courant d'excitation suffisant pour produire la tension nominale, le niveau d'excitation est en réalité plus élevé que celui nécessaire à la vitesse de synchronisation. La surexcitation et les problèmes décrits plus haut peuvent dans ce cas s'ensuivre.

Un relais de tension et de fréquence spécial est utilisé pour comparer la tension et la fréquence et déclencher la mise hors fonction de l'alternateur si une tension ou une fréquence établie est dépassée.

II.6.9. Protection des alternateurs contre le décalage

Ce dispositif est destiné à empêcher les alternateurs de continuer à fonctionner s'ils subissent un glissement de pôle. Le glissement de pôle est provoqué par les chocs rotatifs d'origine mécanique se produisant sur la turbine et provoquant un décalage en avance ou en retard par rapport au synchronisme. Cela peut être la conséquence d'un fonctionnement en

sous-excitation ou d'un défaut encore laissé sans remède au circuit de distribution électrique.

Les relais destinés à déceler les changements d'impédance des alternateurs peuvent être utilisés pour déceler ces changements lorsque des glissements de pôles se produisent. Cette protection peut être assurée d'une autre façon par la surveillance des pertes d'excitation permise par le dispositif de protection contre la perte de champ pour déclencher la mise hors fonction de l'alternateur si l'excitation est trop faible (c.-à-d. lorsque le glissement de pôle est imminent).

II.6.10. Protection des alternateurs contre l'inversion de puissance

Il arrive parfois qu'un alternateur se mette à fonctionner comme un moteur synchrone, autrement dit qu'il passe de l'état de producteur à celui de consommateur d'électricité. À la suite du déclenchement d'un réacteur ou de l'abaissement ou du réglage de la puissance à un niveau très bas, il est avantageux de faire passer le groupe turbine-alternateur concerné à l'état de moteur. Cela n'est cependant pas souhaitable lors des urgences ou lorsque l'alternateur doit fonctionner en mode d'attente. Les alternateurs ne sont pas destinés à fonctionner comme des moteurs et peuvent être gravement endommagés si la force motrice leur est appliquée dans le mauvais sens.

Le relais directionnel est un dispositif qui permet de signaler le moment où un alternateur passe de l'état d'exportateur à celui d'importateur d'électricité. Comme son nom l'indique, le relais directionnel entre en fonction lorsque la circulation du courant s'inverse par rapport à la normale. Cette caractéristique peut être mise à contribution pour protéger les alternateurs, comme dans le cas de la mise en attente des alternateurs ou lorsque des modes d'asservissement et d'alarme permissifs sont associés au fonctionnement de groupes turbines-alternateurs devant fonctionner comme des moteurs. La figure illustre un circuit de protection représentatif contre l'inversion de puissance, avec un transformateur d'intensité et un transformateur de tension chargés d'alimenter le relais et donc de protéger l'alternateur.

Le relais intervient dès que la circulation d'un courant négatif est décelée.

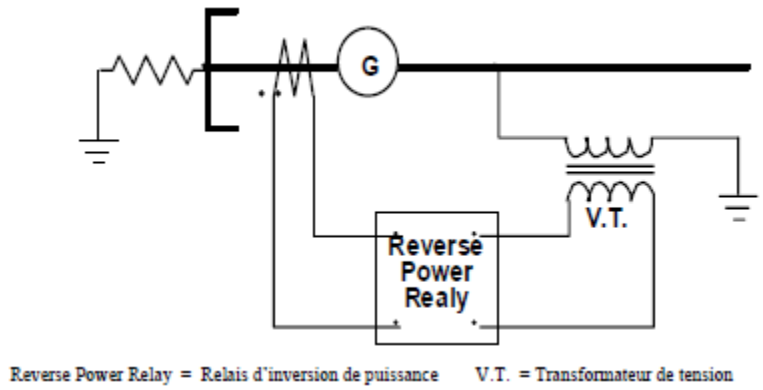


Figure II- 10 protection des alternateurs contre l'inversion de puissance

II.7. PARAMETRES CLES DE LA SURETE DE FONCTIONNEMENT DES TURBO-ALTERNATEURS :

II.7.1. le statisme permanent :

La régulation primaire peut fonctionner selon deux modes, qui sont en première approche équivalents vus du Système :

· Asservissement à la puissance électrique, appelé « régulation de puissance » (cas des turbines à vapeur ou à combustion) ;

· Asservissement d'ouverture (cas le plus souvent des groupes Diesel et de certains groupes hydrauliques).

Dans les deux cas le fonctionnement du régulateur se traduit par une loi de type proportionnel :

P = - K . f

K, improprement appelé « énergie réglante1 », est proportionnel au gain statique du régulateur, lui-même étant égal à 1/S, S étant le statisme permanent du régulateur.

Cette loi permet d'assurer une bonne répartition des contributions des différents groupes au maintien de l'équilibre Production / Consommation, y compris lors de perturbations rapides et / ou de grande amplitude.

L'asservissement de la puissance d'un groupe (ou de l'ouverture de l'organe d'admission) à la valeur de la fréquence est caractérisée par le statisme permanent.

Le statisme en fréquence est défini par la relation :

$$s = -\frac{\frac{\Delta f}{f_0}}{\frac{\Delta P}{P_n}}$$

Il y a en fait deux manières de calculer ce statisme :

Le « statisme global », correspondant à une variation de puissance de la pleine charge à la marche à vide ;

Le « statisme local », correspondant à des petites variations de fréquence autour d'un point de fonctionnement donné.

Dans le cas d'un asservissement à la puissance, le statisme local est constant quel que soit le point de fonctionnement, du fait de la présence d'une fonction de type « intégrateur » dans la boucle de régulation. Statisme local et statisme global peuvent alors être confondus.

Le statisme permanent n'est valable qu'en régime d'équilibre établi, c'est à dire en dehors des régimes transitoires.

Cette sous-fonction « Asservissement Permanent », qui est la base de la régulation de la fréquence, et donc du maintien de l'équilibre production / consommation, est particulièrement sollicitée dans les circonstances suivantes :

- Baisse de fréquence, résultant par exemple d'une perte de groupe de production ;
- Élévation de fréquence, résultant par exemple de la prise de charge d'un groupe venant d'être couplé, ou d'un déclenchement de charge ;
- Îlotage du groupe sur ses auxiliaires ;
- Passage en réseau séparé, dû par exemple à des ouvertures de ligne.

il est nécessaire que d'une part tous les groupes de production participent à la régulation primaire, et que d'autre part les contributions au maintien de l'équilibre production / consommation soient également réparties sur tous les groupes, au prorata de leurs puissances nominales.

En d'autres termes, les statismes des différents groupes d'un même système électrique doivent être réglés de la manière la plus semblable possible. Cela permet d'obtenir, pour une puissance appelée et une perturbation données, une même réponse en fréquence du système (en régime stationnaire), et ce quel que soit le plan de production du moment.

Le statisme à prendre en compte ici est le statisme global pour les groupes fonctionnant en asservissement à la puissance (turbines à vapeur ou à combustion),

Dans tous les cas, on calculera le statisme « vu du réseau », c'est à dire rapporté à la puissance mesurée au point de livraison, c'est à dire à la puissance nette.

La puissance nominale à prendre en compte dans la formule de calcul du statisme est donc la Puissance Continue Nette (PCN).

Un statisme réglé trop faible peut conduire à des phénomènes d'instabilité.

A l'inverse, un statisme réglé trop élevé conduira à des variations de fréquence significatives, pénalisantes pour la qualité de fourniture aux clients, et également pour la sûreté du système (risques de déclenchement par « mini fréquence » ou « maxi fréquence ».

En particulier, en cas de passage en réseau séparé de faible charge, un statisme trop élevé peut conduire à une fréquence d'équilibre relativement élevée, pouvant entraîner des déclenchements par « maxi fréquence » ou même par survitesse.

On notera également que la valeur du statisme permanent a une influence indirecte sur la dynamique de réaction d'un groupe ; mais la modification du statisme permanent pour obtenir une modification de la dynamique de groupe est proscrite, en raison des risques évoqués ci-dessus.

La valeur typique de réglage du statisme permanent doit être comprise entre 4 et 6%.

Pour les groupes en asservissement à l'ouverture, le statisme local doit répondre aux spécifications ci-dessus dans la plage 40 – 100% Pn, sans s'écarter de + ou – 10% de la valeur affichée.

II.7.2. position du limiteur de puissance / limitation de puissance :

Le maintien de l'équilibre Production / Consommation impose de disposer à tout instant à la fois de groupes en régulation primaire, mais aussi d'une réserve de puissance sur tous les groupes en service.

Cette puissance est utilisée par les régulateurs pour faire face à tout aléa.

Pour chaque groupe, cette réserve, dénommée réserve primaire, est donc égale à la différence entre la puissance limite du groupe, et sa puissance actuelle de fonctionnement. Elle dépend donc directement de la position de l'organe de limitation de la puissance de la machine motrice.

ce paramètre a un statut particulier, dans la mesure où sa commande est à la disposition de l'opérateur depuis la salle de commande. Il ne s'agit donc pas d'un paramètre réglé de manière définitive, mais plutôt d'un « paramètre opérateur ».

Sa connaissance exacte est indispensable pour le gestionnaire du Système afin de connaître à tout instant la réserve primaire : on rappelle en effet que le maintien de l'équilibre Production / Consommation impose de disposer à la fois de groupes en régulation primaire, et d'une réserve primaire suffisante.

En marche normale, en l'absence d'anomalie sur le groupe, la position du limiteur n'a pas à être modifiée. Cette position doit être telle que le groupe puisse atteindre sans retard sa PCN, par le seul effet de la régulation primaire et/ou du réglage secondaire.

Lors de marches d'essais, de requalification, de rodage, etc., si le limiteur doit être positionné à une valeur inférieure à sa position nominale, celle-ci doit être communiquée au gestionnaire du Système de manière anticipée, lors de la communication du programme de marche.

En cas d'urgence manifesté comportant un risque majeur pour la machine, et dans ce cas seulement, le Producteur pourra appliquer de sa propre initiative un nouveau réglage du limiteur. Il devra alors en informer sans délai le gestionnaire du Système, en lui précisant les valeurs de la limitation en MW au point de livraison.

Il devra également communiquer dans les meilleurs délais une prévision réaliste de l'échéance de retour au réglage initial.

II.7.3. Limitation permanente de courant rotor

Cette sous-fonction du régulateur de tension a pour but, lorsque le régulateur est en mode « automatique », d'empêcher l'alternateur de sortir de sa limite physique de fonctionnement. La limite considérée ici est la limite d'échauffement du rotor en régime permanent. Cette limite est susceptible d'être atteinte en cas de fourniture importante de puissance réactive.

Le troisième paramètre clé retenu est la valeur de la limitation permanente de courant rotor.

Il importe de rappeler qu'un fonctionnement en limitation est autorisé sans limitation de durée.

Cette limitation est susceptible d'intervenir lorsque la demande en puissance réactive du réseau est importante, et/ou pour remonter la tension HTB à la demande du gestionnaire du système.

La valeur typique minimale de réglage de la limitation permanente de courant rotor est de 1,05 I_{fn}.

I_{fn} étant le courant d'excitation au point nominal de fonctionnement de l'alternateur.

Certains alternateurs supportent de construction une limitation permanente plus élevée, pouvant aller jusqu'à 1,2 voire 1,25 I_{fn}.

II.7.4. Surexcitation temporaire

Cette sous-fonction est complémentaire de la précédente. Elle a pour rôle de permettre au courant rotor de dépasser temporairement la limitation permanente lors de court-circuit sur le réseau.

La valeur maximale que le courant rotor peut alors atteindre est dénommée « plafond de surexcitation ». Sa mise en oeuvre est dénommée « déblocage du plafond de surexcitation ».

Le but de cette augmentation du courant d'excitation est d'une part de maintenir le couple électrique pour éviter de perdre le synchronisme suite au court-circuit, et d'autre part de contribuer au maintien de la tension HTB du réseau, pour permettre le bon fonctionnement des protections réseau.

Pour éviter toute mise en œuvre non justifiée du plafond de surexcitation, le critère de mise en œuvre est un critère de variation de la tension stator, dénommé dV/dt.

Le quatrième paramètre clé retenu est le plafond de surexcitation, associé au critère dV/dt.

La valeur typique de réglage du plafond de surexcitation temporaire est de 1,6 I_{fn}

La valeur typique de réglage du critère dV/dt est de – 5 Un/s.

Bien entendu, un courant rotor égal à 1,6 Ifn ne peut être supporté pendant un temps trop long. C'est pourquoi le plafond de surexcitation est limité dans le temps à 4 s minimum environ. D'autre part, une temporisation doit être respectée entre deux déblocages successifs du plafond de surexcitation.

La protection à « maximum de courant rotor », si elle existe, doit être réglée de manière cohérente avec les paramètres ci-dessus, de façon à ne pas faire déclencher le groupe pendant le fonctionnement attendu de la surexcitation temporaire.

II.7.5. Protections électriques :

Les groupes de production possèdent un certain nombre de protections électriques permettant de protéger les matériels contre les différents types de défauts. Certaines de ces protections concernent directement l'alternateur, et sont par conception naturellement sélectives, c'est à dire qu'elles ne sont pas sollicitées par des défauts extérieurs à la zone protégée (en général l'alternateur et ses liaisons HTA) ; telles sont la « masse stator » ou la « différentielle longitudinale alternateur ».

D'autres protections au contraire sont susceptibles d'intervenir en cas de défaut réseau ou d'anomalie sur le groupe ; d'autres enfin ne doivent intervenir que comme secours des protections du réseau HTB.

Il importe que ces protections, électriquement associées à un groupe de production donné, mais fonctionnellement sensibles aux anomalies du réseau, comportent des réglages permettant d'éviter l'effacement prématuré ou inutile d'un groupe de production.

a. Protection à minimum de tension stator :

Cette protection est destinée à îloter un groupe sur ses auxiliaires en cas de baisse anormale de la tension à ses bornes, au dessous d'une valeur ne permettant plus de garantir le fonctionnement normal des moteurs électriques asynchrones des auxiliaires.

Elle permet en complément l'élimination en secours des défauts entre phases situés côté réseau ainsi qu'à la détection des baisses prolongées de la tension du réseau accompagnées, éventuellement, de déséquilibres.

La protection est sensible aux chutes de tension des trois tensions simples aux bornes de l'alternateur afin de détecter les défauts polyphasés (bi- ou triphasés). Les défauts monophasés côté réseau seront détectés par les protections homopolaires sur le réseau.

Cette protection triphasée nécessite 3 Tt situés obligatoirement en deçà du disjoncteur de groupe (c'est à dire aux bornes HTA du stator).

Afin de laisser aux protections réseau le temps d'agir, la protection « mini U » doit impérativement être temporisée.

Toutefois, attendu qu'il est inutile d'arrêter un groupe sur défaut extérieur, cette protection sera du type « à deux stades » : 1er stade : îlotage ; 2ème stade : déclenchement complet de la tranche.

Le cinquième paramètre clé est la protection à minimum de tension stator et sa temporisation d'îlotage.

La valeur typique de réglage de la protection « mini U » est de 0,7 Un.

La valeur typique de réglage de la temporisation d'îlotage (1er stade) doit être supérieure ou égale à 2,5 s.

U_n étant la tension composée nominale aux bornes de l'alternateur.

La protection doit fonctionner en cas de baisse de l'une quelconque des trois tensions composées.

Au dessous de cette tension, la tenue des moteurs électriques d'auxiliaires n'est en effet pas garantie.

La temporisation du premier stade doit être suffisante pour laisser aux protections HTB le temps d'éliminer un défaut polyphasé, y compris en 4ème stade, d'où la valeur de 2,5 s.

La temporisation du 2ème stade doit être suffisante pour laisser au régulateur de tension le temps de ramener la tension dans la bonne fourchette après l'îlotage ; la temporisation à retenir est d'environ 4 s.

b. Protection homopolaire HTB transfo :

Il s'agit d'une protection contre les défauts monophasés à la terre sur le réseau HTB. En cas de défaut « barres » monophasé permanent au poste source, elle permet aussi d'éviter le maintien sous tension du jeu de barres par les moyens de production. Sur le réseau proche elle agira en secours de la protection complémentaire.

Il s'agit bien d'une protection de secours des protections du réseau HTB. Sa nature est fonction du mode de mise à la terre du neutre du transformateur :

Si le neutre du transformateur est constamment mis à la terre (directement ou par l'intermédiaire d'une réactance), la protection homopolaire est une protection à maximum de courant homopolaire.

Si le neutre du transformateur est relié à la terre par l'intermédiaire d'un conjoncteur, la protection doit être mixte (à maximum de courant homopolaire et à maximum de tension homopolaire).

Le fonctionnement de cette protection doit laisser aux protections réseau le temps de fonctionner avant.

Le sixième paramètre clé est la protection homopolaire et sa temporisation d'îlotage.

La valeur typique de réglage de la protection de courant homopolaire doit être comprise entre 50 et 100 AHT.

La valeur typique de réglage de la protection de tension homopolaire doit être comprise entre 0,1 et 0,2 Vn.

La valeur typique de réglage de la temporisation d'îlotage (1er stade) doit être supérieure ou égale à 5 s.

Vn étant la tension simple nominale du réseau HTB

Comme pour la protection « mini U », il est inutile d'arrêter un groupe sur défaut extérieur ; cette protection sera du type « à deux stades » : 1er stade : îlotage ; 2ème stade : déclenchement complet de la tranche.

La temporisation indiquée ci-dessus, correspondant à l'îlotage, doit être cohérente avec les temps maxima d'élimination des défauts monophasés résistants sur le réseau HTB, d'où la valeur de 5 s.

c. Protections liées à la vitesse de rotation de la machine :

Sur tout groupe de production, il existe un certain nombre de protections destinées à le protéger contre tout fonctionnement susceptible de l'endommager.

Toutefois, il importe que ces protections, lorsqu'elles ne concernent pas que des critères physiques purement « process » (températures, pressions, etc.), permettent à la machine de continuer à alimenter le réseau dans les conditions indiquées dans le « Référentiel technique raccordement ».

d. Protection à minimum de fréquence :

Une vitesse trop basse peut conduire à un fonctionnement non approprié du groupe de production, de ses auxiliaires, et/ou de son transformateur. Dans le cas des turbines à combustion, il peut également y avoir un risque pour la tenue de certains ailettages.

Les groupes de production sont donc en général dotés d'une protection de « sous-vitesse », dont l'action est en général un déclenchement général de la tranche. Cette fonction de protection est le plus souvent intégrée au contrôle-commande de la machine.

Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques, il importe :

D'une part qu'une protection à « mini fréquence » intervienne au-dessus du seuil de fonctionnement de la protection machine de « sous-vitesse », et effectue un îlotage ;

D'autre part que cette protection à mini-fréquence n'intervienne qu'au-dessous du dernier seuil de délestage fréquencemétrique (ou après celui-ci).

Le septième paramètre clé est la protection à minimum de fréquence et sa temporisation d'îlotage (1er stade).

La valeur typique de réglage de la protection à minimum de fréquence doit être inférieure ou égale à 46 Hz, avec une temporisation d'îlotage de 0,4 s au minimum.

Ndans la mesure ou l'îlotage supprime tout couple résistant, cette action doit permettre de sauvegarder la machine en fonctionnement. Une machine îlotée pouvant rapidement, soit se recoupler, soit faire du renvoi de tension, c'est donc bien cette action qui doit être effectuée, tout du moins en premier stade. En complément, il peut tout à fait être envisagé un deuxième niveau de protection : soit un deuxième stade provoquant un déclenchement général, soit un deuxième seuil, réglé au-dessous du seuil d'îlotage.

e. Protection à maximum de fréquence :

Une vitesse de rotation trop élevée peut détériorer les parties tournantes d'un groupe de production (rotor alternateur, ligne d'arbre et paliers, attelages mobiles, etc.).

Les groupes de production sont donc systématiquement équipés d'une fonction de protection de « survitesse » provoquant un déclenchement général de la tranche.

Par ailleurs, il importe que la fréquence de fonctionnement d'un système électrique ne risque pas de provoquer des détériorations de matériels de la clientèle, en cas de fréquence haute, liée par exemple à un passage en réseau séparé.

Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement des systèmes électriques, il importe donc qu'une protection à « maximum de fréquence » intervienne au-dessous du seuil de fonctionnement de la protection machine de « survitesse », et effectue un îlotage.

Par ailleurs, afin de laisser passer les régimes transitoires qui peuvent se produire, par exemple lors d'un passage en réseau séparé, il convient que cette protection maxi-fréquence soit temporisée.

Le huitième paramètre clé est la protection d'îlotage à maximum de fréquence et sa temporisation.

La valeur typique de réglage de la protection d'îlotage à maximum de fréquence doit être supérieure ou égale à 52,5 Hz, avec une temporisation de 5 s.

Avec un statisme du régulateur de vitesse réglé à 4%, en cas d'augmentation anormale de la fréquence du système électrique, le groupe devrait normalement avoir déclenché par « retour de puissance » avant la sollicitation de la protection « maxi-fréquence ».

Dans la mesure où l'îlotage supprime tout couple résistant, cette action peut transitoirement amplifier la survitesse du groupe. Toutefois, la régulation de vitesse prend généralement en compte la position des disjoncteurs de la tranche : dès l'ouverture du disjoncteur HTB, la régulation se fera par rapport à la référence de 50 Hz (marche à vide), et non plus par rapport à la consigne affichée.

C'est donc bien l'îlotage qu'il faut privilégier, avec les mêmes avantages que dans le cas de la protection précédente (gain de temps pour le recouplage ou le renvoi de tension). En complément, il peut là aussi être envisagé un deuxième niveau de protection : soit un deuxième stade provoquant un déclenchement général, soit un deuxième seuil, réglé au-dessus du seuil d'îlotage, mais au-dessous de la survitesse machine.

Les groupes hydrauliques ont généralement des protections à maximum de fréquence réglées entre 54 et 55 Hz, en raison de leurs caractéristiques spécifiques. [6]

CHAPITRE III. REGULATION DES TURBO GENERATEURS

III.1. LE REGLAGE AUTOMATIQUE DE LA FREQUENCE

L'équilibre production-consommation est assuré, en fonctionnement normal, par deux actions automatiques complémentaires : le réglage primaire et le réglage secondaire. Leur performance est essentielle pour la sûreté du Système.

III.1.1. Le réglage primaire de fréquence

Vis-à-vis du réglage primaire, il est fondamental pour la sûreté du système électrique, lors des variations de grande amplitude, de maîtriser très rapidement le transitoire de fréquence afin de ne pas atteindre les premiers seuils du délestage fréquencemétrique. La régulation primaire de fréquence a pour but fondamental, en maintenant la fréquence proche de sa valeur de référence, de maintenir l'équilibre Production / Consommation, en agissant sur la puissance produite par les groupes. Cette action est effectuée automatiquement par le régulateur dit « régulateur primaire de vitesse », à partir d'une consigne affichée en salle de commande, et en fonction des écarts de vitesse constatés par rapport à la vitesse nominale correspondant à 50 Hz.

Chaque groupe de production est équipé de son propre régulateur primaire. Celui-ci agit sur les organes de réglage du groupe via des actionneurs de puissance : soupapes d'admission de vapeur d'une turbine, cercle de vannage d'une turbine hydraulique Francis, cran d'injection d'un moteur Diesel, servo-vanne de combustible d'une turbine à combustion…

Bien entendu, la régulation primaire de fréquence (ou de vitesse) assure également les fonctions suivantes :

- ✓ contrôle et mise en vitesse du groupe, de son lancement jusqu'à sa vitesse nominale ;
- ✓ réglage de la vitesse dans la phase de synchronisation au réseau en vue du couplage ;
- ✓ réglage de la vitesse dans les phases transitoires et/ou particulières (îlotage, délestage de charge,passage et marche en réseau séparé) ;
- ✓ équilibre entre couple moteur et couple électrique résistant, notamment lors d'incidents réseau de type court-circuit.

Il importe, néanmoins, que chaque zone maintienne en permanence une réserve primaire suffisante sur ses unités de production.

De la même manière, vis-à-vis du réglage secondaire, il importe, pour la sûreté du Système, que chaque zone maintienne une réserve secondaire suffisante sur ses unités de production, afin d'être en mesure, le cas échéant, de compenser à lui seul le déséquilibre production-consommation lorsque l'origine de celui-ci se situe dans sa zone de réglage, et de reconstituer ainsi la réserve de réglage primaire.

Le maintien d'une fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels électriques optimisés pour cette valeur ; la fréquence doit rester comprise dans la plage 50 Hz ± 0,5 Hz.

De trop grandes excursions de fréquence sont en outre inadmissibles pour certains matériels, dont les groupes de production, qui se retirent du réseau pour des écarts de fréquence de 2 à 4 Hz.

Les petits écarts de la fréquence autour de sa valeur de référence, représentatifs du fonctionnement normal d'un système, sont compensés par l'inertie des masses tournantes des machines couplées au réseau.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charges, ...), le maintien de l'équilibre offre-demande et d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la demande. Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire (fréquence - puissance), le réglage tertiaire.

Pour un groupe donné Le régulateur de vitesse agit sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine et cherche à imposer, à l'équilibre, une relation linéaire entre la vitesse (image directe de la fréquence) et la puissance. En tenant compte des limitations liées au matériel, la caractéristique statique de ce réglage est celle de la figure ci-dessous.

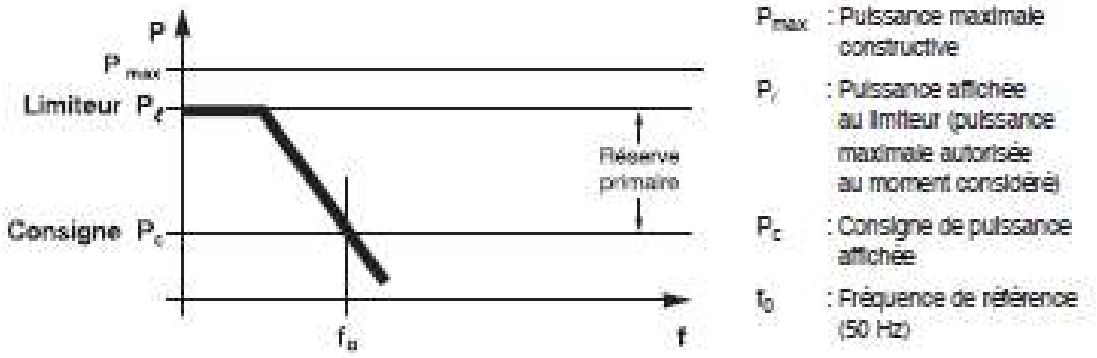


Figure III- 1 caractéristique statique de réglage primaire de fréquence

Cette relation linéaire s'écrit sous la forme :

$P - P0 = K (f - f0)$ (III-1)

• Pour l'ensemble des groupes du réseau

Compenser une variation brutale du bilan ΔP_{bil} nécessite une action répartie sur tous les groupes telle que, en fin d'action du réglage :

$\Delta Pbil = \sum Kj (f1 - f0)$ (III-2)

∑Kj : Énergie réglante primaire du réseau.

f1 : Fréquence atteinte en fin d'action du réglage. Le réglage primaire rétablit l'équilibre offre-demande si la réserve primaire est suffisante, mais la fréquence finale est différente de la fréquence de référence.

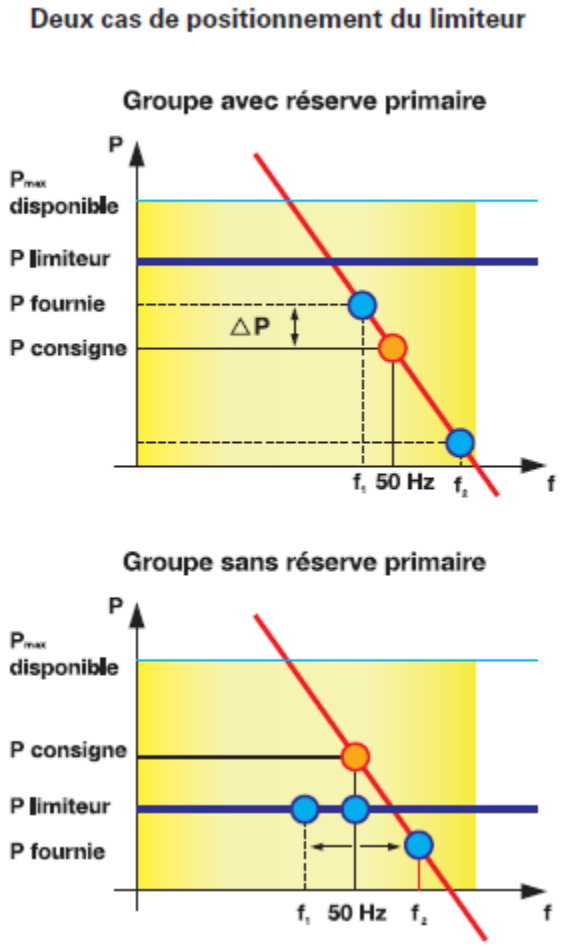


Figure III- 2 position de limiteur et réserve primaire

∑Pbil = ∑ΔP des groupes. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des groupes participants. Au niveau de zones interconnectées, Chaque groupe participant aura effectué une variation de puissance :

$$\Delta P_j = - K_j P_{nj} (f1 - f0) / f0 \qquad \text{(III-3)}$$

Kj = 0 pour un groupe hors réglage ou atteignant le limiteur. Il importe donc qu'un groupe en réglage primaire ne voie pas sa participation réduite par un usage inapproprié du limiteur qui amputerait la réserve escomptée par l'exploitant du Système. On notera que les excursions de la fréquence sont d'autant plus faibles que l'énergie réglante primaire (∑Kj) du réseau est grande.

III.1.2. Le réglage secondaire fréquence-puissance

L'adaptation rapide de la production à la consommation faite par le réglage primaire, laisse, en fin d'action, un écart de fréquence. Elle provoque également des variations de transit entre les zones : toutes les machines de différentes zones réagissent à la variation de la fréquence commune, même si la perturbation s'est produite dans une zone voisine.

Le réglage secondaire va alors intervenir avec un double objectif :

• ramener la fréquence à sa valeur nominale f = f0

• ramener les échanges entre partenaires à leurs valeurs contractuelles.

Principe du réglage secondaire :

Un organe centralisé situé au dispatching national a pour rôle de modifier le programme de production des groupes afin d'annuler l'écart de puissance ΔPi + λΔf.

Pour cela, il élabore, à partir des télémesures de la fréquence et des transits sur les lignes d'interconnexion, un signal N(t) appelé niveau de téléréglage, compris entre -1 et +1, et l'envoie aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leurs puissances de consigne.

Expression du niveau N(t) :

$$N(t) = -\frac{\propto}{P_r}\int(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda})dt - \frac{\beta}{P_r}(\Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda}) \qquad \text{(III-4)}$$

Certains paramètres sont à la disposition de dispatcher national :

$\propto$: gain intégral (ou pente) du réglage (MW/tour),

Pr : demi-bande de réglage (MW),

λ : énergie réglante secondaire (MW/Hz),

β : gain proportionnel

En fin d'action des réglages primaire et secondaire sur une perturbation… deux situations possibles

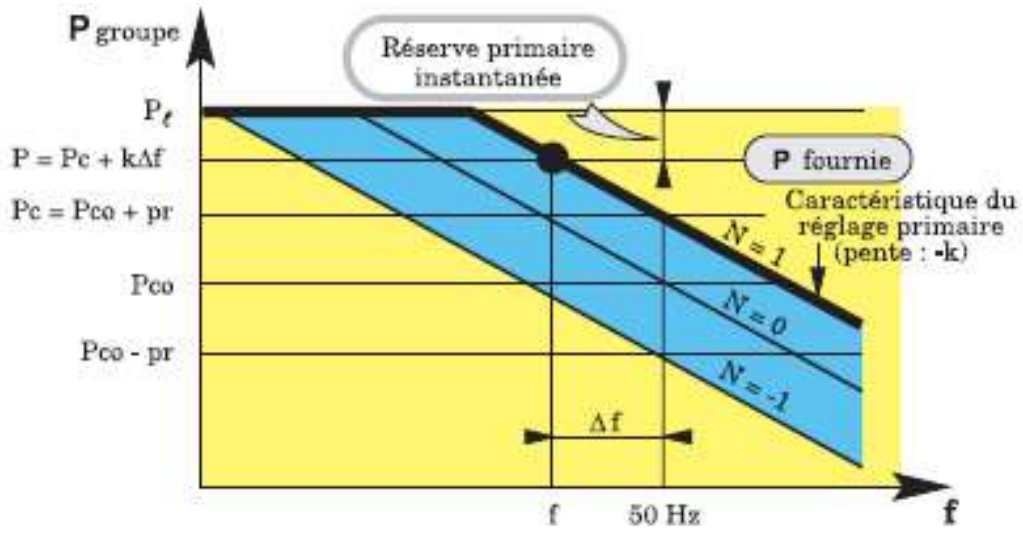


Figure III- 3 réserves primaire insuffisante

Utilisation de toute la réserve secondaire : Pc = Pco + pr ; N = 1 (niveau en butée).

Les écarts ne sont pas entièrement résorbés.

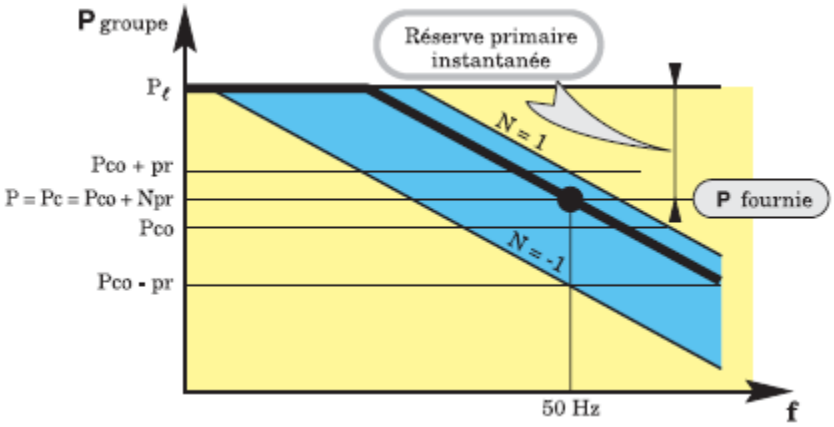


Figure III- 4 réserve primaire suffisante

Utilisation d'une partie seulement de la réserve secondaire Pc = Pco + N.pr.

Les écarts sont corrigés : f = 50 Hz, Pi = Pio.

La droite (N = 1, N = 0,…) caractérise le régulateur du groupe.

Le niveau décale la droite parallèlement à elle-même.

Notations :

P_l: puissance au limiteur

Pco : consigne à 50 Hz et N = 0

Pc : consigne à 50 Hz

Pr : demi-bande de réglage secondaire pour un groupe

Pn : puissance nominale

N : niveau

P : puissance active fournie

Δf : écart de fréquence

Pi : puissance échangée avec l'extérieur [2][13]

III.2. LE REGLAGE AUTOMATIQUE DE LA TENSION

III.2.1. Régulation primaire de tension

La régulation primaire de tension a pour but fondamental de régler et de maintenir la tension aux bornes du stator de l'alternateur pour le faire participer au réglage de la tension du réseau HTB. En fait, sur un système électrique, son véritable rôle est de maintenir l'équilibre Production / Consommation de puissance réactive, en agissant sur la puissance réactive produite (ou absorbée) par les alternateurs. Cette action est effectuée par le régulateur dit « régulateur primaire de tension », en fonction des écarts de tension constatés par rapport à une consigne affichée en salle de commande.

Chaque alternateur synchrone est équipé de son propre régulateur primaire. Celui-ci agit sur les organes de réglage du courant d'excitation.

De plus, la régulation primaire de tension, associée au dispositif d'excitation, assure également les fonctions complémentaires suivantes :

- Contribution au maintien de la stabilité du système électrique, en particulier en cas de défaut sur la HTB ;
- Maintien de l'alternateur à l'intérieur de son domaine de fonctionnement.

Généralement, les régulateurs primaires de tension peuvent fonctionner selon deux modes :

Mode « automatique » ou « régulation automatique de la tension » : la tension stator est asservie à la consigne affichée en salle de commande ; des dispositifs de limitation et/ou de stabilisation permettent d'assurer les fonctions complémentaires indiquées ci-dessus ;

Mode « manuel » ou « régulation manuelle du courant d'excitation » : c'est le courant rotor qui est asservi à une valeur de consigne.

Ces deux modes sont radicalement différents en termes de sûreté système ; en fait, le mode « manuel » n'est normalement utilisé qu'en phases d'essais, ou comme solution de repli en cas de défaillance de la régulation automatique.

En particulier, attendu qu'en mode « manuel » les fonctions complémentaires indiquées ci-dessus ne sont plus assurées, il est interdit de fonctionner en régulation manuelle en dehors de situations dégradées dont le gestionnaire du Système doit être informé sans délai.

Par comparaison avec la régulation primaire de fréquence, on peut noter que des régulateurs de tension peuvent être dotés d'un statisme réglable ; il s'agit d'un statisme en réactif (souvent en I sin ϕ). Toutefois, quand les alternateurs sont couplés au réseau en schéma bloc (un transfo par alternateur), le comportement électrique de la réactance de ce transfo est équivalent à un statisme U/Q. Dans ces conditions, la valeur de statisme affichée sur les régulateurs doit être égale à zéro.

Pour les groupes raccordés en HTB, les modes de fonctionnement « à puissance réactive constante » ou « à cos ϕ constant » sont totalement proscrits.

Le réglage automatique de la tension sur le réseau THT est important pour la sûreté du Système dans la mesure où il peut prévenir l'apparition de phénomènes tels que les écroulements de tension ou les pertes de stabilité.

Le plan de tension sur le réseau THT est défini en temps réel, qui fixe les tensions à maintenir en un certain nombre de points dits "points pilotes", en s'appuyant le cas échéant sur des études de réseau prévisionnelles.

Le réglage en temps réel s'appuie sur deux actions automatiques complémentaires dites réglage primaire et réglage secondaire de tension. Là encore, la performance des équipements concernés est primordiale pour la sûreté du Système.

le réglage de la tension est une nécessité pour :

- Exploiter le réseau en assurant la sûreté
- Maintenir la tension d'alimentation des clients dans les plages contractuelles
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels
- Minimiser les pertes
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport

La tension constitue, avec la fréquence, un des principaux paramètres de la sûreté du Système. Ce paramètre est commun aux différents utilisateurs : clients, distributeurs, producteurs, raccordés sur un même nœud électrique.

Pour les clients et les distributeurs, chaque contrat de fourniture définit la tension d'alimentation déclarée et la plage de variation acceptée autour de cette valeur. Ces deux termes, qui conditionnent le dimensionnement des appareils récepteurs des clients, doivent être, à tout moment, respectés.

Pour le producteur, la tension doit également être maintenue dans une plage convenue qui soit supportable par les installations de production, faute de quoi les groupes peuvent être contraints à se déconnecter, ce qui affaiblit la sûreté du système électrique.

Régler la tension est également nécessaire pour garantir le bon fonctionnement global du Système, tant sous l'aspect économique que sous l'angle de la sûreté.

Un bon réglage permet en même de temps de diminuer les pertes réseau, d'utiliser au mieux les capacités de transport disponibles et d'éviter le risque d'effondrement en tension,

Enfin, la tension doit être maintenue, en tout point du réseau HTB, dans une bande étroite compatible avec le dimensionnement des matériels :

- des tensions trop hautes entraînent le vieillissement ou la destruction des matériels raccordés ;

- des tensions trop basses provoquent des surcharges dans les lignes, perturbent le bon fonctionnement de certaines protections et des régleurs en charge des transformateurs, affectent la tenue des auxiliaires des installations de production.

III.2.2. Régulateur de tension et modèle du système d'excitation

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau [14].

Actuellement, des systèmes d'excitation variés sont employés. Trois principaux types peuvent être identifiés [16] :

a. Les systèmes d'excitation à courant continu -CC- :

Ils utilisent une génératrice à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.

On remarque l'usage de bagues et balais (slip ring) pour alimenter le circuit d'excitation du générateur principal. Ces systèmes ne sont plus utilisés aujourd'hui.

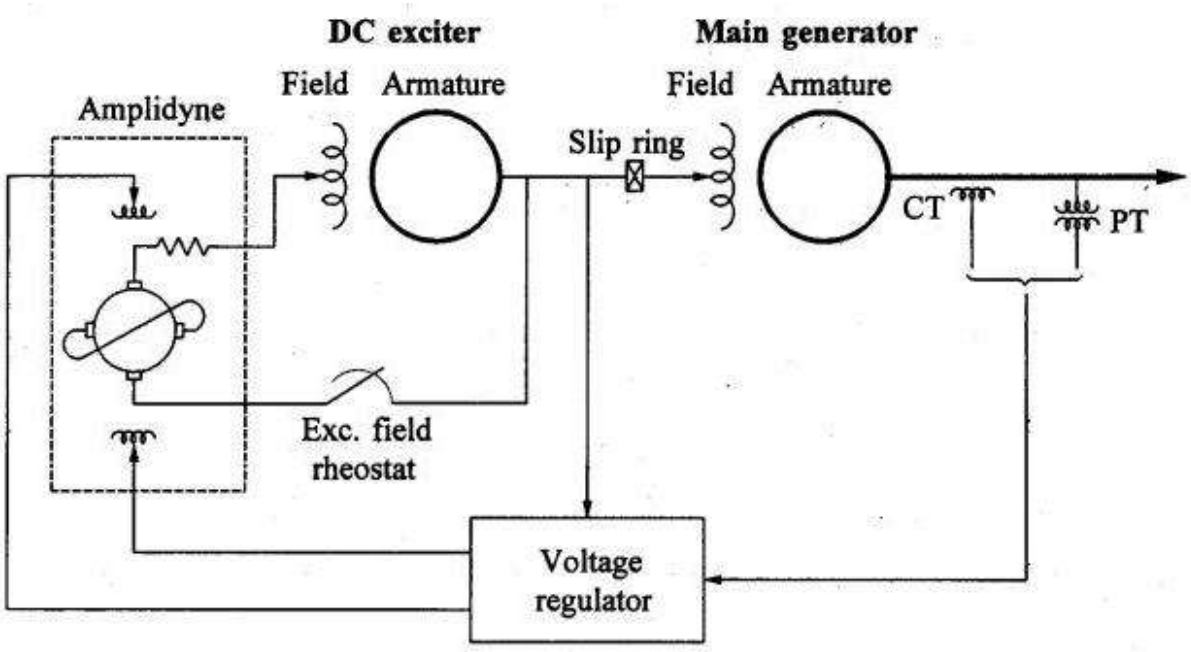


Figure III- 5 Les systèmes d'excitation à courant continu

b. Les systèmes d'excitation à courant alternatif -CA- :

Ils utilisent un alternateur et des redresseurs statiques ou tournants pour produire le

courant continu nécessaire dans l'enroulement d'excitation de la machine synchrone.

Dans la plupart des cas, l'excitatrice est sur le même arbre que le générateur principal. La sortie AC de l'excitatrice est bien entendue redressée pour alimenter en continu les bobines du rotor du générateur principal.

b.1. Redresseurs stationnaires (1)

Le pont de diodes alimentant le rotor du générateur principal ne permet pas de réglage. Celui-ci est effectué au niveau de l'excitatrice AC. Observez les deux possibilités de rétroaction. Le circuit AC joue sur le maintien de la tension aux bornes Vt alors que la référence DC s'occupe du maintien de la tension Efd (en cas d'erreur du circuit AC).

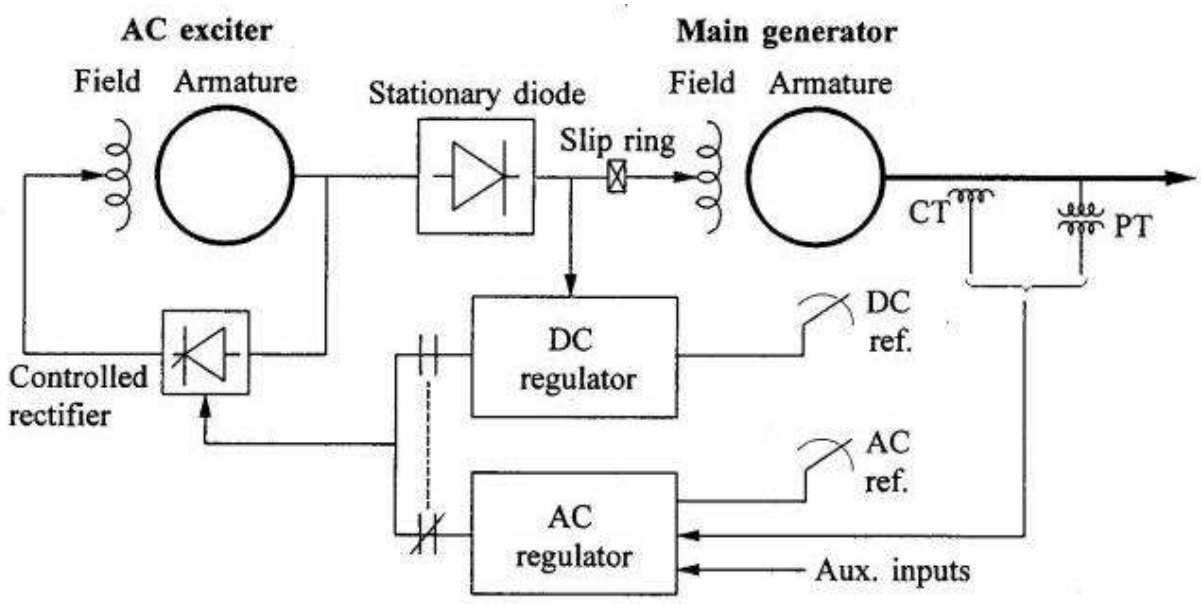


Figure III- 6 Redresseurs stationnaires type1

b.2. Redresseurs stationnaires (2)

Cette fois-ci, le réglage de Efd se fait directement dans le circuit d'excitation de la machine principale. La rétroaction est utilisée pour contrôler l'allumage des thyristors, ce qui permet une réponse plus rapide que le cas précédent.

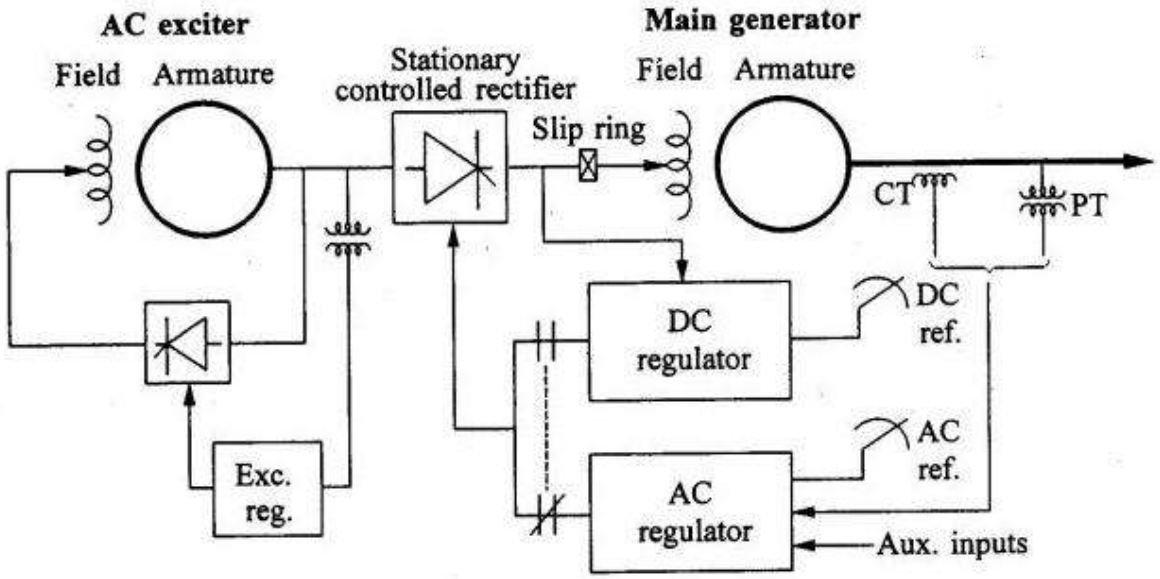


Figure III- 7 Redresseurs stationnaires type 2

b.3. Redresseurs tournants

Dans ce cas, l'excitatrice tourne ave le rotor. La régulation est à nouveau plus lente car au niveau de l'excitatrice. Par contre, ce système est « brushless » (sans balais et bagues). Cette configuration ne permet pas de calculer directement Ifd et Efd.

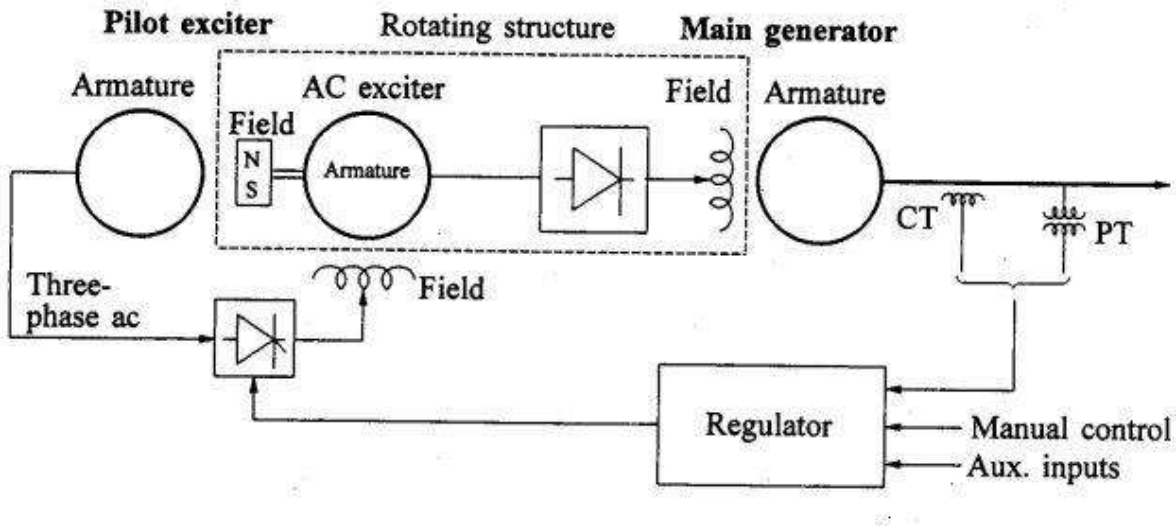


Figure III- 8 Redresseurs tournants

c. Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST) :

En dehors de la machine principale, rien ne tourne.

Dans ce cas, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur.

C.1. Source de potentiel

Cette configuration a pour avantage de réaliser le réglage directement sur la machine (faible temps de réaction), mais, en cas de défaut proche du générateur faisant chuter sa tension aux bornes, l'excitation se retrouve sans alimentation. Ce type d'excitation est cependant très courant car les défauts sont en général vite éliminés.

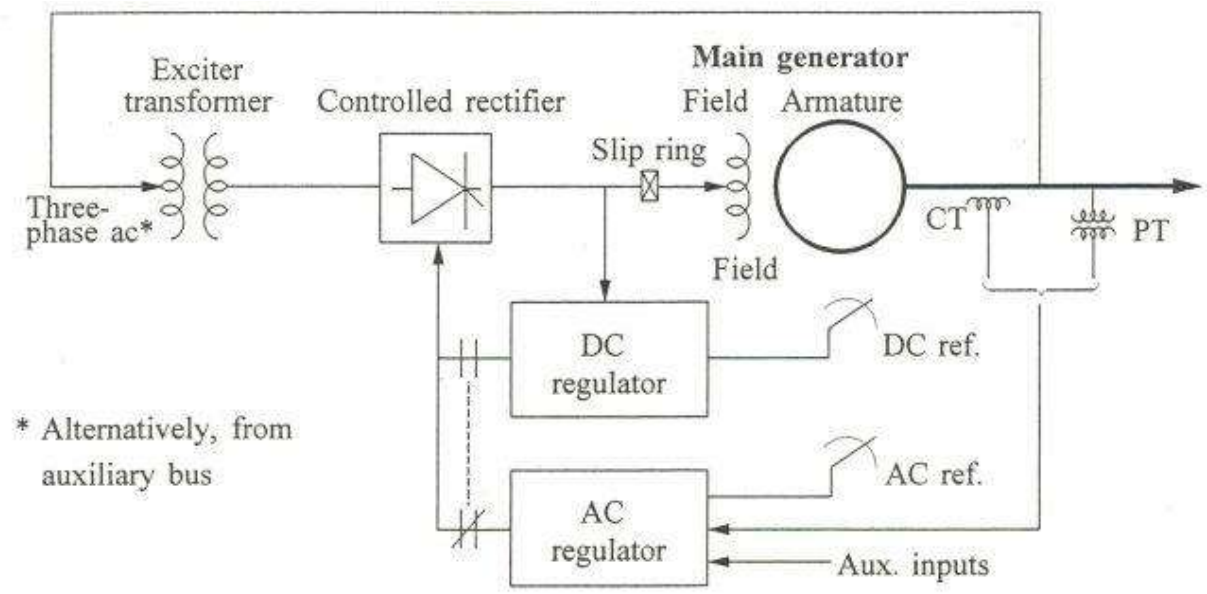


Figure III- 9 Les systèmes d'excitation statiques (systèmes ST)/ Source de potentiel

C.2. Source combinée

Pour compenser le désavantage de la configuration précédente, on utiliser ici à la fois la tension et le courant du générateur principal comme source d'excitation. Cela ne se justifie cependant que dans les réseaux locaux où l'élimination des défauts se fait lentement.

Voici en bref son fonctionnement. Si la charge est nulle, le courant d'armature est nul et l'excitation utilise le potentiel comme source. Si la charge est non nulle, les deux sources sont utilisées. Par contre, en cas de défaut faisant chuter la tension aux bornes, c'est le courant qui est utilisé comme source.

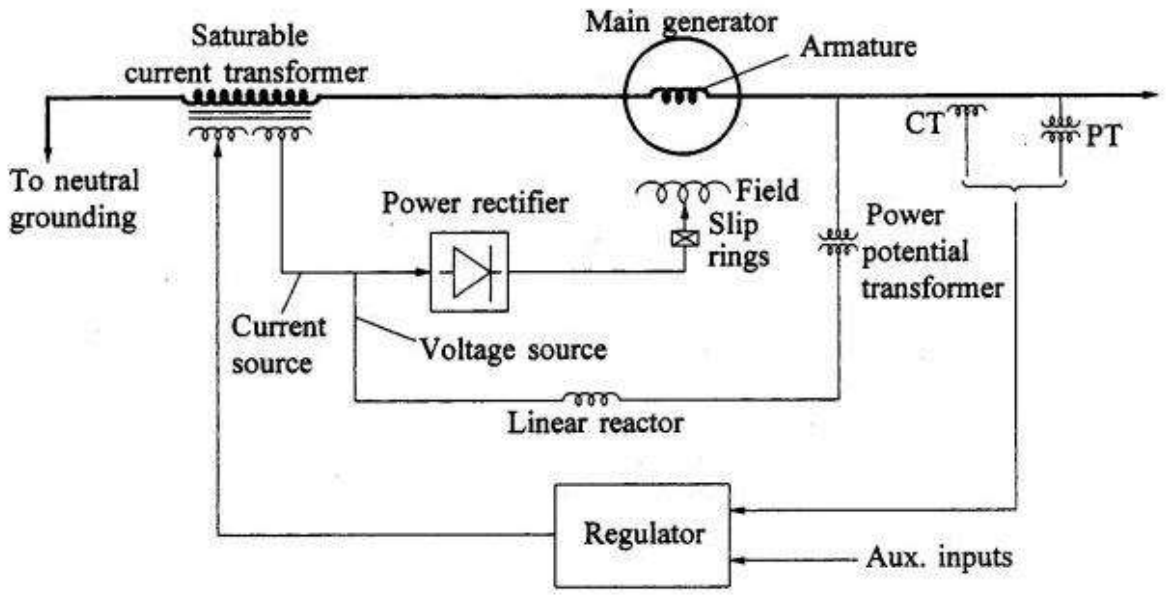


Figure III- 10 systèmes d'excitation statiques (systèmes ST)/ Source combinée

C.3. Source combinée contrôlée

On a ici un transfo à trois enroulements qui tourne avec la machine et qui fournit du courant via l'enroulement C, de la tension par l'enroulement P et de la puissance pendant les défauts via l'enroulement F.

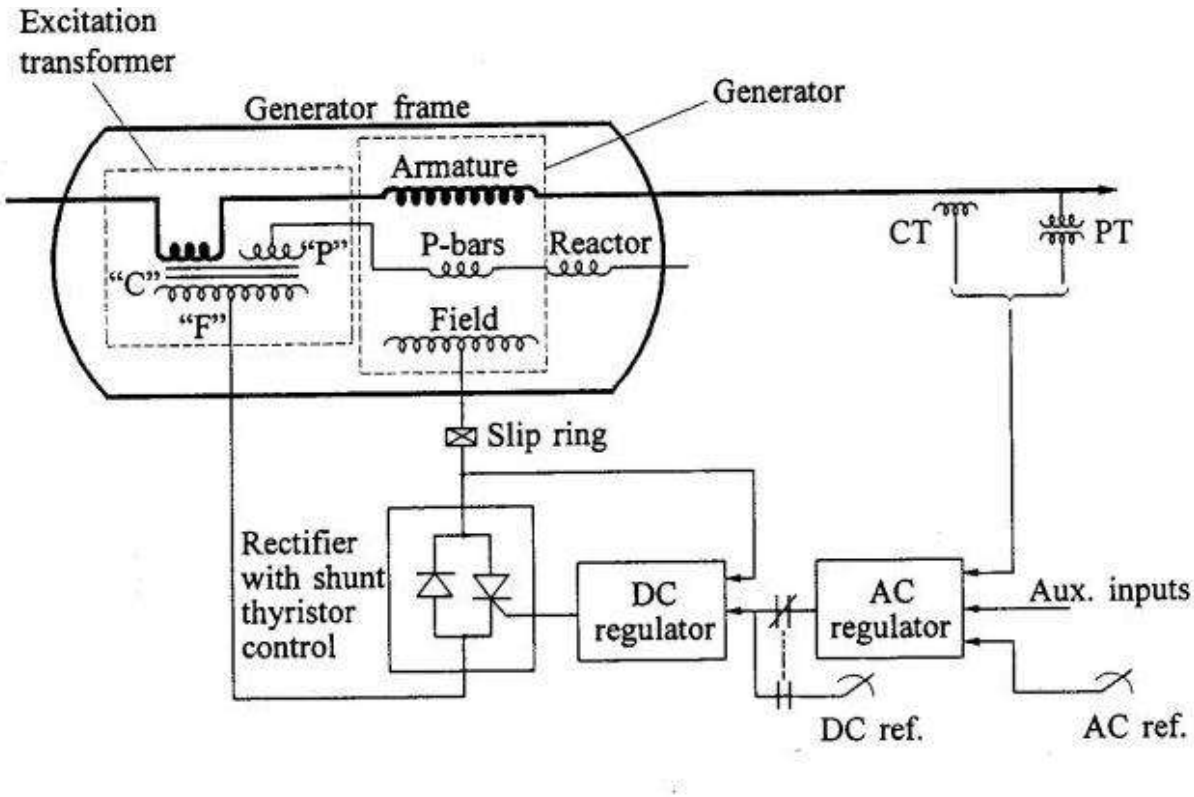


Figure III- 11 Source combinée contrôlée

Les systèmes d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR). Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système de puissance. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

Le groupe IEEE task forces présente périodiquement des recommandations pour la modélisation des éléments d'un système de puissance dont les systèmes d'excitation.

Plusieurs modèles sont suggérés pour chaque type de système d'excitation [16]. Les systèmes d'excitation statiques étant les plus installés actuellement, nous avons donc choisi dans notre étude d'utiliser le modèle du système IEEE-ST1A, modèle le plus utilisé dans la littérature. Ce type de système d'excitation se caractérise par sa rapidité et sa sensibilité [17]:

- sa constante de temps Ta est faible, normalement de l'ordre de quelques millisecondes

- son gain Ka est élevé, généralement entre 200 et 400 per-unit.

La figure suivante montre le modèle du système d'excitation et de son régulateur de tension utilisé dans notre étude.

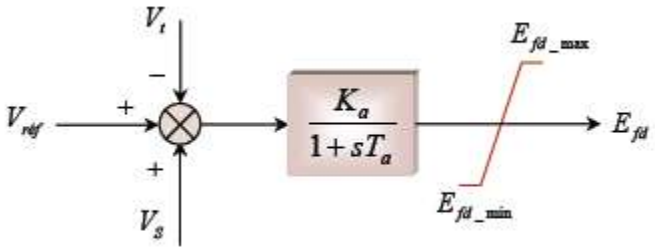


Figure III- 12 modèle du système d'excitation IEEE-ST1A

III.3. LOIS DE COMMANDES

III.3.1. la logique floue

La toute première publication scientifique de la logique floue (LF) dans la revue Information and Control coïncide avec son invention en 1965 par le professeur Lofti A. Zadeh de l'université de Californie. [7], [8], [9]

Depuis, la LF connaît une croissance industrielle spectaculaire jusqu'à devenir l'une des techniques de réglage les plus utilisées [10], [11], [12]. Basée sur des théories mathématiques, la LF est la seule méthode de réglage capable d'émuler le raisonnement humain dans un système physique, de quantifier les informations imprécises de ce dernier et d'obtenir des conclusions fiables basées sur des données vagues et incomplètes [13], [18]. Les succès des applications industrielles de la LF témoignent de son efficacité devant les méthodes classiques qui exigent des modèles mathématiques très complexes du système à régler [12], [19] a dit qu'au fur et à mesure qu'un système devient complexe, la capacité d'énoncer son comportement d'une façon précise et significative diminue. Au delà d'un certain seuil, la précision et la pertinence deviennent presque des caractéristiques exclusives. Donc, plus on aborde un problème réel, plus sa solution devient profonde et floue. C'est ainsi que la croissance en grandeur et en complexité des réseaux à côté de la croissance de la demande de l'énergie électrique a stimulé les chercheurs à la quête des techniques de l'intelligente artificielle AI (basées sur le raisonnement humain) afin d'améliorer la qualité du service [20], [21], [22]. Actuellement, on compte déjà une gamme des techniques basées sur le AI dont certaines sont dédiées aux réseaux électriques. La LF est un système expert ou à base des connaissances et raisonnement humains.

En LF l'utilisateur est capable de décrire linguistiquement le fonctionnement d'un système, aussi complexe ou non linéaire qu'il soit, à partir des simples règles d'inférence de la forme

"si…alors…" sans tenir compte de ses équations mathématiques. Les règles manipulées sont des propositions descriptives du système et de son comportement dynamique. Elles sont créées par les concepteurs ou les experts du domaine [21].

La régulation par la LF présente plusieurs avantages devant les méthodes classiques:

(1) basée sur le langage et le raisonnement humain, la LF offre une formulation très simple, compréhensive et des solutions plus près des êtres humains ou de leur façon de concevoir les choses. [23], [12]

(2) les phénomènes physiques, y compris les réseaux électriques, sont difficiles à modéliser mathématiquement avec précision. Très souvent on se contente d'un modèle approximatif, raisonnable et fiable à un certain degré. La LF tolère et bénéficie de ce genre d'imprécisions et peut résoudre les ambiguïtés de manque d'informations d'un système [12], [24]. En effet, la LF fonctionne avec des variables observées et non avec des variables mesurées.

(3) l'implémentation de la LF est compatible avec d'autres techniques de commande avancées telles que le ANN, le GA, la commande adaptative, etc.

(4) la LF est capable de résoudre le conflit objectif [22], [23]: ses règles de fonctionnement sont identiques à celles du raisonnement humain, c'est à dire approximatives. Elle tolère les demis - vérités contrairement aux méthodes classiques où les faits ne sont que vrais ou faux exclusivement, sans valeurs intermédiaires ou alternatives.

(5) le design par la LF est très flexible : plutôt que de manipuler des nombres, on manipule les règles qui décrivent le comportement du système. Ce qui simplifie son implémentation.

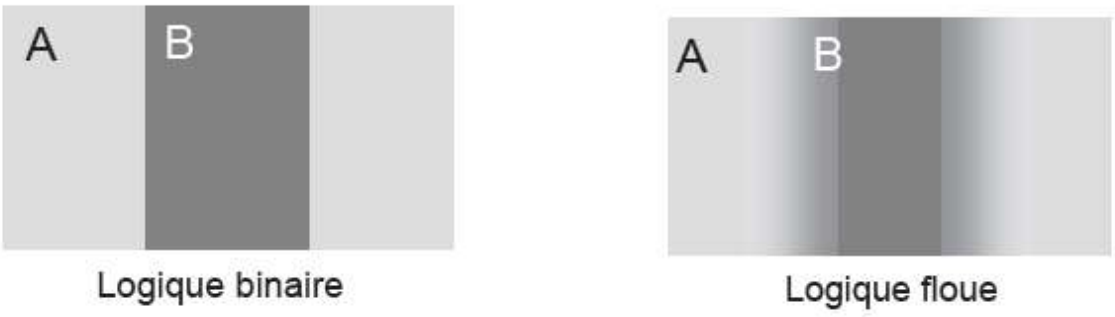


Figure III- 13 logique floue et logique binaire

La Figure III - 13 [25] illustre le fait que cette logique permet d'obtenir des décisions moins catégoriques que celles de la logique booléenne, où la contradiction est impossible et une réponse est vrai ou fausse [26].

Dans le cas de la logique floue, une réponse est plus nuancée amenant une notion de plurivalence. Prenons un exemple, en logique binaire, en considérant une personne grande à

partir de 1m70, il est possible de définir la fonction d'appartenance illustrée sur la Figure III - 14.

Dans cette logique un individu de 1m80 sera grand et un de 1m50 sera petit.

Pour ce genre de cas, cette approche est adaptée. Cependant, un individu de 1m69 sera petit alors qu'un individu de 1m71 sera grand.

Cet exemple montre bien le manque de souplesse de cette logique. Le premier pas vers une logique plus nuancée peut être réalisé en ajoutant des fonctions d'appartenances.

Sur la Figure III - 15, le raisonnement reste binaire, les réponses du système sont vraies ou fausses mais, le fait d'ajouter plusieurs fonctions d'appartenance introduit bien la logique floue.

En logique floue le raisonnement est quasiment le même que dans l'exemple précèdent.

En effet, on va retrouver plusieurs fonctions d'appartenance cependant une notion de degrés

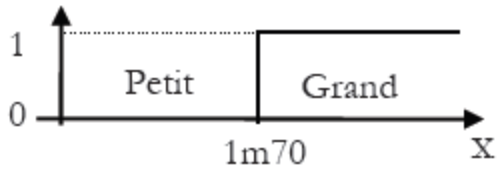


Figure III- 14 Fonction d'appartenance logique binaire

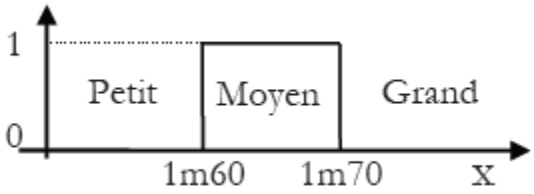


Figure III- 15 logique binaire avec plusieurs Fonctions d'appartenance

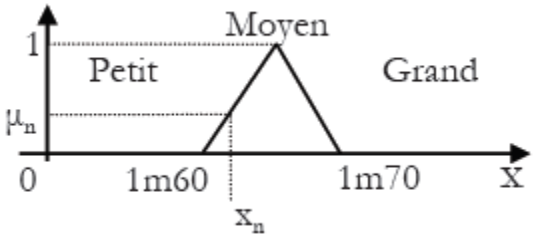


Figure III- 16 fonction d'appartenance triangulaire

d'appartenance va être ajoutée. Si on remplace la fonction carrée par une fonction triangulaire, une appartenance relative est obtenue et traduite par des degrés. Dans ce cas, la valeur xn de la variable X (Figure III - 16) appartient à la fonction « Moyen » avec un degré µn. Ainsi, la solution n'est plus catégorique mais composée de plusieurs réponses pondérées. Dans cette logique plusieurs fonctions floues sont créées, sur le domaine de définition d'une variable observée.

Ainsi, à chaque valeur de X correspondent les degrés d'appartenance pour les fonctions concernées.

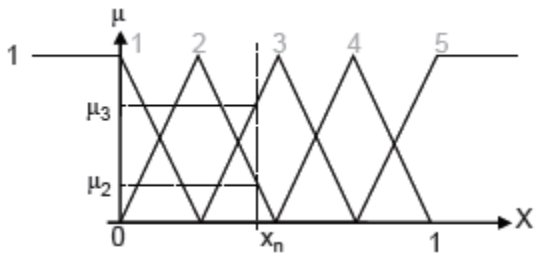


Figure III- 17 degrés d'appartenance

L'intérêt de la logique floue est donc dans la progressivité de la prise de décision, en prenant en compte un ou plusieurs paramètres d'entrée. Le cas d'exemple et celui développé pour le contrôle de tension utiliseront deux entrées.

a. La structure du régulateur flou (FLC)

La LF est principalement utilisée dans les domaines de prise de décisions, de reconnaissance des formes, de modélisation et de commande des procédés. La commande ou la régulation des systèmes est le domaine industriel de la LF le plus exploité [27], [24]. On distingue trois structures majeures de régulateur à LF (FLC):

(1) la structure pure

(2) la structure de Takagi–Sugeno–Kang (TSK)

(3) la structure de Mamdani ou le modèle « fuzzification – defuzzification ».

Dans la structure pure les variables d'entrée et de sortie du FLC sont des variables floues ou linguistiques. Ceci constitue un handicap étant donné que les entrées et sorties des régulateurs des systèmes réels sont des variables réelles ou numériques. La structure de TSK résout ce problème par une simple transformation des variables linguistiques en variables réelles. L'inconvénient de cette structure est que le conséquent de chaque règle soit une formule mathématique. Mamdani s'est proposé d'ajouter une interface de fuzzification (fuzzificateur) à l'entrée et une interface de defuzzification (defuzzificateur) à la sortie de la structure pure.

Le fuzzificateur transforme les variables réelles d'entrée en variables linguistiques floues (VL), tandis que le defuzzificateur effectue l'opération inverse. La structure de Mamdani est devenue le modèle standard du FLC le plus utilisé dans la régulation des systèmes L'architecture de Mamdani est constituée de quatre parties essentielles à savoir:

(1) l'interface de fuzzification (le fuzzificateur)

(2) la base de règles

(3) le mécanisme d'inférence ou l'évaluation de règles

(4) l'interface de defuzzification (le defuzzificateur)

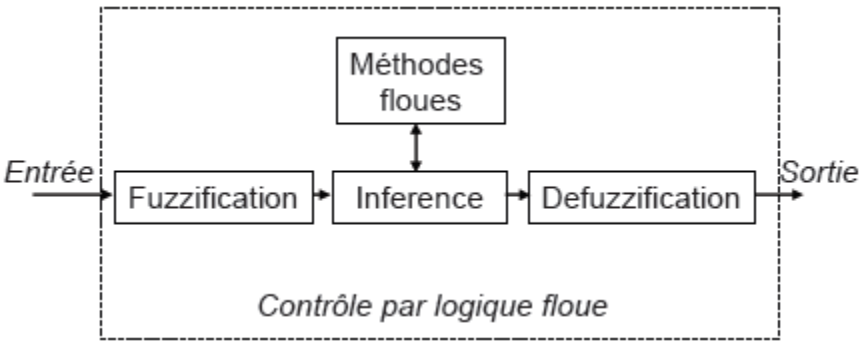


Figure III- 18 contrôle par logique floue

La mise en place d'un contrôle flou se réalise en trois étapes principales :

- La fuzzification
- L'inférence
- La défuzzification

La fuzzification

La fuzzification permet de rendre flou les variables d'entrée. Une étape préliminaire est nécessaire et consiste à définir un intervalle de variation maximale autorisée pour les variables d'entrées, celui-ci correspondra, en prenant un exemple concret pour notre problématique, à des limitations de production ou d'absorption de puissance réactive ou à des limites de tensions.

Grâce à cela, les entrées peuvent être exprimées en grandeur relative par rapport aux limites. Le domaine de variation initialement défini comme [Xmin, Xmax] doit être ramené entre [-1,1]. Ainsi, les entrées seront exprimées comme suit :

$$X_r = \left(\frac{X - X_{\min}}{X_{\max} - X_{\min}} \times 2 \right) - 1$$

Avec Xr la variable d'entrée relative ramenée entre [-1,1] et Xmin et Xmax définissant les borne de l'intervalle de variation maximum de l'entrée X. Les fonctions d'appartenance sont ensuite créées. En général, il s'agit de trapèzes ou de triangles, mais il peut s'agir aussi de fonction parabolique permettant une réponse plus linéaire. [28]

Le but de la fuzzification est de transformer les variables d'entrée en variables « linguistiques » ou variables floues. Ainsi, dans l'exemple suivant, celles-ci seront qualifiées de Petite (P), Moyenne (M) et Grande (G). Il va être possible, comme le montre la Figure III - 19, de trouver pour chaque valeur de X une définition floue, c'est à dire de savoir à quelle fonction la valeur numérique xn appartient et avec quel degré.

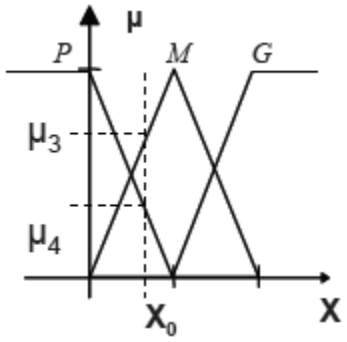


Figure III- 19 fuzzification

La Figure III - 19 illustre une fuzzification réalisée à l'aide de 3 portes, dans notre application nous en utiliserons 7. Les degrés d'appartenance sont les sorties de cette l'étape.

L'inférence

L'inférence est l'étape qui consiste à définir un rapport logique entre les entrées et la sortie. En effet, c'est à l'utilisateur de définir les règles régissant le comportement du contrôle à développer. Par exemple, soit X et Y deux entrées et S la sortie de l'étape d'inférence. Ainsi, les règles de sortie précitées peuvent être dans un premier temps exprimée comme suit :

Si X est P ET Y est M ALORS S est SM

Comme pour les entrées, des lois d'appartenance vont être définies pour la sortie. Le nombre de portes de sortie peut être choisi par l'utilisateur. [26]

Grâce à ces définitions, il va être possible d'écrire une table d'inférence. C'est avec cette table que l'utilisateur va pouvoir définir les caractéristiques désirées du régulateur (Figure III

- 20). Ainsi, il est évident qu'une bonne connaissance du système est requise pour le développement d'un tel contrôle.

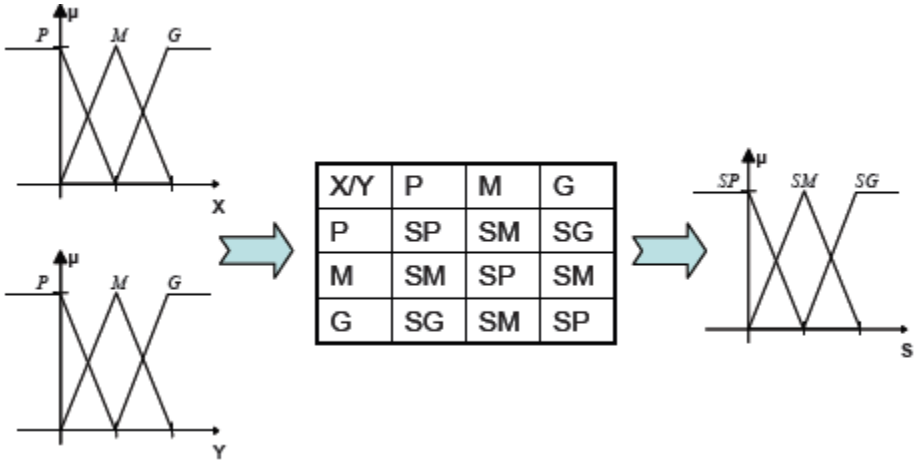


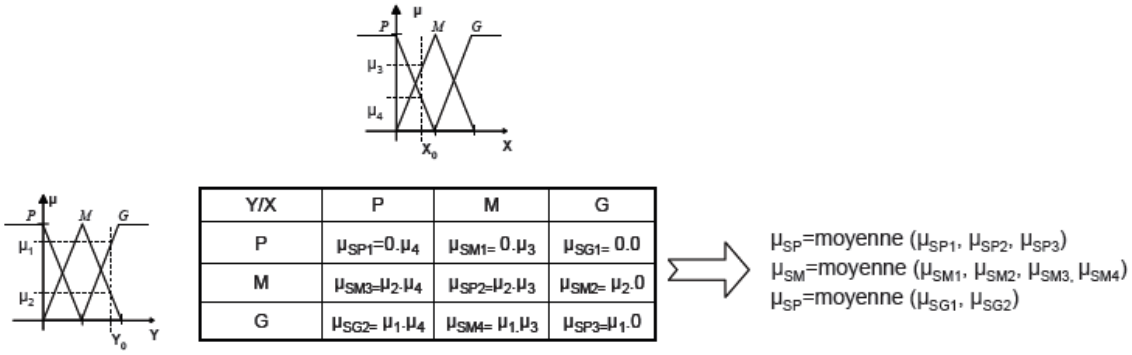
Figure III- 20 inférence

C'est ce tableau qui va calibrer la réaction du contrôle, cette table d'inférence est le noyau de la réflexion du superviseur flou. Celle-ci peut être vue comme une base de données définissant les valeurs de sortie en fonctions de valeurs d'entrée. Nous savons à présent que, pour chaque combinaison de valeurs d'entrée, il existe une valeur floue de sortie.

Cependant, il a été vu dans le paragraphe sur la fuzzification et plus particulièrement sur la Figure III - 20, qu'en règle générale une valeur d'entrée est définie par deux fonctions floues avec des degrés différents. Ainsi, d'après la Figure III - 20, la sortie sera elle aussi définie par plusieurs fonctions, la question étant de savoir avec quels degrés d'appartenance.

Plusieurs méthodes existent pour répondre à cette question, la méthode d'inférence MAX-MIN, la méthode MAX-PROD et la méthode SOM-PROD [28].

Toutes ces méthodes fournissent des degrés d'appartenance pour les portes de sortie mobilisées à partir des degrés respectifs des entrées. Dans la conception de notre régulateur, la méthode d'inférence SOM-PROD a été utilisée, celle-ci permet une évolution de la réponse plus linéaire que les autres méthodes lors de variations des entrées, elle sera donc la seule à être développée dans ce chapitre.



Y/X	P	M	G
P	$\mu_{SP1}=0.\mu_4$	$\mu_{SM1}= 0.\mu_3$	$\mu_{SG1}= 0.0$
M	$\mu_{SM3}=\mu_2.\mu_4$	$\mu_{SP2}=\mu_2.\mu_3$	$\mu_{SM2}= \mu_2.0$
G	$\mu_{SG2}= \mu_1.\mu_4$	$\mu_{SM4}= \mu_1.\mu_3$	$\mu_{SP3}=\mu_1.0$

μ_{SP}=moyenne (μ_{SP1}, μ_{SP2}, μ_{SP3})
μ_{SM}=moyenne (μ_{SM1}, μ_{SM2}, μ_{SM3}, μ_{SM4})
μ_{SP}=moyenne (μ_{SG1}, μ_{SG2})

Figure III- 21 méthode pour le calcule de degré d'appartenance

Le but est de trouver les degrés d'appartenance de chacune des lois floues de sorties. Le mécanisme de détermination de ces degrés est illustré Figure III - 21. On obtient donc la contribution de toutes les règles de sortie pour la décision finale. Il reste à calculer la valeur de sortie du superviseur.

La défuzzification

La défuzzification est l'étape finale, comme son nom l'indique cette étape réalise l'opération inverse de la fuzzification. En effet, ici le but est de calculer une valeur numérique compréhensible par l'environnement extérieur à partir d'une définition floue. Comme précédemment plusieurs méthodes existent et permettent de trouver une valeur de sortie : la méthode du maximum, la méthode du barycentre des maxima et la méthode du centre de gravité.

La méthode retenue est la méthode du centre de gravité ou « centroïde ».

Le principe de cette méthode est très simple, la sortie du superviseur correspond à l'abscisse du centre de gravité de la participation de chaque ensemble flou de sortie, représentée en grisé sur la Figure III -22

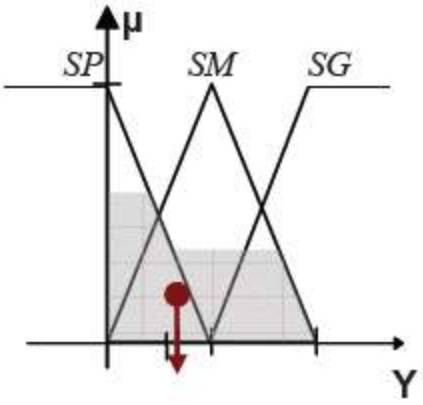


Figure III- 22 défuzzification

III.3.2. Commande optimale

L'état d'un modèle est l'ensemble des informations indépendantes nécessaire à connaître à l'instant initial pour pouvoir prédire le comportement du modèle en réponse à une entrée donnée. Construire une équation d'état d'un modèle consiste donc à proposer un modèle ne faisant intervenir que des équations différentielles d'ordre 1. Dans le cas d'un système linéaire à coefficients constants, ce sera une équation de la forme :

$$\begin{aligned} \dot{x}(t) &= Ax(t) + Bu(t), \\ y(t) &= Cx(t) + Du(t), \end{aligned} \qquad \text{(III-6)}$$

où A, B, C et D sont des matrices constantes de dimensions respectives (n × n), (n × m),

(m × n) et (m × m).

La commande optimale est basée sur la minimisation d'un critère quadratique permet de prendre en compte les objectifs de contrôle par des pondérations faisant, par exemple, un compromis entre les performances et l'énergie consommée.

L'optimisation met en oeuvre la résolution des équations de Riccati.

Dans le cas d'un problème LTI (linéaire à temps invariant), la commande optimale est un retour d'état statique u = −Kx où K est exprimé par l'équation :

$$K = R^{-1}B^{T}S \qquad \text{(III-7)}$$

Détermination de K :

Pour déterminer K on minimise un indice de performance PI en transférant le système à partir d'une situation initiale X(0)≠0 vers l'origine dans un temps infinie X(∞)=0

$$PI = \frac{1}{2}\int_{0}^{\infty}\left(x^{T}Q\,x + u^{T}R\,u\right)dt \qquad \text{(III-8)}$$

S est la solution unique de l'équation de Riccati :

$$A^{T}S + SA - SBR^{-1}B^{T}S + Q = 0 \qquad \text{(III-9)}$$

La résolution de l'équation algébrique de Riccati est disponible dans les Toolboxes du logiciel Matlab,

CHAPITRE IV. MODELISATION ET SIMULATION

IV.1. REGULATION DE LA TENSION

IV.1.1. Modélisation d'un générateur connecté à un réseau infini [30]:

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale EB en série avec une réactance Xd (modèle classique). La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance XE.

X_T est la réactance totale (XE+Xd)

$$S = P + jQ = \frac{E'E_B \sin\delta}{X_T} + j\frac{E'(E' - E_B \cos\delta)}{X_T} \qquad \text{(IV-1-1)}$$

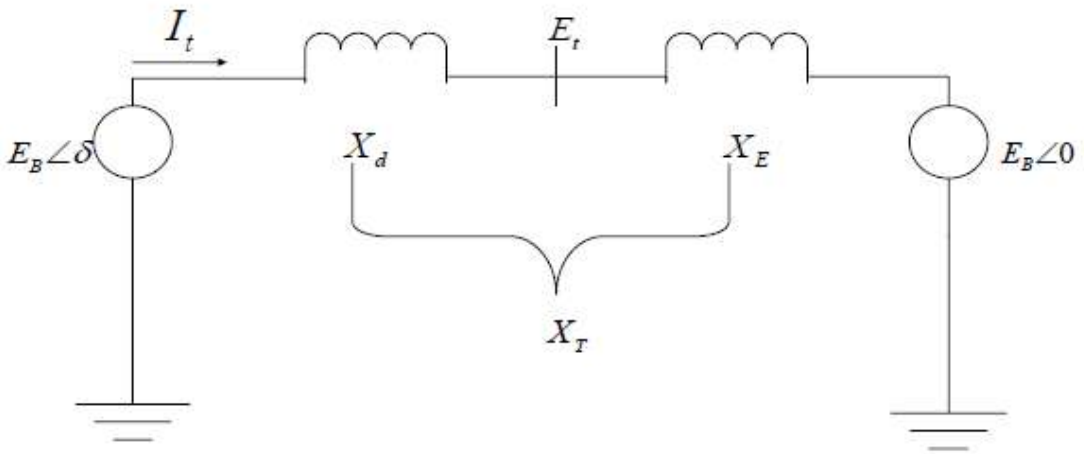


Figure IV- 1 générateur connecte à un réseau infini

Dans l'état équilibré, la puissance produite par le générateur Pe est donnée par l'équation suivante :

$$T_e = P = \frac{E'E_B \sin\delta}{X_T} \qquad \text{(IV-1-2)}$$

Si on linearise par rapport à un point de fonctionnement initial représenté par ($\delta = \delta_0$)

On obtient :

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta}\Delta\delta = \frac{E'}{X_T}E_B\, cos\delta_0(\Delta\delta) = K_s\Delta\delta \qquad \text{(IV-1-3)}$$

Où

$$K_s = \frac{E'}{X_T}E_B\, cos\delta_0 \qquad \text{(IV-1-4)}$$

L'équations de mouvement dans le système par unité (per unit) sont données par :

$$P\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(T_M - T_E - D\Delta\omega_r) \qquad \text{(IV-1-5)}$$
$$P\delta = \omega_0\Delta\omega_r$$

Après linéarisation des équations précédentes est remplacement par la valeur de ΔT_e on aura

$$P\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(\Delta T_M - K_S\Delta\delta - D\Delta\omega_r) \qquad \text{(IV-1-6)}$$
$$P\Delta\delta = \omega_0\Delta\omega_r$$

Ce qui donne la forme matricielle suivante :

$$\frac{d}{dt}\begin{pmatrix}\Delta\omega\\ \Delta\delta\end{pmatrix} = \begin{pmatrix}\frac{-D}{2H} & \frac{K_S}{2H}\\ \omega_0 & 0\end{pmatrix}\begin{pmatrix}\Delta\omega\\ \Delta\delta\end{pmatrix} + \begin{pmatrix}\frac{1}{2H}\\ 0\end{pmatrix}\Delta T_M \qquad \text{(IV-1-7)}$$

Cette équation est de la forme $\dot{x} = Ax + Bu$

Les éléments de la matrice A dépendent des paramètres D, H, X_T, et des valeurs initiales δ_0 et E'

L'équation (IV-1-7) est représenté par le schéma fonctionnel suivant :

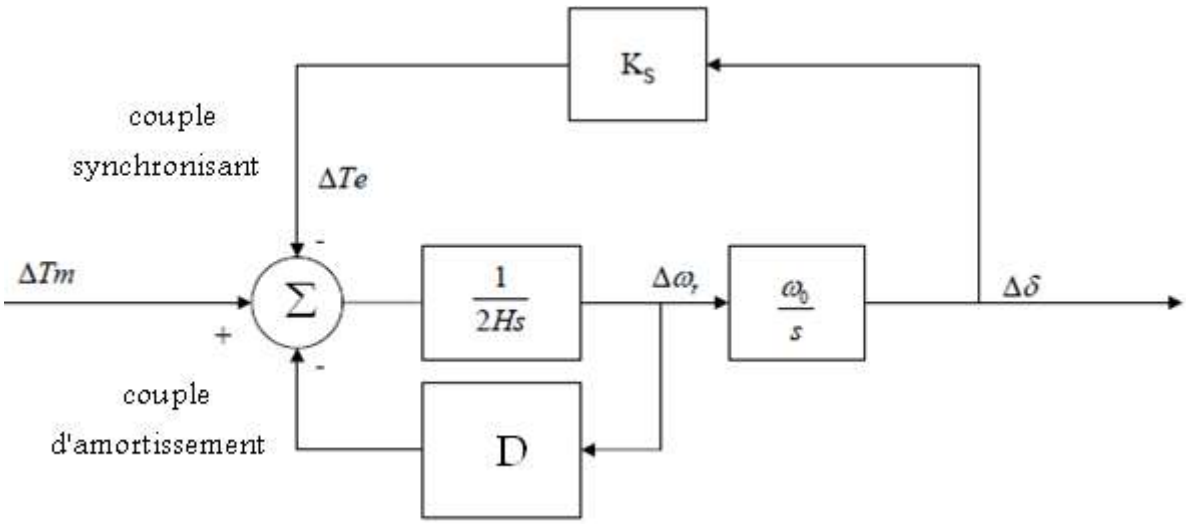


Figure IV- 2 model classique d'un générateur connecté à un réseau infini /sans régulation

A partir de ce model on aura :

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{S}\left(\frac{1}{2HS}(\Delta T_M - K_S\Delta\delta - D\Delta\omega_r)\right)$$
$$= \frac{\omega_0}{S}\left(\frac{1}{2HS}\left(\Delta T_M - K_S\Delta\delta - D\frac{\Delta\delta}{\omega_0}S\right)\right) \quad \text{(IV-1-8)}$$

La solution de schéma fonctionnel donne l'équation caractéristique suivante :

$$S^2 + \frac{D}{2H}S + \frac{K_S\omega_0}{2H} = 0 \quad \text{(IV-1-9)}$$

Par identité par rapport à la forme générale

$$\omega_n = \sqrt{\frac{K_S\omega_0}{2H}}$$
$$\xi = \frac{1}{2}\frac{D}{\sqrt{K_S 2H\omega_0}} \quad \text{(IV-1-10)}$$

Effet de la dynamique de circuit de champ :

Les équations de la dynamique de champ sont donnée par :

$$P\psi_{fd} = \omega_0\left(e_{fd} - R_{fd}i_{fd}\right)$$
$$= \omega_0\frac{R_{fd}}{L_{adu}}E_{fd} - \omega_0 R_{fd}i_{fd} \quad \text{(IV-1-11)}$$

Où E_{fd} représente la tension de sortie de circuit d'excitation ;

La figure suivante représente le circuit équivalent reliant les flux et les courants

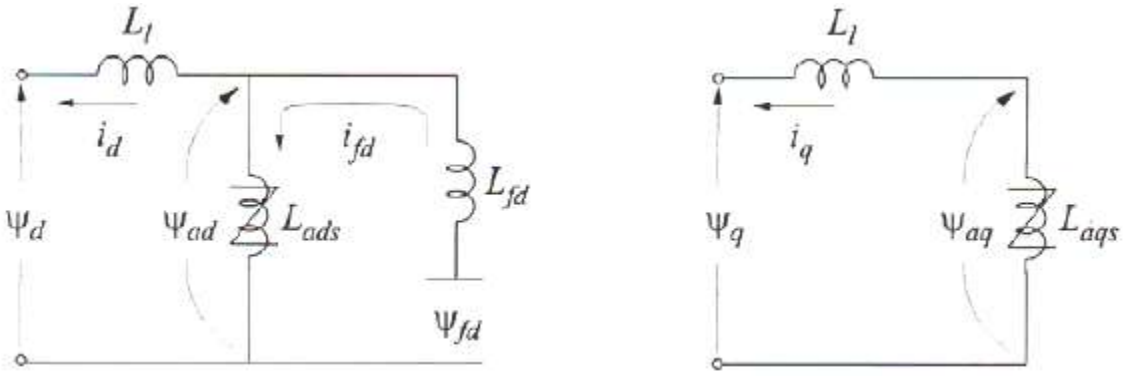


Figure IV- 3 circuit équivalent reliant les flux et les courants

D' où le système d'équations suivant :

$$\psi_d = -L_l i_d + L_{ads}(-i_d + i_{fd}) = -L_l i_d + \psi_{ad}$$

$$\psi_q = -L_l i_q + L_{aqs}(-i_q) = -L_l i_q + \psi_{aq} \qquad \text{(IV-1-12)}$$

$$\psi_{fd} = L_{ads}(-i_d + i_{fd}) + L_{fd} i_{fd} = L_{fd} i_{fd} + \psi_{ad}$$

A partir des équations précédentes :

$$i_{fd} = \frac{\psi_{fd} - \psi_{ad}}{L_{fd}} \qquad \text{(IV-1-13)}$$

Le flux mutuel suivant l'axe directe peut être exprimé en fonction de ψ_{fd} et i_d comme suit :

$$\psi_{ad} = -L_{ads} i_d + L_{ads}(i_{fd})$$

$$= -L_{ads} i_d + L_{ads}\left(\frac{-\psi_{ad}}{L_{fd}}\right) \qquad \text{(IV-1-14)}$$

$$= L'_{ads}(-i_d + \frac{\psi_{fd}}{L_{fd}})$$

où

$$L'_{ads} = \frac{1}{\frac{1}{L'_{ads}} + \frac{1}{L_{fd}}}$$

Et Puisque il n'y a pas de circuit de rotor suivant l'axe en quadrature q le flux mutuel est donné par :

$$\psi_{aq} = -L_{aqs}\, i_q \qquad \text{(IV-1-15)}$$

Le couple T_e est donné par

$$T_e = \psi_d i_q - \psi_q i_d = \psi_{ad}\, i_q - \psi_{aq}\, i_d \qquad \text{(IV-1-16)}$$

Si on néglige la variation de vitesse les équations de tension de stator sont données par

$$\begin{aligned} e_d &= R_a i_d - \psi_q = -R_a i_d + (L_l i_q - \psi_{aq}) \\ e_q &= -R_a i_q - \psi_d = -R_a i_q - (L_l i_d - \psi_{ad}) \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-17)}$$

A partir de la figure IV- 1 qui représente une machine synchrone connectée à un jeu de barre infini

$$\begin{aligned} \tilde{E}_t &= e_d + j e_q \\ \tilde{E}_B &= E_{Bd} + j E_{Bq} \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-18)}$$

On a

$$\tilde{E}_t = \tilde{E}_B + (R_E + jX_E)\tilde{I}_t \qquad \text{(IV-1-19)}$$

Si on projette sur les axes d et q

$$\begin{aligned} e_d &= R_E i_d - X_E i_q + E_{Bd} \\ e_q &= R_E i_{dq} - X_E i_{qd} + E_{Bq} \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-20)}$$

Où

$$E_{Bd} = E_B \sin\delta$$

$$E_{Bq} = E_B \cos\delta$$

En utilisant les équations 17 et 20 id et iq sont donnés par :

$$i_d = \frac{X_{Tq}\left[\psi_{fd}\left(\frac{L_{ads}}{L_{ads}+L_{fd}}\right) - E_B\cos\delta\right] - R_T E_B \sin\delta}{M}$$
$$i_q = \frac{R_T\left[\psi_{fd}\left(\frac{L_{ads}}{L_{ads}+L_{fd}}\right) - E_B\cos\delta\right] - X_{Td} E_B \sin\delta}{M} \quad \text{(IV-1-21)}$$

Où

$$R_T = R_a + R_E$$

$$X_{Tq} = X_E + (L_{aqs} + L_l) = X_E + X_{qs}$$
$$X_{Td} = X_E + (L'_{ads} + L_l) = X_E + X'_{ds} \quad \text{(IV-1-22)}$$

$$M = R_T^2 + X_{Tq}X_{Td}$$

En expriment l'équation 21 sous la forme linéarisée

$$\Delta i_d = m_1\Delta\delta + m_2\psi_{fd}$$
$$\Delta i_q = n_1\Delta\delta + n_2\psi_{fd} \quad \text{(IV-1-23)}$$

Où

$$m_1 = \frac{E_B(X_{Tq}\sin\delta_0 - R_T\cos\delta_0)}{M}$$

$$n_1 = \frac{E_B(R_T\sin\delta_0 + X_{Td}\cos\delta_0)}{M}$$
$$m_2 = \frac{1}{M}X_{Tq}\left(\frac{L_{ads}}{L_{ads}+L_{fd}}\right) \quad \text{(IV-1-24)}$$

$$n_2 = \frac{1}{M}R_T\left(\frac{L_{ads}}{L_{ads}+L_{fd}}\right)$$

En linearisant les équations 14 et 15

$$\Delta\psi_{ad} = L'_{ads}\left(-\Delta i_d + \frac{\Delta\psi_{fd}}{L_{fd}}\right) = \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2\right)L'_{ads}\Delta\psi_{fd} - m_2 L'_{ads}\Delta\delta$$
$$\Delta\psi_{aq} = -L_{aqs}\Delta i_q = n_2 L_{aqs}\Delta\psi_{fd} - n_1 L_{aqs}\Delta\delta \qquad \text{(IV-1-25)}$$

En linearisant les équations 13 et en substituant $\Delta\psi_{ad}$ a partir de l'équation 25

$$\Delta i_{fd} = \frac{\Delta\psi_{fd} - \Delta\psi_{ad}}{L_{ad}}$$
$$= \frac{1}{L_{fd}}\left(1 - \frac{L'_{fd}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads}\right)\Delta\psi_{fd} + \frac{1}{L_{fd}}(m_2 L'_{ads})\Delta\delta \qquad \text{(IV-1-26)}$$

$$\Delta T_e = \Delta\psi_{ad0}\Delta i_q + i_{q0}\Delta\psi_{ad} - \Delta\psi_{aq0}\Delta i_d - i_{d0}\Delta\psi_{aq} \qquad \text{(IV-1-27)}$$

Substituant $\Delta i_q, \Delta i_d, \Delta\psi_{aq}\ \Delta\psi_{ad}$ a partir des équations 23, 25 et 26 :

$$\Delta T_e = K_1\Delta\delta + K_2\Delta\psi_{fd} \qquad \text{(IV-1-28)}$$

où

$$K_1 = n_1(\psi_{ad0} + L_{aqs} i_{d0}) - m_1(\psi_{aq0} + L'_{aqs} i_{q0})$$

$$K_2 = n_2(\psi_{ad0} + L_{aqs} i_{d0}) - m_2(\psi_{aq0} + L'_{aqs} i_{q0}) + \frac{L'_{aqs}}{L_{fd}} i_{q0}$$

En substituant l'équation 28 dans l'équation 6

$$P\Delta\omega_r = \frac{1}{2H}(\Delta T_M - K_1\Delta\delta - K_2\Delta\psi_{fd} - D\Delta\omega_r) \qquad \text{(IV-1-29)}$$
$$P\Delta\delta = \omega_0\Delta\omega_r$$

En linearisant l'équation 11 et En substituant l'expression de Δi_{fd} a partir de l'équation 26 et en utilisant l'équation 29 on obtient le système d'équations sous la forme suivante :

$$\begin{pmatrix} \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\psi}_{fd} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix}\begin{pmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & b_{32} \end{bmatrix}\begin{pmatrix} \Delta T_m \\ \Delta E_{fd} \end{pmatrix} \qquad \text{(IV-1-30)}$$

Avec

$$a_{11} = -\frac{D}{2H}$$

$$a_{12} = -\frac{K_1}{2H}$$

$$a_{13} = -\frac{K_2}{2H}$$

$$a_{21} = \omega_0 = 2\pi f_0$$

$$a_{32} = -\omega_0 \frac{R_{fd}}{L_{fd}} m_1 L'_{ads} \qquad \text{(IV-1-31)}$$

$$a_{33} = -\omega_0 \frac{R_{fd}}{L_{fd}} \left(1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads}\right)$$

$$b_{11} = \frac{1}{2H}$$

$$b_{32} = \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}}$$

ΔT_m et ΔE_{fd} dépendent de prime mover (turbine) et de contrôle d'excitation. Les inductances mutuelles L_{aqs} *et* L_{ads} dans les equations précédentes sont les valeurs en saturation.

Dans la représentation de la saturation magnétique pour l'étude de la stabilité les approximations suivante sont faites :

- Les inductances de fuite sont indépendantes de la saturation, seulement les inductances mutuelles L_{ad} et L_{aq} sont concernées par la saturation.
- Le flux de fuite ne contribue pas a la saturation de fer, la saturation est déterminée par le flux d'entre fer
- En saturation la relation entre le flux d'entre fer et la mmf dans les conditions en charge est la même que celle en fonctionnement à vide ;
- Il n'ya pas de couplage magnétique entre les axes d et q

Avec les approximations précédentes les effets de la saturation peuvent être représentés comme suit :

$$\begin{aligned} L_{ad} &= K_{sd} L_{adu} \\ L_{aq} &= K_{sq} L_{aqu} \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-32)}$$

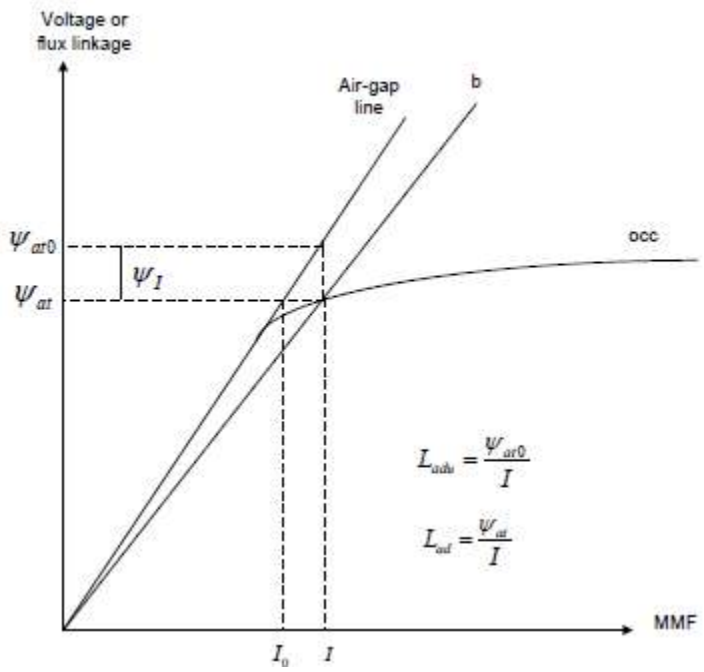


Figure IV-4 caractéristique des effets de saturation en circuit ouvert

Où $L_{adu}\ et\ L_{aqu}$ sont les valeurs non saturés de $L_{ad}\ et\ L_{aq}$

les facteurs $K_{sd}\ et\ K_{sq}$ représentent le degré de saturation suivant les axes d et q respectivement

la courbe de saturation peut être divisée en trois segments :

- segment non saturé
- segment Non linéaire
- segment Complètement saturé

Les valeurs limites de $\psi_{T1}\ ET\ \psi_{T2}$ définissent les cotés des trois segments comme le montre la figure IV- 5 .

La saturation totale est associée aux valeurs totales de flux et de courant.

La saturation incrémentale est associé aux valeurs perturbées de flux et de courent. Ainsi la pente progressive de la courbe de saturation est utilisée pour calculer la saturation incrémentale comme montré dans la figure IV- 5

En utilisant le facteur de saturation incrémentale :

$$L_{ads\,(incr\,)} = K_{sd\,(incr\,)} L_{adu} \qquad \text{(IV-1-33)}$$

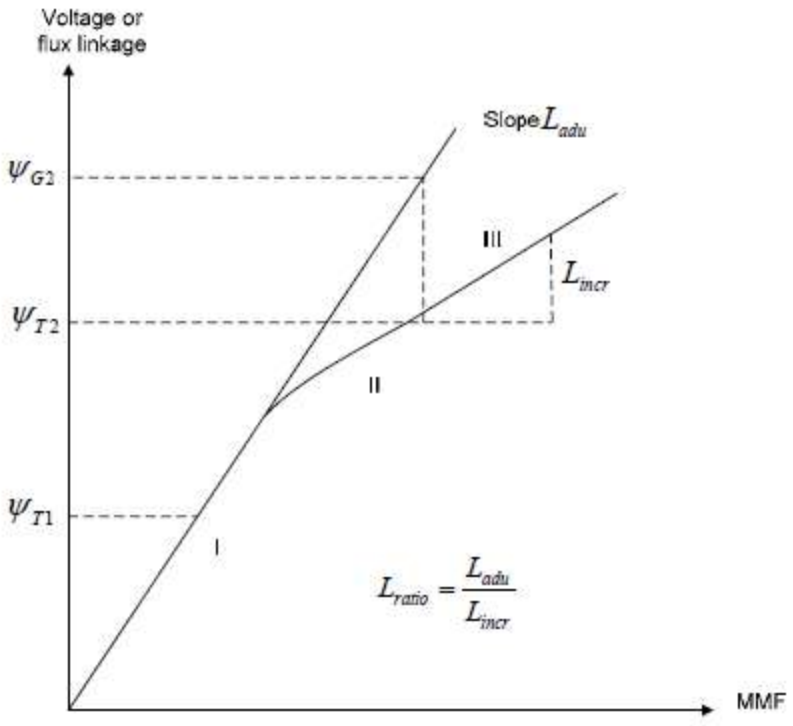


Figure IV- 5 représentation de la saturation dans l'étude de stabilité

Où

$$K_{sd\,(incr\,)} = \frac{1}{1+B_{sat}\,A_{sat}\,e^{B\,sat\,(\psi\,at\,0-\psi\,Tl\,)}}$$

Sachant que $A_{sat}\ et\ B_{sat}$ sont des constantes de saturation dépendent de la caractéristique de saturation représentée par le segment II de la figure IV- 5

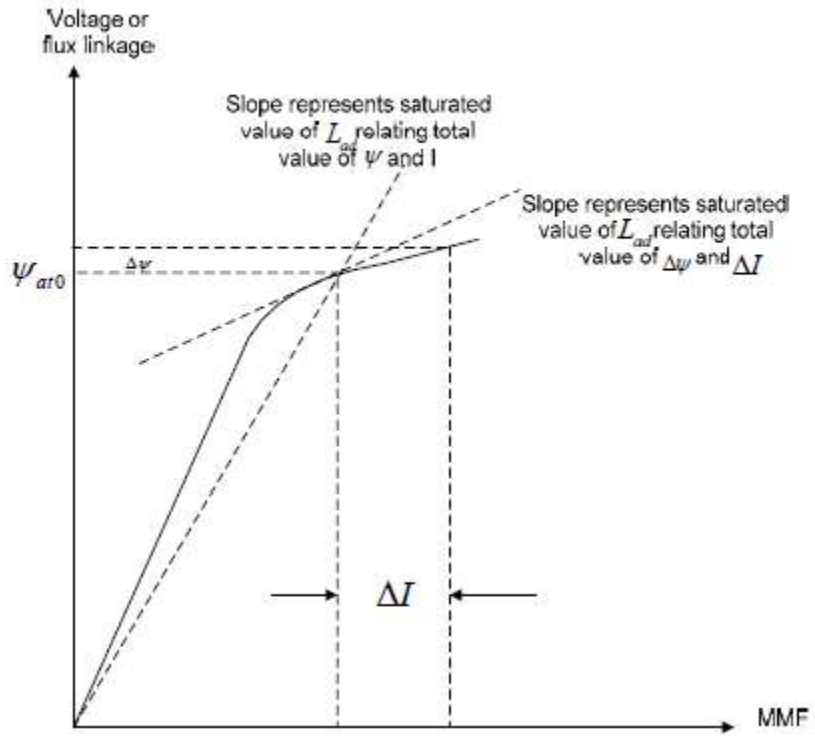


Figure IV- 6 différence entre saturation progressive et saturation totale

La figure IV- 7 montre le schéma fonctionnel pour des petits signaux de système

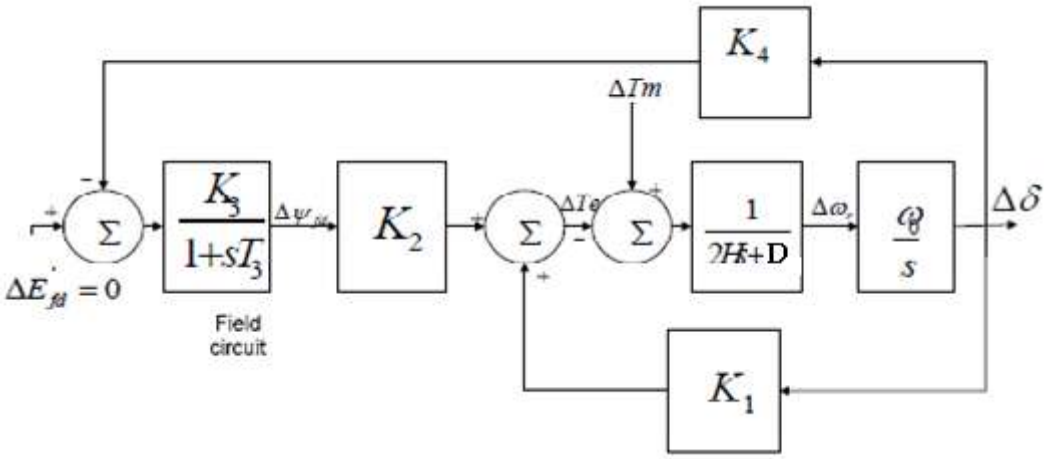


Figure IV- 7 schéma fonctionnelle avec Efd constante

Dans ce schéma les caractéristiques dynamique de système sont exprimées en fonction des constantes K.

A partir de l'équation 29 on peut exprimer la variation de couple électrique en fonction de $\Delta\delta$ et $\Delta\psi_{fd}$ comme suit :

$$\Delta T_e = K_1\Delta\delta + K_2\Delta\psi_{fd} \qquad \text{(IV-1-34)}$$

Où

$$K_1 = \frac{\Delta T_e}{\Delta \delta} \; avec \; \Delta \psi_{fd} \; constant$$

$$K_2 = \frac{\Delta T_e}{\Delta \psi_{fd}} \; avec \; \Delta \delta \; constant$$

La variation de $\Delta \psi_{fd}$ est déterminée a partir de l'équation dynamique de circuit de champ

$P\Delta \psi_{fd} = a_{32}\Delta \delta + a_{33}\Delta \psi_{fd} + b_{32}\Delta E_{fd}$ (IV-1-35)

En regroupant les termes par rapport à $K_2 \Delta \psi_{fd}$

$$\Delta \psi_{fd} = \frac{K_3}{1 + PT_3}\left[\Delta E_{fd} - K_4 \Delta \delta\right] \qquad \text{(IV-1-36)}$$

où

$$K_3 = -\frac{b_{32}}{a_{33}}$$

$$K_4 = -\frac{a_{32}}{b_{32}}$$

$$T_3 = -\frac{1}{a_{33}} = K_3 T'_{d0} \frac{L_{adu}}{L_{fd}}$$

Les constantes K2, K3 et K4 sont souvent positives. Tant que K4 est positive l'effet de la variation de flux de champ due à la réaction d'armature est d'introduire un amortissement positif dans les composants de couple. Cependant il ya des situations où K4 peut être négative (cas d'une machine connecté à une charge local très grande et alimentée tantôt par le générateur tantôt par un large réseau. dans des conditions pareilles le couple produit par les courants dans le champ causé par la réaction des armatures a des composantes déphasées par rapport à Δω, et produit un amortissement négative.

IV.1.2. Model de système d'excitation :

Le signal d'entrée de système d'excitation est normalement la tension de sortie de générateur E_t qui peut être exprimé sous la forme complexe suivante :

$$\tilde{E}_t = e_d + je_q$$

$$E_t^2 = {e_d}^2 + {e_q}^2$$

En appliquant des petites perturbations :

$$(E_{t0} + \Delta E_t)^2 = (e_{d0} + \Delta e_d)^2 + \left(e_{q0} + \Delta e_q\right)^2$$

En négligeant les termes de grand ordre dans l'expression précédente on obtient :

$$E_{t0}\Delta E_t = e_{d0}\Delta e_d + e_{q0}\Delta e_q$$

D'où

$$\Delta E_t = \frac{e_{d0}}{E_{t0}}\Delta e_d + \frac{e_{q0}}{E_{t0}}\Delta e_q \qquad \text{(IV-1-37)}$$

Au terme des petites variations l'équation 17 peut être écrite come suit :

$$\begin{aligned} \Delta e_d &= -R_a \Delta i_d + (L_l \Delta i_q - \Delta \psi_{aq}) \\ \Delta e_q &= -R_a \Delta i_d - (L_l \Delta i_d - \Delta \psi_{ad}) \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-38)}$$

En utilisant les équations 23 et 25 on obtient

$$\Delta E_t = K_5 \Delta\delta + K_6 \Delta\psi_{fd} \qquad \text{(IV-1-39)}$$

Avec

$$\begin{aligned} K_5 &= \frac{e_{d0}}{E_{t0}}\left[-R_a m_1 + L_1 n_1 + L_{aqs} n_1\right] + \frac{e_{q0}}{E_{t0}}\left[-R_a n_1 - L_1 m_1 - L'_{ads} m_2\right] \\ K_6 &= \frac{e_{d0}}{E_{t0}}\left[-R_a m_2 + L_1 n_2 + L_{aqs} n_2\right] + \frac{e_{q0}}{E_{t0}}\left[-R_a n_2 - L_1 m_2 + L'_{ads}\left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2\right)\right] \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-40)}$$

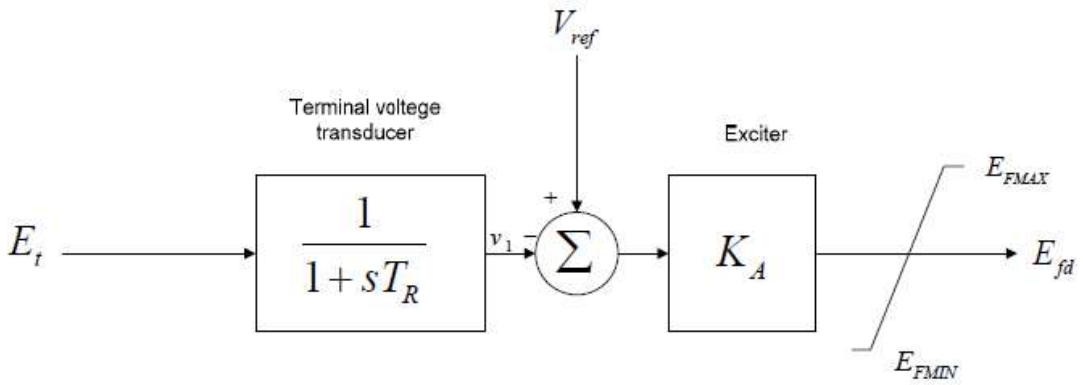


Figure IV- 8 model d'excitation IEEE ST1A avec AVR

A partir de schéma de la figure 8 en utilisant des petites variations on obtient

$$\Delta v_1 = \frac{1}{1 + PT_R}\Delta E_t$$

D'où

$$P\Delta v_1 = \frac{1}{T_R}(\Delta E_t - \Delta v_1)$$

En substituant ΔE_t de l'équation 40 on obtient

$$P\Delta v_1 = \frac{1}{T_R}(K_5\Delta\delta + K_6\Delta\psi_{fd} - \Delta v_1) \qquad \text{(IV-1-41)}$$

A partir de bloc n°2 de la figure 8 on a

$$E_{fd} = K_A(V_{ref} - v_1)$$

D'où

$$\Delta E_{fd} = K_A(-\Delta v_1) \qquad \text{(IV-1-42)}$$

L'équation dynamique de circuit de champ 35 devient

$$P\psi_{fd} = a_{31}\Delta\omega_r + a_{32}\Delta\delta + a_{33}\Delta\psi_{fd} + a_{34}\Delta v_1 \qquad \text{(IV-1-43)}$$

Où

$$a_{34} = -b_{32}K_A = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}}K_A \qquad \text{(IV-1-44)}$$

Puisque les éléments a_{31}, a_{32}, a_{34} restent inchangés comme precedement et comme nous avant un système d'ordre 1 pour l'excitation l'ordre de système total monte d'un ordre et on ajoute une autre variable d'état ΔV_1

$$\Delta v_1 = a_{41}\Delta\omega_r + a_{42}\Delta\delta + a_{43}\Delta\psi_{fd} + a_{44}\Delta v_1 \qquad \text{(IV-1-45)}$$

$$a_{41} = 0$$
$$a_{42} = \frac{K_5}{T_R}$$
$$a_{43} = \frac{K_6}{T_R} \qquad \text{(IV-1-46)}$$
$$a_{44} = \frac{-1}{T_R}$$

La nouvelle forme matricielle de système incluant l'excitation devient

$$\begin{pmatrix} \Delta\dot{\omega} \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\psi}_{fd} \\ \Delta\dot{v}_1 \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{bmatrix} \begin{pmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \\ \Delta v_1 \end{pmatrix} + \begin{bmatrix} b_1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} (\Delta T_m) \qquad \text{(IV-1-47)}$$

Le schéma de la fig IV-11 est obtenu après insertion des bloques voltage transducer et automatic voltage régulateur/exciter au schéma de la fig IV-9.

Ce schéma est applicable à tout type d'excitation avec G(S) représente la fonction de transfert de l'AVR et de système d'excitation.

Le signal d'erreur de la tension de sortie de générateur qui représente le signal d'entrée de bloc voltage transducer est donné par $\Delta E_t = K_5\Delta\delta + K_6\Delta\psi_{fd}$

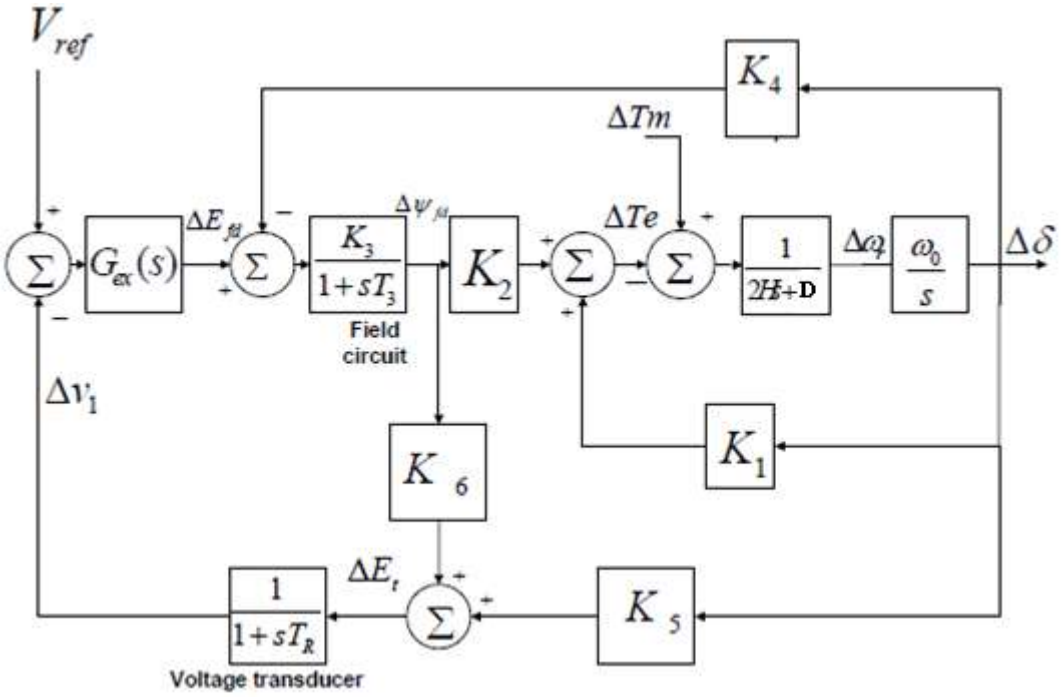


Figure IV-9 schéma fonctionnel avec AVR et Excitation

Le coefficient K6 est toujours positif tandis que K5 peut être négative selon les conditions opératoires.

IV.1.3. Fonctionnement et modèle de PSS

Un PSS permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor dans l'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur, (figure IV-10). Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur.

Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé [32], [17]. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus juste et au bon moment.

Par conséquent, l'ensemble du système de contrôle d'excitation (AVR et PSS) doit assurer les points suivants [31] :

- supporter les premières oscillations faisant suite à une grande perturbation ; c.-à-d. assurer la stabilité transitoire du système.

- maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques associées aux modes locaux ainsi qu'aux modes interrégionaux sans effets négatifs sur les autres modes.

- minimiser la probabilité d'effets défavorables, à savoir :

- ✓ Les interactions avec les phénomènes de hautes fréquences dans le système de puissance telle la résonance dans le réseau de transport.

- ✓ Les instabilités locales dans la bande de l'action désirée du système de contrôle.

- être suffisamment robuste pour permettre au système de contrôle d'assurer ses objectifs pour divers points de fonctionnement probables du système de puissance.

Le choix du signal d'entrée de PSS représente une étape critique dans la conception du PSS. Plusieurs considérations interviennent dans ce choix, telles :

- la sensibilité du signal d'entrée aux oscillations électromécaniques (autrement dit, les modes oscillatoires doivent être "observables" dans le signal choisi).

- l'insensibilité du signal d'entrée du PSS à son propre signal de sortie. D'une façon similaire, la sensibilité doit être très la plus faible possible pour les signaux de sortie d'autres PSSs.

Un bon résultat peut être obtenu si l'entrée du PSS est la variation de la vitesse de rotor (Δω), la variation de puissance produite du générateur (ΔPe) ou la fréquence du jeu de barre (Δf). Etant donné que le PSS est utilisé pour produire un couple électrique proportionnel à la variation de vitesse, il apparaît donc plus convenable d'utiliser la variation de vitesse (Δω) comme entrée du PSS. Cependant, quel que soit le signal d'entrée, la fonction de transfert du PSS doit compenser les caractéristiques de phase du système d'excitation, des parties électriques du générateur et des autres parties électriques du système. L'ensemble de ces dernières déterminent la fonction de transfert entre l'entrée du système d'excitation (ΔVer) et le couple électrique du générateur (ΔTe), [33].

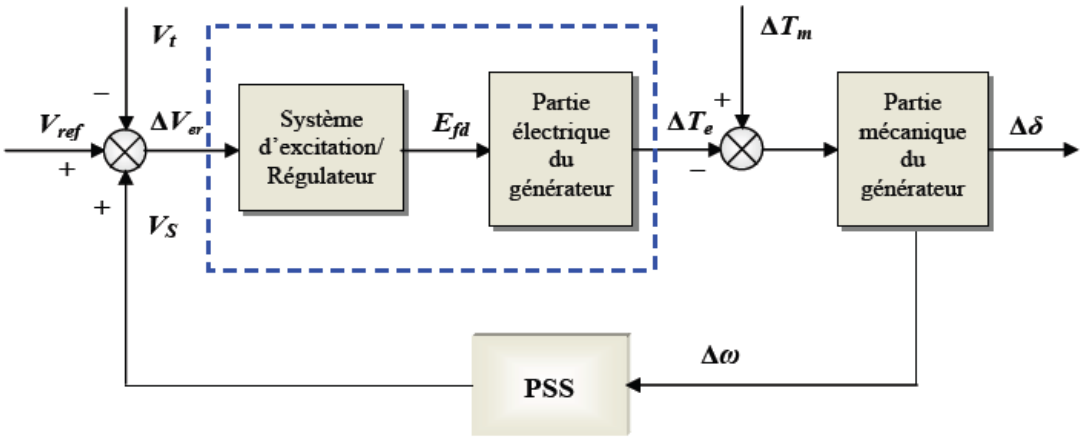


Figure IV- 10 Modèle simplifié de liaison entre un PSS et le système

Le type de PSSs le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs,

- un bloc d'amplificateur.

- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".

- un bloc de compensation de phase.

- un limiteur.

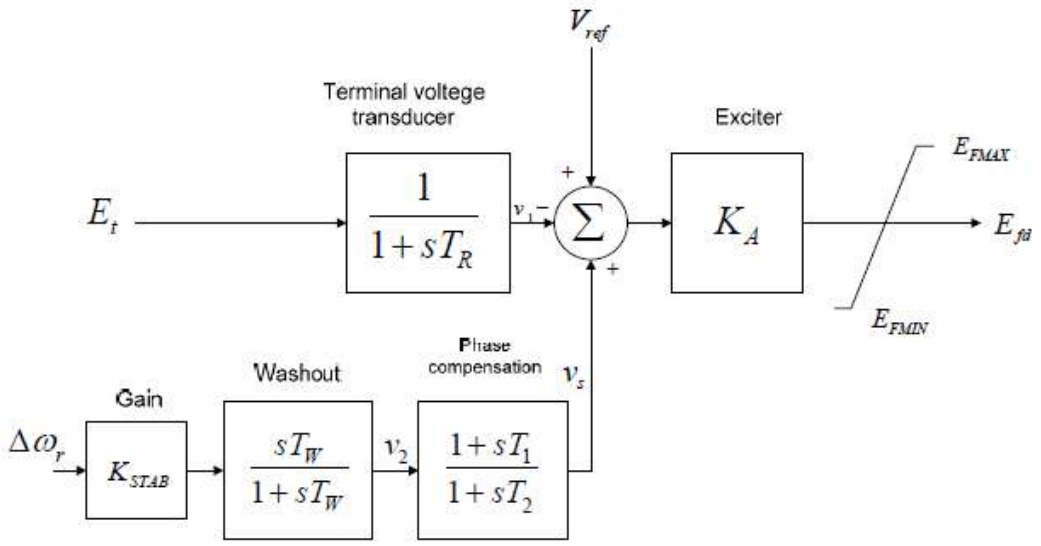


Figure IV- 11 système d'excitation avec AVR ET PSS

1- L'amplificateur

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur (KPSS) doit correspondre à l'amortissement maximal. Toutefois, la valeur du gain doit satisfaire l'amortissement des modes dominants du système sans risquer de dégrader la stabilité des autres modes ou la stabilité transitoire [31]. Généralement, KPSS varie généralement de 0.01 à 50 [34].

2- Le filtre passe-haut "filtre washout"

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC" correspondant au régime statique) : le PSS ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre (TW) doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux, dont la fréquence est située dans la bande utile, d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'îlotage. Généralement, TW varie de 1 à 20 secondes [36][17]. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur TW fixée à 10 secondes [37].

3- Le filtre compensation de phase

L'origine de l'amortissement négatif est, comme nous l'avons vu, associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur (ΔTe) et l'entrée du système d'excitation (ΔVer). Par conséquent, le PSS fournit l'avance de phase nécessaire pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert GEP(s). Pratiquement, un bloc de phase d'avance pure ne suffit pas pour réaliser la compensation de phase nécessaire ; ainsi, un bloc d'avance/retard de phase est souvent utilisé. Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pole-zéro, les constantes de temps d'avance (T1, T3) et de retard (T2, T4) étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6 secondes [36]. Mais pour des considérations de réalisation physique, les constantes de temps de retard (T2, T4) sont considérées fixes et généralement autour de la valeur de 0.05 secondes [38].

4- Le limiteur

Le PSS est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Le PSS a parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaye de maintenir la tension lors de conditions transitoires. Ainsi, le PSS doit être équipé d'un limiteur afin de réduire son influence indésirable durant les phases transitoires [39]. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit [34].

Le problème de la conception d'un PSS est de déterminer les valeurs de ses paramètres pour :

- augmenter l'amortissement des modes du système.

- assurer une stabilisation robuste.

La minimisation des risques probables des interactions défavorables et des effets négatifs sur les autres modes oscillatoires du système représente aussi un point critique important qui influence le réglage de PSSs. En outre, les valeurs des paramètres du PSS doivent être réglées sans entraîner d'effet négatif dans la restauration de la stabilité transitoire.

L'objectif principal d'un PSS est d'introduire une composante d'un couple électrique sur le rotor de la machine synchrone ; ce couple est proportionnel à l'écart entre la vitesse actuelle du rotor et la vitesse de synchronisme. Lorsque le rotor oscille, ce couple agit comme un couple d'amortissement pour atténuer les oscillations.

A partir de schéma de la figure on a :

$$\Delta v_2 = \frac{PT_W}{1+PT_W} K_{STAB} \Delta\omega_r$$

D'où

$$P\Delta v_2 = K_{STAB} P\Delta\omega_r - \frac{1}{T_W}\Delta v_2 \qquad \text{(IV-1-48)}$$

Substituant par la valeur de $P\Delta\omega_r$ donnée dans l'équation 31 on obtient l'expression de $P\Delta v_2$ en fonction des variables d'état :

$$\begin{aligned} P\Delta v_2 &= K_{STAB}\left[a_{11}\Delta\omega_r + a_{12}\Delta\delta + a_{13}\Delta\psi_{fd} + \frac{1}{2H}\Delta T_m\right] - \frac{1}{T_W}\Delta v_2 \\ &= a_{51}\Delta\omega_r + a_{52}\Delta\delta + a_{53}\Delta\psi_{fd} + a_{54}\Delta v_2 + \frac{K_{STAB}}{2H}\Delta T_m \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-49)}$$

Où

$$\begin{aligned} a_{51} &= K_{STAB} a_{11} \\ a_{52} &= K_{STAB} a_{12} \\ a_{53} &= K_{STAB} a_{13} \\ a_{55} &= \frac{-1}{T_W} \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-50)}$$

Dans le même schéma on a :

$$\Delta v_s = \Delta v_2 \left(\frac{1+PT_1}{1+PT_2}\right)$$

$$\Delta v_s = \frac{T_1}{T_2} P\Delta v_2 + \frac{1}{T_2}\Delta v_2 - \frac{1}{T_2}\Delta v_s$$

En remplaçant par la valeur de $P\Delta v_2$ donnée dans l'équation 49 :

$$\begin{aligned} P\Delta v_s = {} & a_{61}\Delta\omega_r + a_{62}\Delta\delta + a_{63}\Delta\psi_{fd} + a_{64}\Delta v_1 + a_{65}\Delta v_2 + a_{66}\Delta v_s \\ & + \frac{T_1}{T_2}\frac{K_{STAB}}{2H}\Delta T_m \end{aligned} \qquad \text{(IV-1-51)}$$

Où

$$a_{61} = \frac{T_1}{T_2} a_{51}$$

$$a_{62} = \frac{T_1}{T_2} a_{52}$$

$$a_{63} = \frac{T_1}{T_2} a_{53} \qquad \text{(IV-1-52)}$$

$$a_{65} = \frac{T_1}{T_2} a_{55} + \frac{1}{T_1}$$

$$a_{66} = -\frac{1}{T_2}$$

De même

$$\Delta E_{fd} = K_A(\Delta v_S - \Delta v_1)$$

$$P\Delta\psi_{fd} = a_{32}\Delta\delta + a_{33}\Delta\psi_{fd} + a_{34}\Delta v_1 + a_{36}\Delta v_s \qquad \text{(IV-1-53)}$$

où

$$a_{36} = \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} K_A$$

Ce qui donne le model d'état complet de sixième ordre incluant le PSS (avec $\Delta T_m = 0$) suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\omega}_r \\ \Delta\dot{\delta} \\ \Delta\dot{\psi}_{fd} \\ \Delta\dot{v}_1 \\ \Delta\dot{v}_2 \\ \Delta\dot{v}_s \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & 0 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & 0 & a_{55} & 0 \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & 0 & a_{65} & a_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\psi_{fd} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_s \end{bmatrix} \qquad \text{(IV-1-54)}$$

Après exécution de programme matlab (voir annexe) pour le calcul des paramètres de linéarisation on trouve :

K1	K2	K3	K4	K5	K6
0.7655	0.8649	0.3230	1.4217	-0.1315	0.4168

Tableau IV- 1 CONSTANTES DE LINEARISATION DE SYSTEME

A =

0	-0.1094	-0.1236	0	0	0
314.1593	0	0	0	0	0
0	-0.1943	-0.4231	-27.3317	0	-27.3317
0	-6.5735	20.8391	-50.0000	0	0
0	-1.0389	-1.1738	0	-0.7143	0
0	-4.8480	-5.4777	0	3.1602	-30.3030

Valeurs propre de A :

eig(A)

[(-36.5498 + 9.3480i) -36.5498 - 9.3480 -10.6107 (1.4904 + 7.2117i) (1.4904 - 7.2117i) -0.7110]

Deux valeurs propres de A sont à partie réel positive

Donc le système est instable

IV.1.4. Implémentation de PSS basé sur la logique floue :

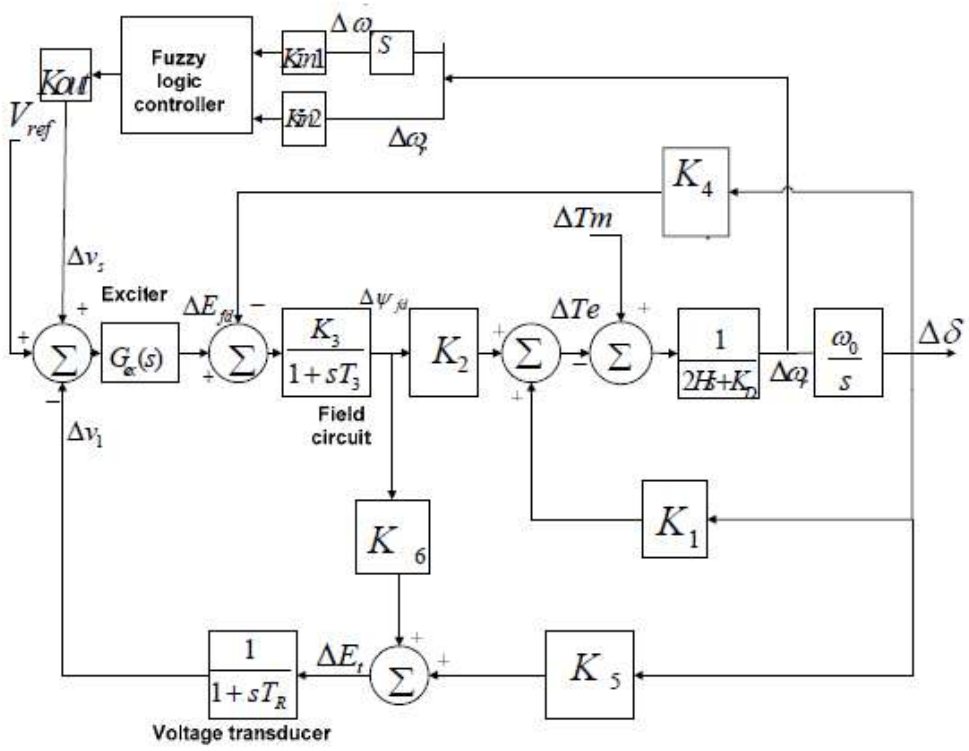


Figure IV- 12 Implémentation de PSS basé sur la logique floue

Le bloc flpss est « fuzzy logique bloc » préparer en utilisant matlab 7.4

Il est implémenté en utilisant (fuzzy inference system)FIS propreité suivantes :

And method : Min

Or method : Max

Implication : Min

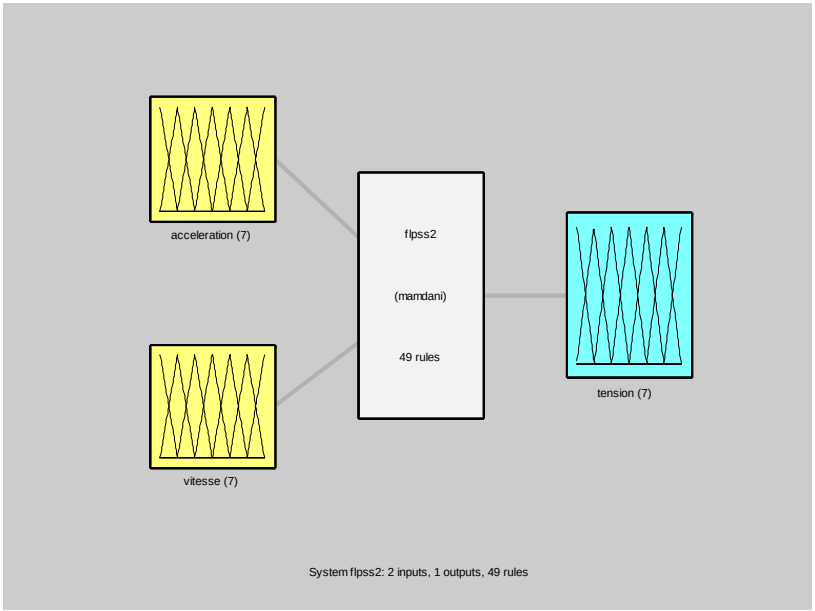
Aggregation : max

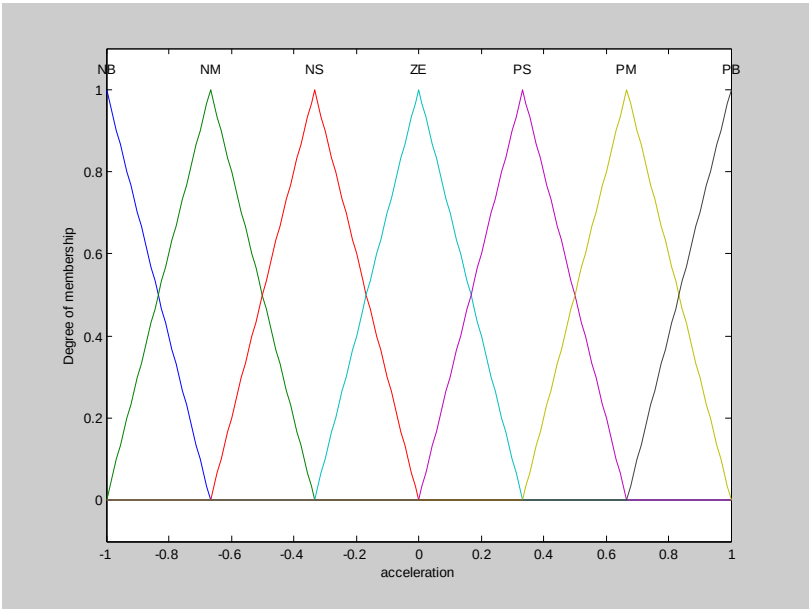
Deffuzzification : centroid

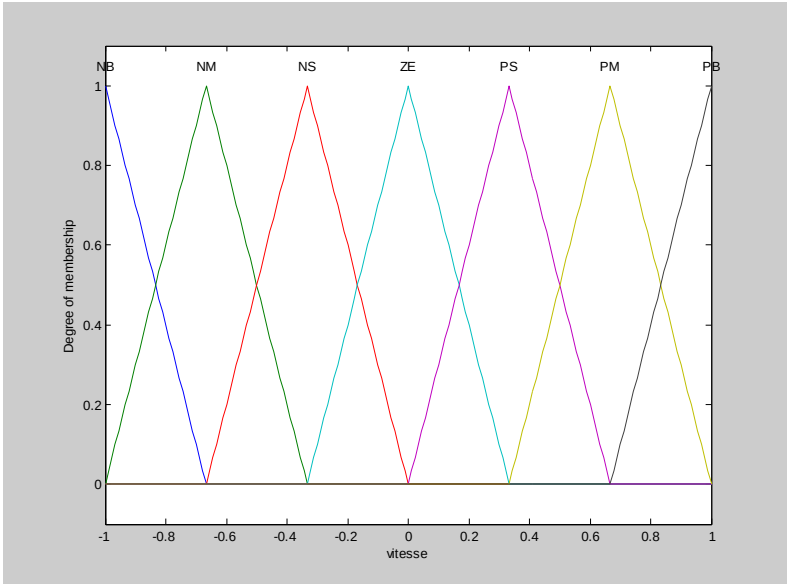
Membership function pour les variables de la logique floue :

NB	NEGATIVE BIG
NM	NEGATIVE MEDIUM
NS	NEGATIVE SMALL
ZE	ZERO
PS	POSITIVE SMALL
PM	POSITIVE MEDIUM
PB	POSITIVE BIG

Tableau IV- 2 membership function des variables de la logique floue


acceleration (7)
vitesse (7)
flpss2
(mamdani)
49 rules
tension (7)
System flpss2: 2 inputs, 1 outputs, 49 rules


NB
NM
NS
ZE
PS
PM
PB
Degree of membership
acceleration


NB
NM
NS
ZE
PS
PM
PB
Degree of membership
vitesse

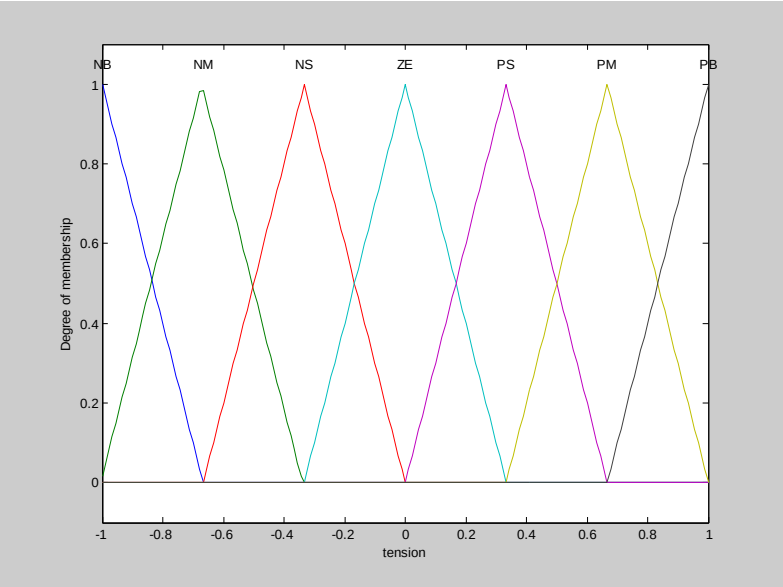


Figure IV- 4 membership function

RULE BASE DE REGULATEUR A BASE DE LA LOGIQUE FLOUE

SPEED DEVIATION	ACCELERATION						
	NB	NM	NS	ZE	PS	PM	PB
NB	NB	NB	NB	NB	NM	NM	NS
NM	NB	NM	NM	NM	NS	NS	ZE
NS	NM	NM	NS	NS	ZE	ZE	PS
ZE	NM	NS	NS	ZE	PS	PS	PM
PS	NS	ZE	ZE	PS	PS	PM	PM
PM	ZE	PS	PS	PM	PM	PM	PB
PB	PS	PM	PM	PB	PB	PB	PB

Tableau IV- 3 RULE BASE

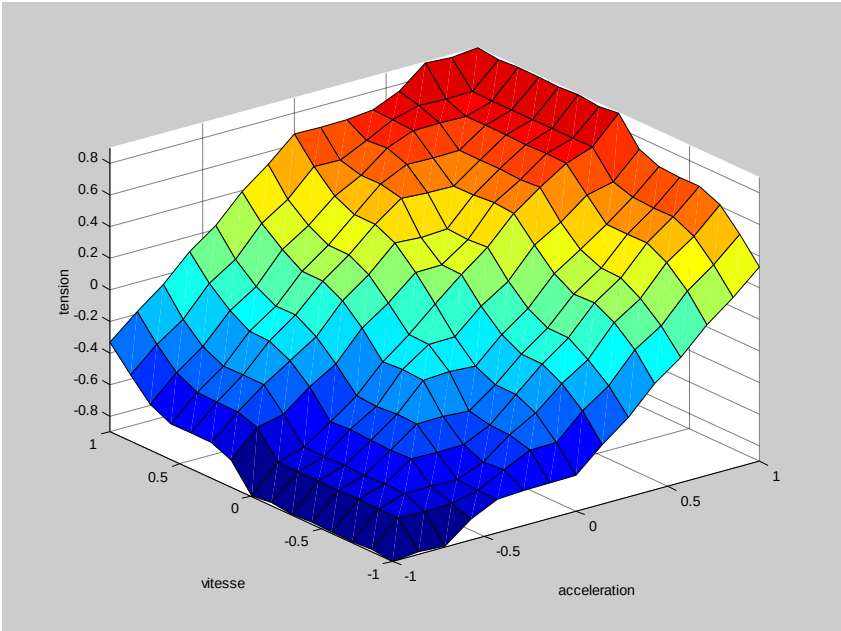


Figure IV- 5 surface viewer

IV.1.5. Simulation et résultats :

Les performances de la machines synchrone reliés a un jeu de barre infini sont étudier

I. Sans excitation
II. Avec excitation seulement
III. Avec un PSS classique avance /retard (lead /lag)
IV. Et finalement avec un PSS basé sur la logique foue

Les paramètres de la machine étudie sont donnés par le tableau suivant [30]:

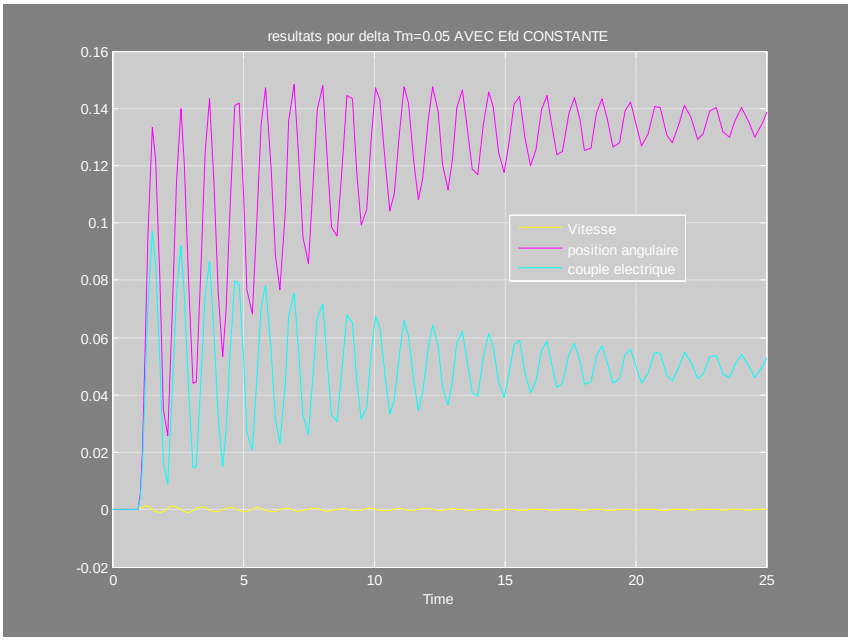
Paramètres	Valeurs numériques
P	0.9
Q	0.3
E_t	1.0
F	50
Xd	1.81
Xq	1.76
Xd1	0.3
XL	0
Xe	0.65
Ra	0.003
Td01	8.0
H	3.5
Ω0	314
D	0
T_R	0.02
E_{Tmag}	1.0
L_{adu}	1.65
L_{aqu}	1.60
R_{fd}	0.0006
L_{fd}	0.153
K_{sd}	0.8491
K_{sq}	0.8491
K_{sdl}	0.434
K_{sql}	0.434
A_{SAT}	0.031
B_{SAT}	6.93
ψ_1	0.8

Tableau IV- 4 Paramètres de système étudie

a. Performance avec Efd constante (sans AVR) :

Les caractéristiques dynamiques de système sont exprimées au terme des constantes K calculés pour les paramètres de la machine cités dans le tableau précédent :

Avec K1=0.7655, K2=0.8649, K3= 0.3230, K4=1.4217



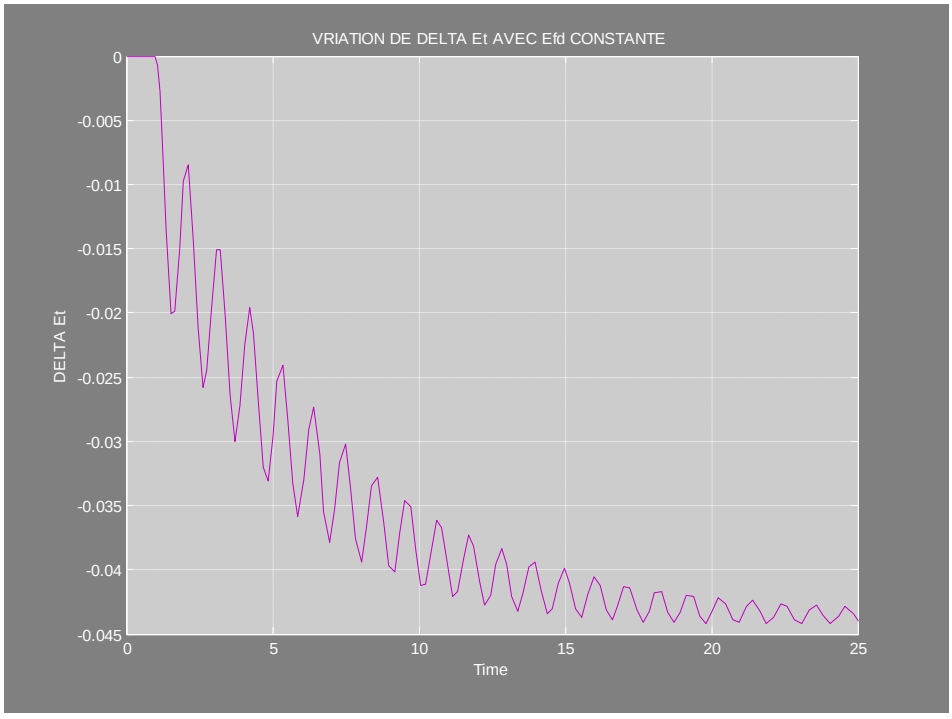


Figure IV- 15 Performance avec Efd constante (sans AVR)

b. Performance avec AVR :

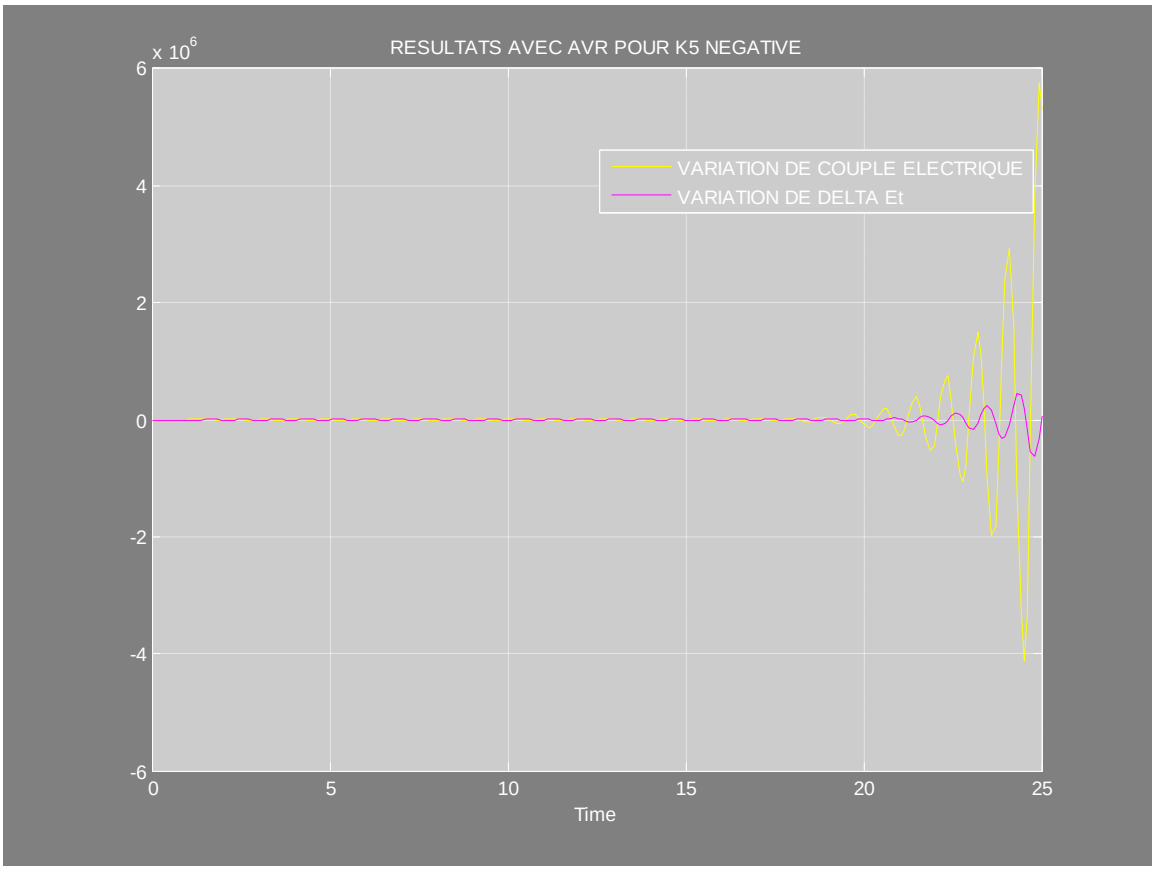
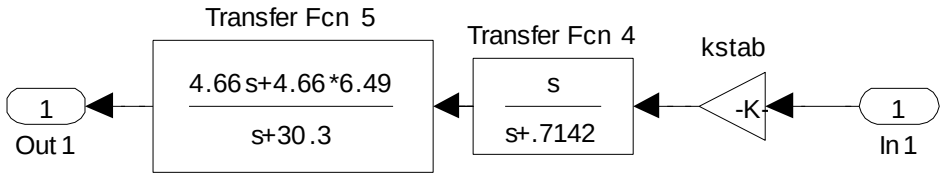


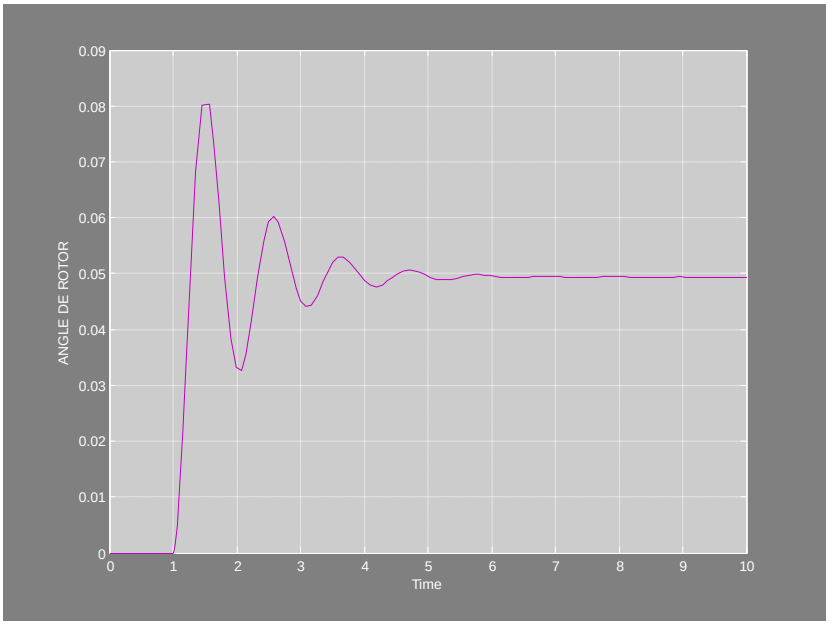
Figure IV- 6 Performance avec AVR pour ΔTm=0.05

On remarque que le système est instable puisque l'AVR seul introduit un amortissement négatif ce qui augmente les oscillations de système et il devient ainsi instable

c. PERFORMANCE AVEC UN PSS CLASSIQUE AVANCE/RETARD :

Avec le model de PSS avance /retard suivant





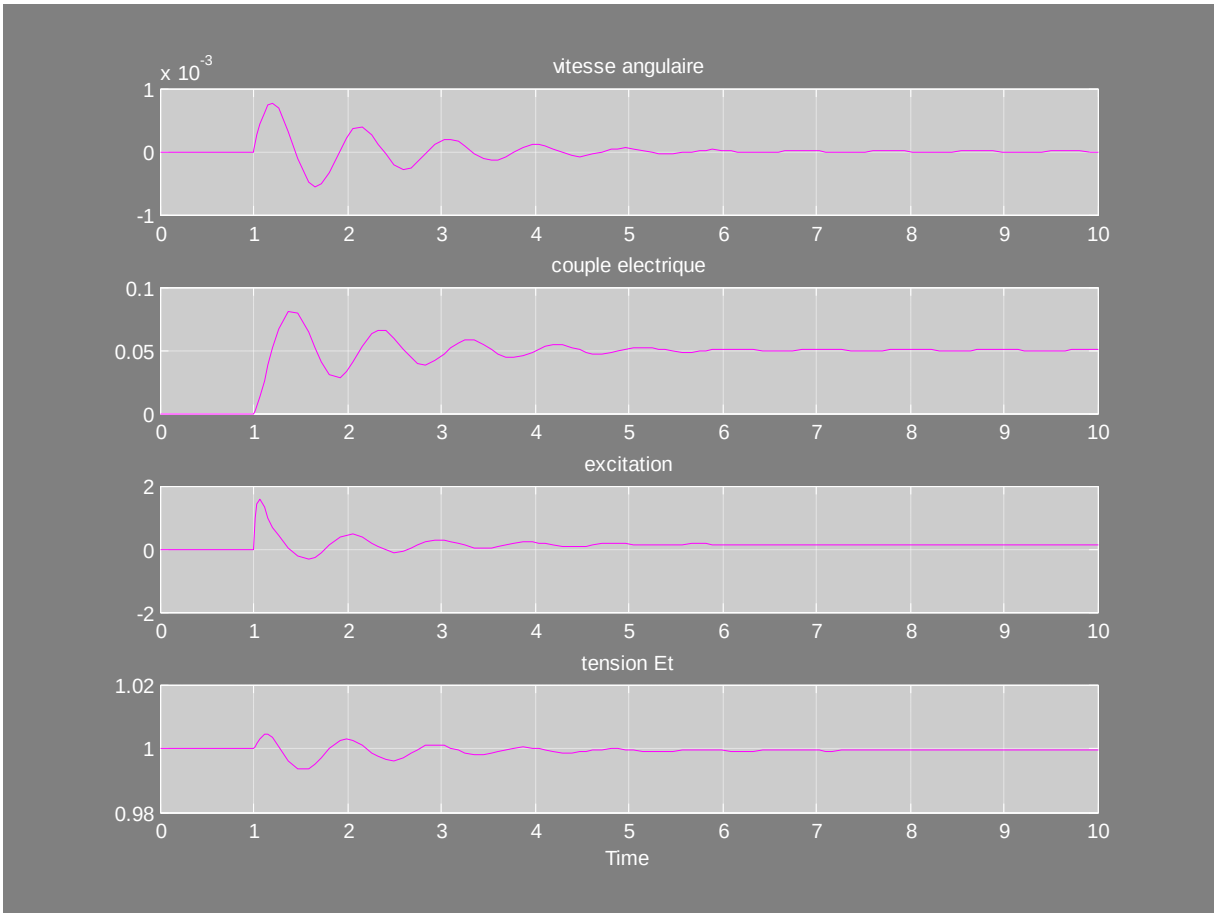
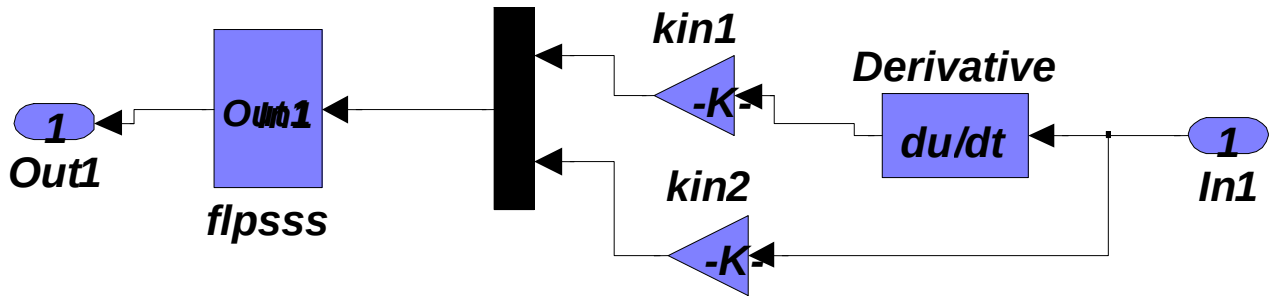


Figure IV- 7 PERFORMANCE AVEC UN PSS CLASSIQUE AVANCE/RETARD

d. Performance avec un PSS à base de la logique floue :

Où flPSS est un régulateur à base de la logique floue



La simulation est faite pour les valeurs suivants :

Kin1=1.6 , Kin2=29.56 , Kout=1.06 .

Le bloc flpss est un « fuzzy logique bloc » préparer en utilisant matlab 7.4.

Il est implémenté en utilisant (fuzzy inference system)FIS propreité suivantes :

And method : Min

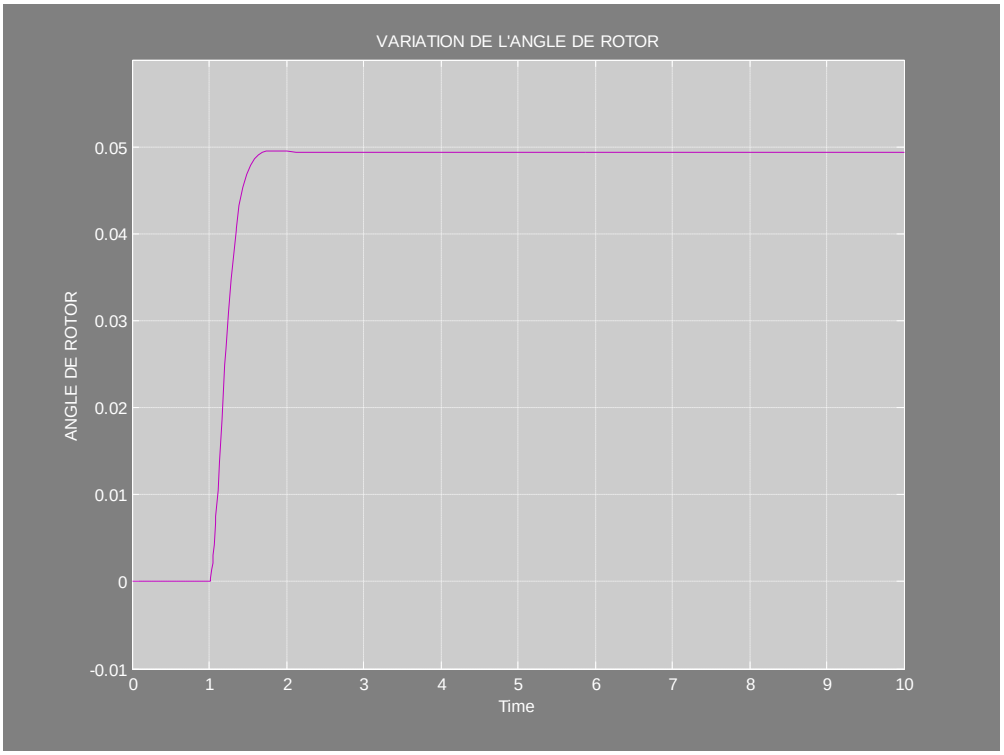
Or method : Max

Implication : Min

Aggregation : max

Deffuzzification : centroid

RESULTATS:



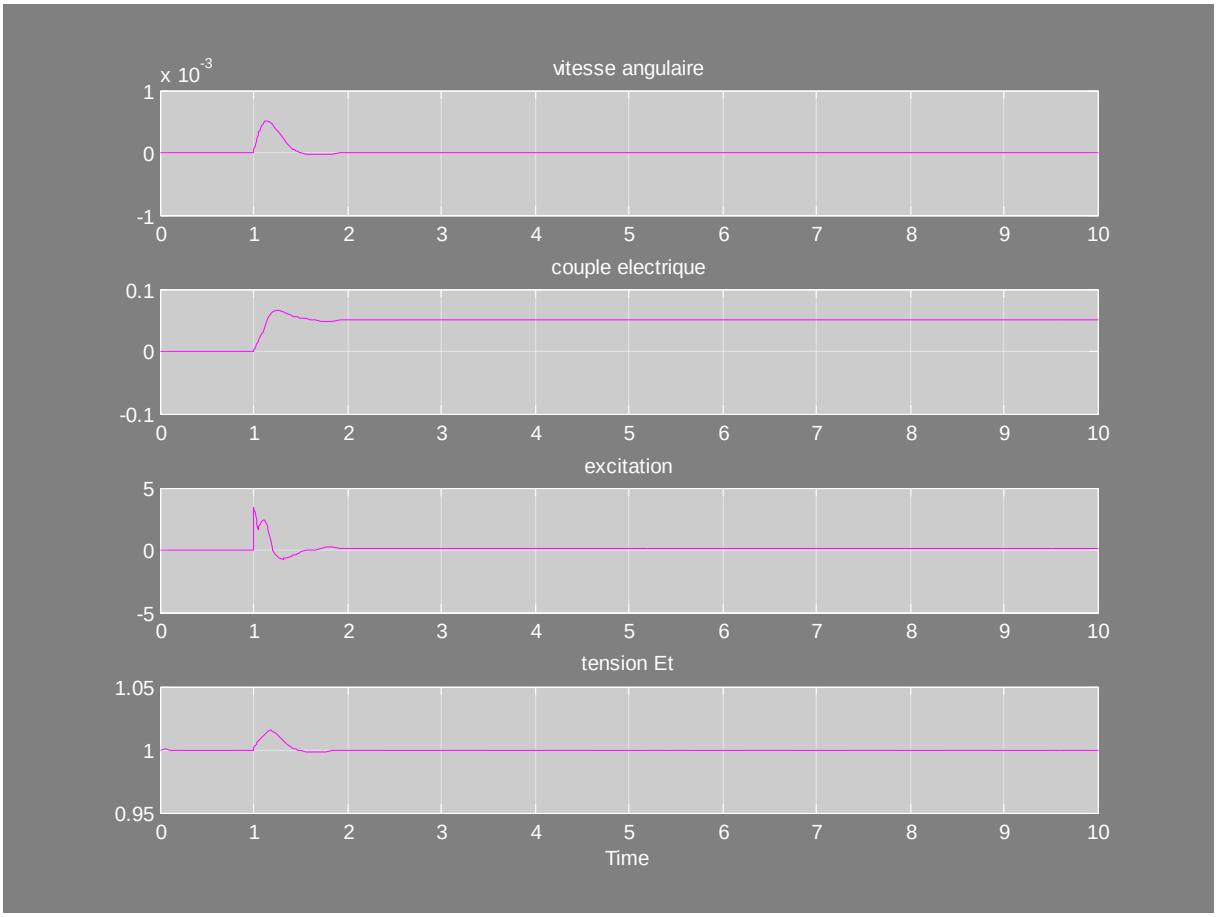


Figure IV- 18 Performance avec un PSS à base de la logique floue

IV.1.6. COMPARAISON DES PERFORMANCES AVEC LEAD /LAG PSS ET FUZZY LOGIQUE PSS :

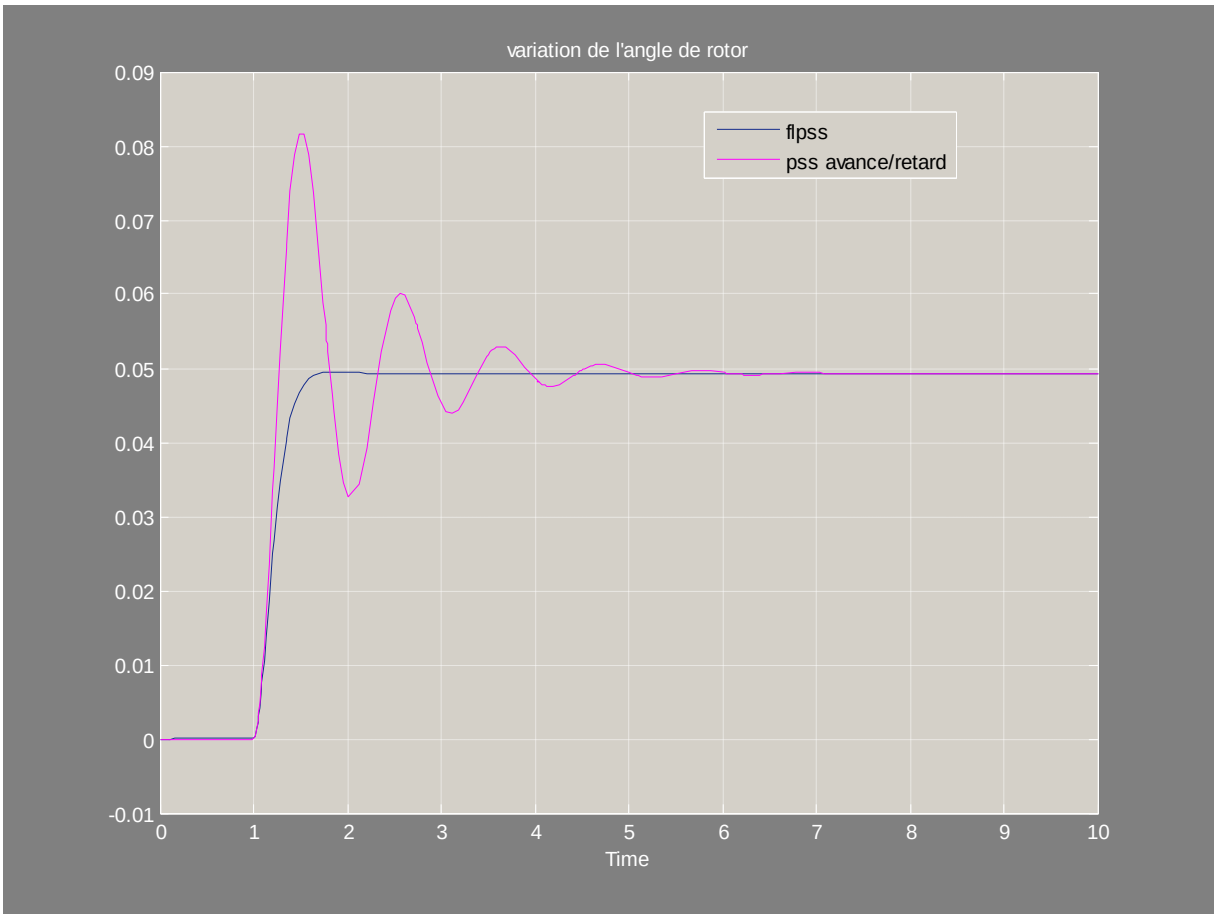


Figure IV- 19 comparaison de la variation de l'angle de rotor

	Valeur max [pu]	Temps de stabilisation[s]
Logique floue	0.05	1.54
PSS classique	0.081	4.28

Tableau IV- 5 résultats pour l'angle de rotor

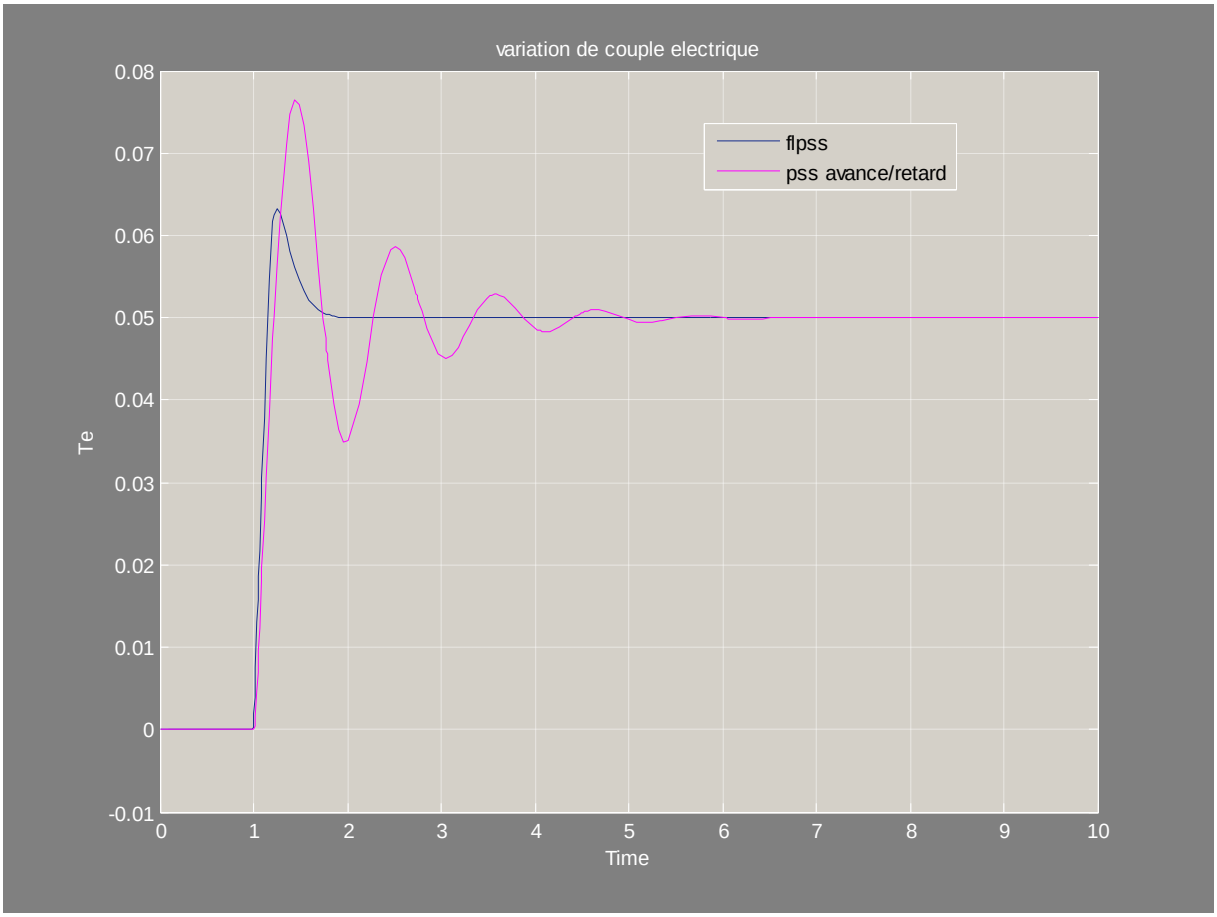


Figure IV- 8 comparaison de variation de couple électrique

	Valeur max [pu]	Temps de stabilisation[s]
Logique floue	0.062	1.54
PSS classique	0.076	4.28

Tableau IV- 6 résultats de couple électrique

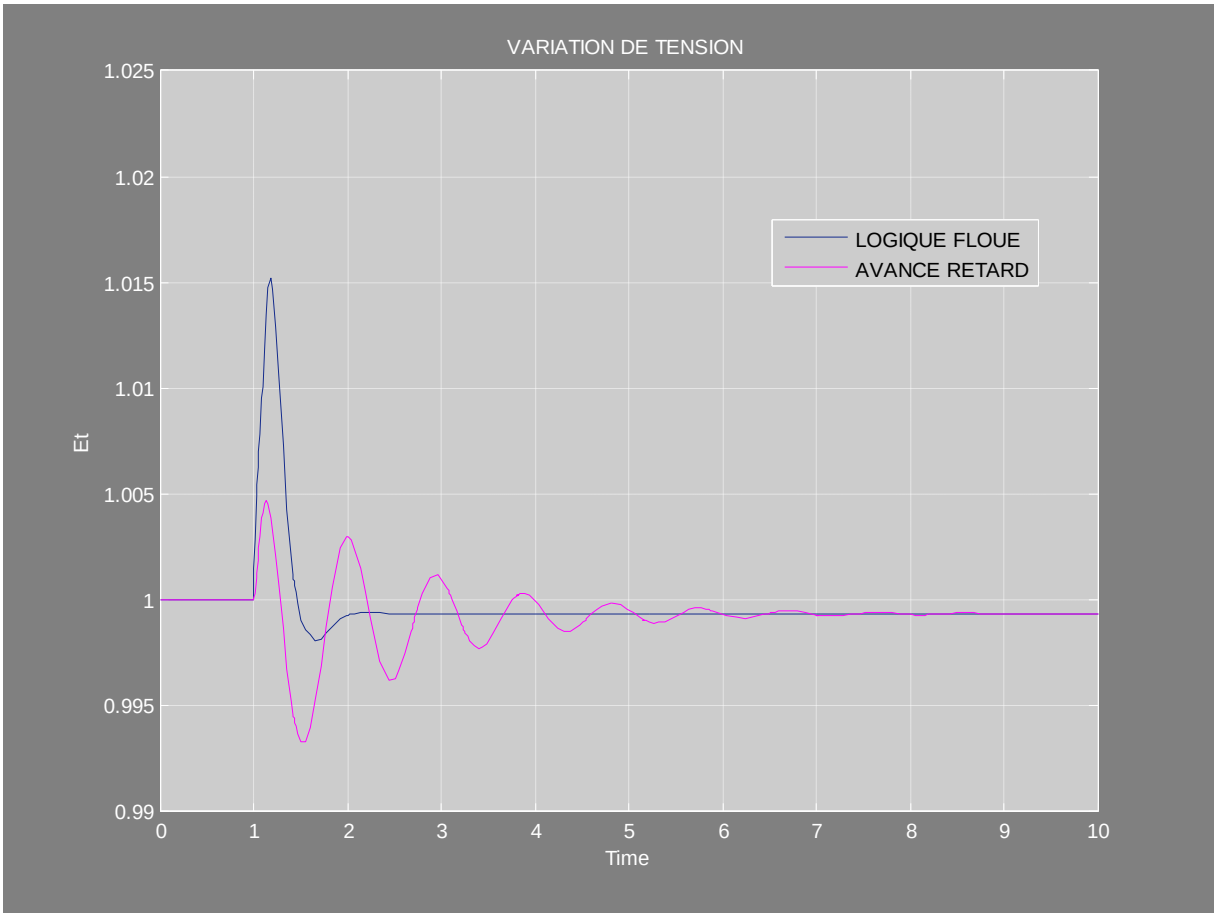


Figure IV- 9 comparaison de la variation de la tension Et

	Valeur max [pu]	Temps de stabilisation[s]
Logique floue	1.017	1.54
PSS classique	1.007	4.28

Tableau IV- 7 résultats de la tension Et

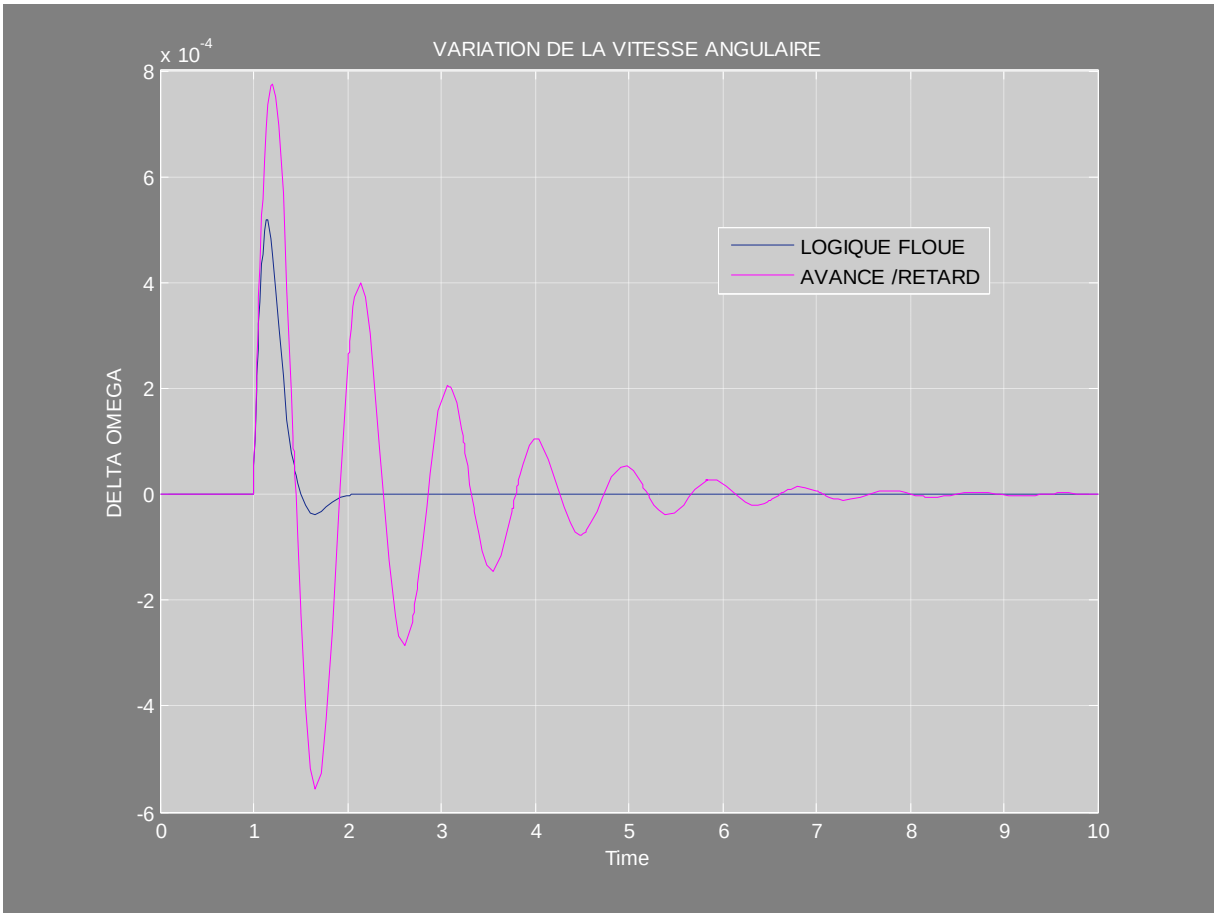


Figure IV- 10 comparaison de la variation de la vitesse angulaire

	Valeur max [pu]	Temps de stabilisation[s]
Logique floue	0.0005	2
PSS classique	0.00077	4.78

Tableau IV- 8 résultats de la vitesse angulaire

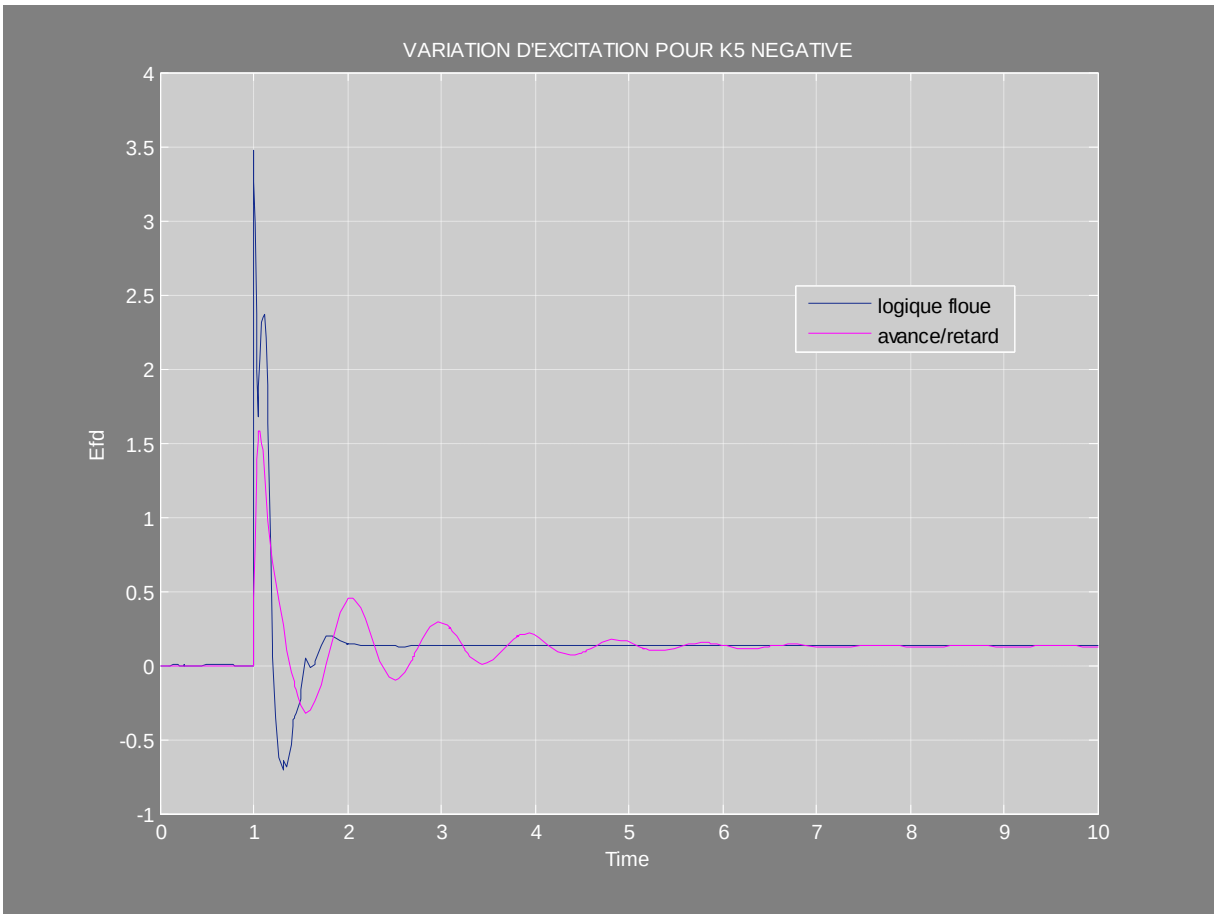


Figure IV- 11 comparaison d'excitation

	Valeur max [pu]	Temps de stabilisation[s]
Logique floue	3.47	1.54
PSS classique	1.52	4.28

Tableau IV- 9 résultats d'excitation

IV.1.7. Conclusion :

en pratique K5 est dans la plus part des cas négative dans ces cas un grand gain d'excitation est bénéfique pour augmenter le couple synchronisant. Cependant il introduit un amortissement négative donc il faut faire un compromis pour avoir en même temps un couple synchronisant suffisant est un bon amortissement selon les conditions opératoires de système. Ceci n'est pas toujours possible avec un système d'une grande réactance externe même avec une faible excitation le coefficient d'amortissement peut être négative ;

le PSS donne une solution à ce problème en permettant d'utiliser un grand signal d'excitation sans perdre la stabilité de système.

Les résultats montre que le PSS basé sur la logique floue donne une meilleur stabilité de l'angle de rotor par rapport au PSS classique avance/retard néanmoins il donne des pics de courte durée (<0.2s) de signal d'excitation Efd plus grand que celles de PSS classique, avec un limiteur de tension ceci ne pose pas de problème.

Les recherches antérieures témoignent du succès de la logique floue dans l'amélioration de la qualité de fonctionnement des réseaux électriques sous contraintes d'incertitudes et d'effets non linéaires. Alors que certaines structures à logique floue sont encore à l'étape primitive ou sous investigation, d'autres sont déjà pratiques dans l'industrie avec beaucoup de succès. Les méthodes conventionnelles de réglage de la tension sont basées sur des modèles mathématiques précis. Le réseau électrique est un système à plusieurs paramètres incertains et difficiles à modéliser. Les modèles mathématiques ne prévoient des solutions que pour des situations très spécifiques étant donné qu'ils sont déduits en fonction de certaines hypothèses qui simplifient les analyses. Il existe donc une limitation très importante dans les modèles des réseaux électriques.

Pour ce faire, les applications des technologies intelligentes, la logique floue en particulier, ont été analysées dans les différents domaines des réseaux électriques, La logique floue a donc émergée comme un outil complémentaire aux approches mathématiques et s'est montrée très efficace dans la stabilité des réseaux électriques.

IV.2. REGULATION DE LA FREQUENCE

Dans tout système électrique de puissance, il importe de maintenir la fréquence dans une plage étroite autour de sa valeur nominale (50 ou 60 Hz). Le respect strict de cette valeur est non seulement nécessaire au fonctionnement correct des charges mais, comme on va le voir, il est également l'indicateur d'un équilibre entre puissances actives produites et consommées.

Le maintien de cet équilibre est essentiel car l'énergie électrique n'est pas emmagasinable, du moins pas dans les quantités suffisantes pour faire face aux fluctuations de la demande ou aux incidents. Elle doit donc être produite au moment où elle est demandée.

Considérons par exemple une augmentation brutale de la demande. Dans les toutes premières secondes, l'énergie correspondante va être prélevée sur l'énergie cinétique que possèdent les masses tournantes des unités de production. Ceci va entraîner une diminution de la vitesse de rotation de ces unités, c'est-a-dire de la fréquence du réseau. Cet écart de vitesse est détecté et corrigé automatiquement par les régulateurs de vitesse. Dans l'exemple qui nous occupe, ces régulateurs vont augmenter l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines de manière a ramener les vitesses autour de leurs valeurs nominales, et donc la fréquence du réseau. Une fois le système revenu à l'équilibre, les unités conservent cette admission de fluide plus élevée, donc une production de puissance plus élevée, équilibrant la demande également plus élevée.

Cette régulation en centrale est appelée régulation primaire. Elle intervient la première sur l'échelle des temps: typiquement, quelques secondes après une perturbation.

IV.2.1. Modélisation

a. Générateur synchrone

Les équations mécaniques du GS sont d'une grande importance lors de l'analyse du réglage de f.

En régime permanent le couple électrique appelé par le réseau (Telec) est égal au couple mécanique (Tmec) fourni par la turbine (sans perte). Sous perturbation, il se crée un couple d'accélération (Ta) résultant de l'écart entre les couples électrique et mécanique. Selon le principe de rotation des corps, on obtient :

$$T_a = T_{mec} - T_{elec} = J\frac{d^2\delta_m}{dt^2} = J\frac{d\omega_m}{dt} \qquad \text{(IV-2-1)}$$

où

J - le moment d'inertie de l'axe du GS avec la turbine, [Kg.m²]

δm - la position du rotor avant la perturbation, [rad]

ωm - la vitesse angulaire du rotor, [rad/s]

L'énergie cinétique du rotor est égale à

Wk = ½ J ωm² = ½ M ωm (IV-2-2)

où M est la constante d'inertie. L'expression (IV-2-1) devient alors

$$J\omega_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = \omega_m T_{mec} - \omega_m T_{elec} = P_{mec} - P_{elec} = M \frac{d^2\delta_m}{dt^2} \quad \text{(IV-2-3)}$$

Si δe est l'angle de puissance électrique, et p le nombre de pôles du GS.

Alors

δelec = (p/2) δm (IV-2-4)
ωelec = (p/2) ωm (IV-2-5)

Dans ce cas, l'équation (IV-2-3) devient

$$\frac{2}{p} M \frac{d^2\delta_{elec}}{dt^2} = P_{mec} - P_{elec} \quad \text{(IV-2-6)}$$

Définissons la constante d'inertie par unités (H) comme le rapport entre l'énergie cinétique Wk et la puissance totale de base (SB) dans le système des unités relatives (par unité). La valeur de H est comprise entre 1 à 10 secondes. L'expression (IV-2-6) peut subir une série de transformations mathématiques simples pour enfin être écrite, dans le système des unités, comme suit (Saadat, 1999) :

$$\frac{H}{\pi f_0} \frac{d^2\delta_{elec}}{dt^2} = P_{mec} - P_{elec} \quad \text{(IV-2-7)}$$

où f0 = fn = 50 Hz est la fréquence nominale du réseau et δelec est exprimé en radian électrique.

Supposons que le GS soit soumis à une perturbation légère Δ de son point nominal de fonctionnement. L'expression (IV-2-7) devient alors

$$\frac{H}{\pi f_0}\frac{d^2\Delta\delta_{elec}}{dt^2} = \Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} \qquad \text{(IV-2-8)}$$

Si on transforme (IV-2-8) en Laplace on aboutit à l'expression suivante

$$\Delta f(s) = \frac{1}{2Hs}\left[\Delta P_{méc}(s) - \Delta P_{élec}(s)\right] \qquad \text{(IV-2-9)}$$

L'équation (IV-2-9) est le modèle linéaire d'un GS soumis à une légère perturbation et

Représenté à la figure 2.2.

b. La centrale thermique

La turbine constitue la source principale de l'énergie mécanique pour la rotation du GS. Les turbines à vapeur transforment l'énergie stockée sous forme de haute pression et haute température en énergie mécanique. Généralement, elles sont composées de plusieurs sections cylindriques couplées en série. Elles peuvent être du type tandem– compound ou cross compound. Le modèle cross–compound est très efficace et dynamique mais très coûteux. Il est donc très peu utilisé. La plupart des installations actuelles sont équipées des tandem–compound [57].

Du point de vue configuration, on distingue deux types de turbines tandem– compound : les turbines avec et sans réchauffeur. Le principe de fonctionnement de la turbine à vapeur simple se résume comme suit. La vapeur qui quitte la boîte à vapeur est chauffée à haute pression dans la section

Le gouvernail d'une turbine à vapeur :

Le gouvernail assure la régulation, en temps normal, de la fréquence du GS par rapport à la variation des charges du réseau. Au-delà de cette fonction, il doit aussi veiller à l'excès et à la variation de *f*. Le réglage de la fréquence charge est connu sous le nom du contrôle primaire. Il permet au gouvernail de fonctionner avec une variation de vitesse de 4–5% de la valeur nominale.

La figure IV-26 est le modèle d'un gouvernail hydraulique pour lequel le mode de fonctionnement se résume de la manière suivante :

Lorsque la vitesse de rotation du GS croît, les ressorts du régulateur à masselottes s'écartent à la suite d'une force centrifuge. L'action des ressorts provoque l'ouverture ou la fermeture des orifices de l'amplificateur dépendamment de la variation de la vitesse.

Les orifices de l'amplificateur, lorsque la vitesse croît, se déplacent vers le haut dans le but de réduire l'ouverture des valves (ou soupapes). Le variateur de vitesse est un servomoteur

commandé automatiquement ou manuellement. Son rôle est d'ajuster la charge afin de tenir la fréquence nominale.

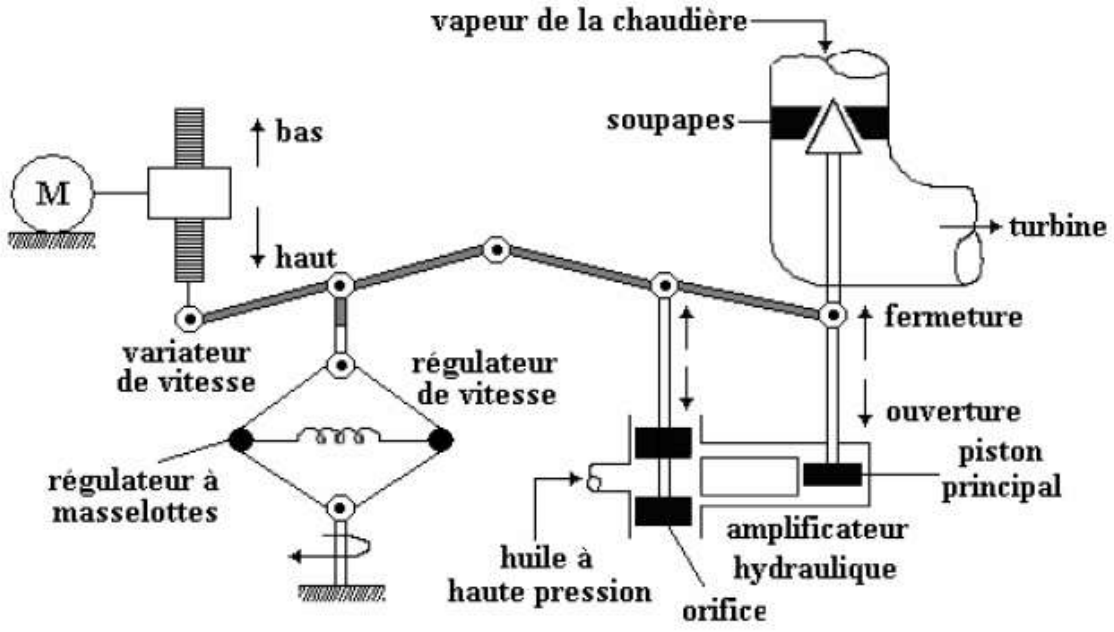


Figure IV- 12 gouvernail d'une turbine à vapeur

La caractéristique du gouvernail dans le régime permanent est définie par la régulation de vitesse *R* qui est le rapport entre la variation de la vitesse et la variation de la puissance électrique, autrement appelé coefficient global d'autoréglage de l'ensemble du système:

$$R = \frac{\Delta\omega}{\Delta P_{élec}} \qquad \text{(IV-2-10)}$$

La valeur de *R* varie entre 5 et 6% de vide à pleine charge [43]. Le gouvernail agit comme un comparateur dont l'entrée est la variation de la puissance *ΔPg* qui est la différence entre la puissance de consigne *ΔPréf* et la puissance électrique *(Δω /R)* .

Dans le domaine *s* (opérateur de Laplace) on obtient :

$$\Delta P_g(s) = \Delta P_{réf}(s) - \frac{1}{R}\Delta f(s) \qquad \text{(IV-2-11)}$$

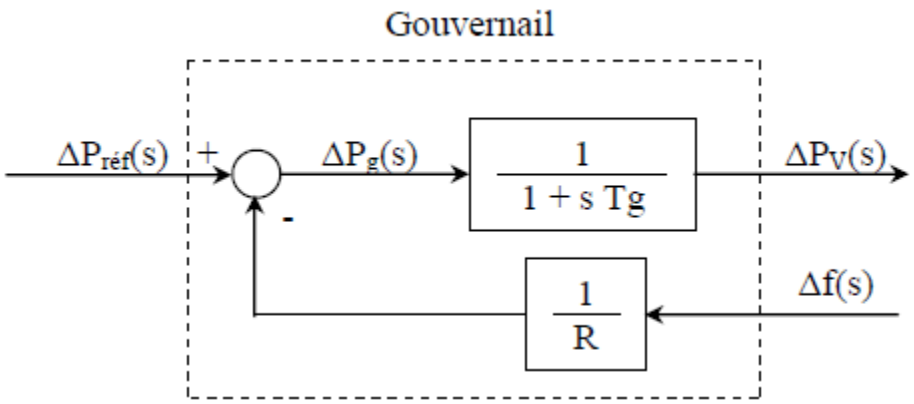


Figure IV- 13 model de gouvernail

La commande *ΔPg* est transformée en position des valves *ΔPV* au travers de l'amplificateur hydraulique avec un retard qui est exprimé par la constante de temps du gouvernail *Tg* sous l'hypothèse que la transformation de *ΔPg* en *ΔPV* se fait d'une façon linéaire. On obtient

$$\Delta P_V(s) = \frac{1}{1+sT_g}\Delta P_g(s) \qquad \text{(IV-2-12)}$$

Les expressions (IV-2-11) et (IV-2-12) résultent du modèle linéaire du gouvernail.

c. Les charges

Les charges dans un réseau, c'est la consommation de l'énergie produite. Elles sont industrielles ou commerciales ou encore résidentielles. Les variations des charges modifient les conditions de fonctionnement du GS et de l'ensemble du système. Lorsque le GS est soumis aux charges résistives, la puissance électrique qu'elle fournie est indépendante de la fréquence. Avec les charges des moteurs par contre la puissance est fonction de la fréquence à cause des déviations des vitesses des moteurs.

La relation entre la fréquence et la charge dans un réseau est exprimée de la manière suivante :

$\Delta P_{élec} = \Delta PL + D\,\Delta\omega$ (IV-2-13)

où

ΔPL - la variation des charges indépendantes de la fréquence

D - la constante d'amortissement de la charge

DΔω - la variation des charges dépendantes de la fréquence

Introduisant le modèle des charges (IV-2-13) dans le modèle du GS (IV-2-9), en transformant (IV-2-13) en Laplace, on aboutit au modèle linéaire qui incorpore le GS et les charges dans un réseau isolé (figure). Remarquer que la composante (ou variation) des charges dépendantes de la fréquence est incluse dans le modèle du GS alors que celle des charges indépendantes de la fréquence est perçue comme une perturbation à l'entrée du GS.

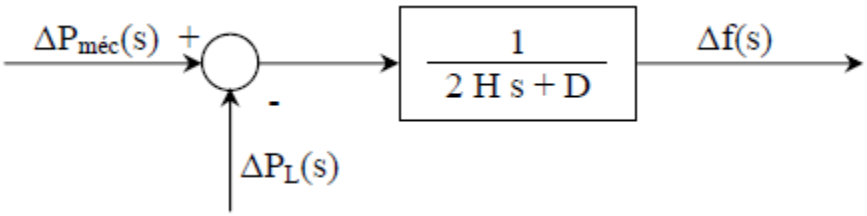


Figure IV- 14 Le modèle du GS et des charges dans une centrale électrique

IV.2.2. Le contrôle automatique de la génération (AGC)

a. Le réglage primaire

On a montré à partir de que l'écart *Ta* est à la base des variations de f du réseau. L'adaptation, à tout instant, de la production à la demande est donc un problème intimement lié à celui de la régulation de f. Cette adaptation peut être réalisée en faisant varier constamment la production pour satisfaire la demande. Le réglage fréquence – charge agit localement sur chaque groupe de production. Il assure, de façon automatique, la correction de la différence entre l'offre et la demande. Il aboutit à un nouvel équilibre dans l'ensemble du réseau interconnecté mais à une fréquence de fonctionnement différente de la fréquence de référence.

Posons $K_P = \frac{1}{D}$ et $T_P = \frac{2H}{fD}$ avec K_P le gain statique du système et T_p la constante de temps du système.

Combinons les diagrammes des figures dans un seul diagramme.

On aboutit au modèle du réglage fréquence – charge d'une centrale thermique à turbine thermique avec réchauffeur (figure). Ce modèle est approprié pour l'analyse de Réglage fréquence charge d'une centrale thermique [30]. Il est aussi valide pour une turbine sans réchauffeur.

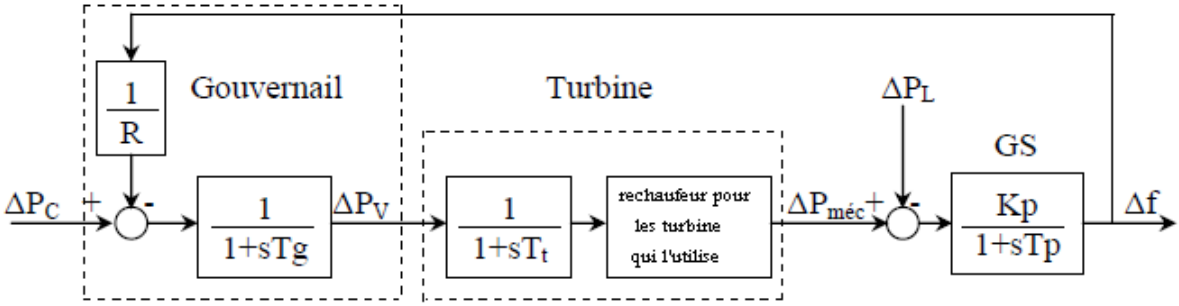


Figure IV- 15 La structure de réglage fréquence–charge d'une centrale thermique isolée

b. Le réglage secondaire

Dépendamment du coefficient global d'autoréglage (*R*), dans le régime permanent le réglage primaire répond toujours avec une *Δf* sous perturbation des charges (figureIV-30). La variation *Δf* est en général assez faible; toutefois, si la valeur moyenne des écarts de *f* n'est pas nulle, il se produit une dérivée de *f* qui nécessite une action correctrice [48]. Il apparaît donc nécessaire de superposer au réglage primaire un réglage supplémentaire dont le rôle est d'adapter la production à la demande de façon à ramener *f* à sa valeur de consigne et de maintenir les échanges de puissance entre les autres réseaux, dans le cas d'un réseau d'interconnexion. Pour ce faire, plusieurs stratégies de réglage ont été proposées dans la littérature. Parmi les méthodes proposées, la plus utilisée c'est le régulateur PI [49][46][50][51][52][53][54][55].

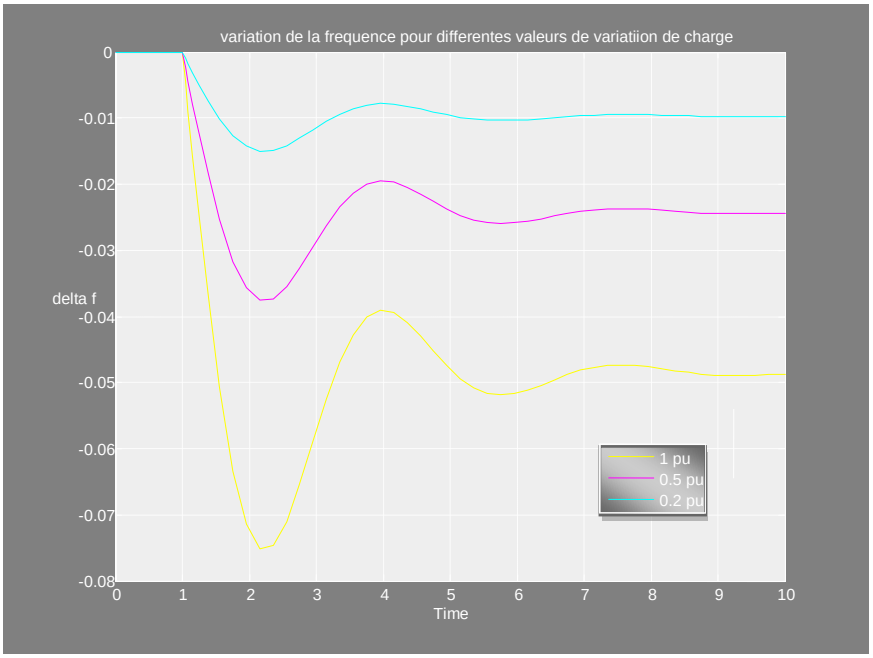


Figure IV- 16 Variation de la fréquence d'une centrale thermique isolée sous différentes perturbations de charge

Le régulateur PI agit directement sur la valeur de consigne des charges (*ΔPC*). Alors, comme les charges varient continuellement, la génération est ajustée automatiquement par le régulateur primaire et secondaire afin de restaurer *f* à sa valeur nominale (*fn*). Cette manœuvre d'ajustement de *f* sous l'action du régulateur supplémentaire porte le nom de réglage ou contrôle automatique de la génération (AGC)

L'AGC a pour objectifs [40][41][42][43]:

(1) de maintenir *f* proche de *fn* (*fn* = 50 Hz) dans le régime permanent.

(2) de contrôler les puissances échangées sur les liaisons d'interconnexion entre réseaux à gestion séparée. C'est-à-dire de maintenir les variations des puissances de transit avoisinants à zéro en régime permanent.

(3) de veiller à ce que chaque zone de contrôle absorbe sa propre variation des charges sans nuire au fonctionnement de l'autre.

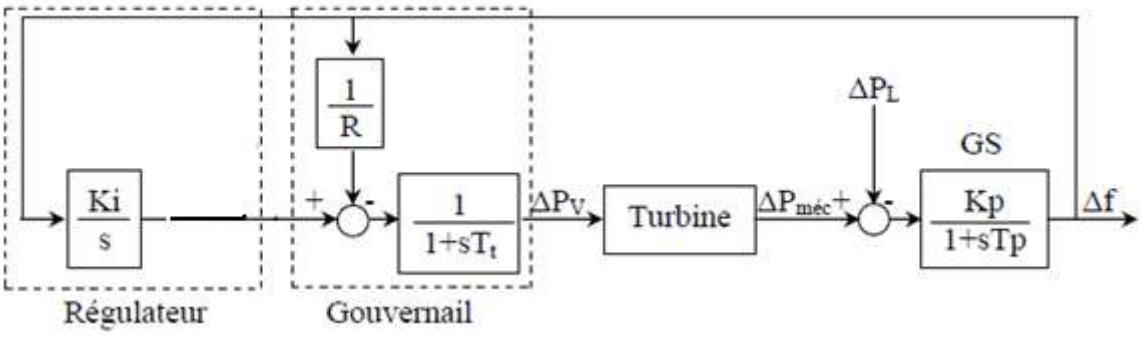


Figure IV- 17 La centrale thermique isolée avec réglage supplémentaire intégral

Il a été prouvé par Bengiammin (1982), Elgerd (1970), Fosha (1989) et Jalleli (1992, 1999) [44][45][46][42][47]que l'action de l'intégrateur minimise *Δf* à zéro dans le régime permanent.

Les grands réseaux électriques sont normalement composés des zones de contrôle qui représentent chacune un groupe cohérent des GS couplés en parallèles. Les zones de contrôle sont interconnectées entre elles au travers des lignes de transport. Ces dernières assurent les échanges contractuels d'énergie entre les zones et pourvoient au support mutuel dans des conditions anormales de fonctionnement. Un tel réseau qui est composé des zones de contrôle est appelé réseau d'interconnexion. Le réseau d'interconnexion peut être composé de deux ou plusieurs zones.

La puissance de liaison entre les deux zones peut-être exprimée comme suit :

$$P_{tie} = \frac{E_1 E_2}{X_T} \sin(\delta_1 - \delta_2) \qquad \text{(IV-2-14)}$$

Avec *XT = X1 + Xtie + X2*

X1, X2 sont les réactances des GS correspondant alors que *Xtie* est la réactance de la ligne de transmission.

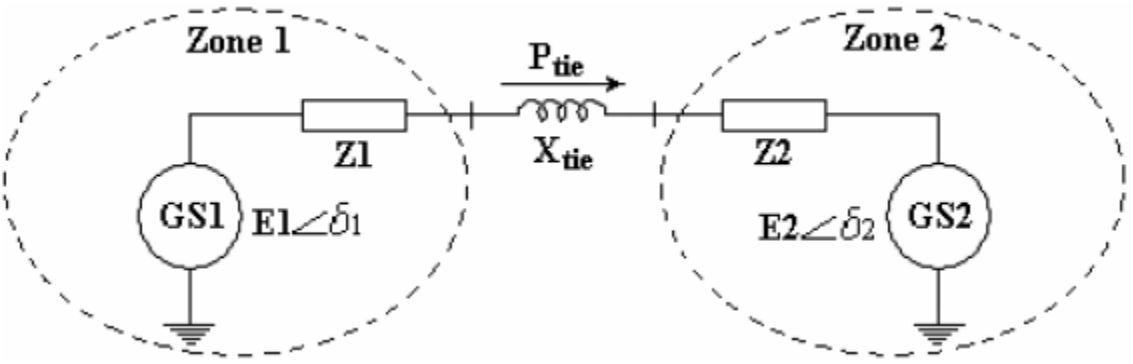
Linéarisons l'expression (IV-2-14) autour du point d'opération initial en supposant que le système est sous une légère perturbation. On obtient

$$\Delta P_{tie} = \left.\frac{dP_{tie}}{d\delta_{tie}}\right|_{\delta_{tie0}} (\Delta\delta_1 - \Delta\delta_2) = \frac{E_1 E_2}{X_T}\cos\Delta\delta_{tie0}\cdot\Delta\delta_{tie} = P_s\Delta\delta_{tie} \qquad \text{(IV-2-15)}$$

L'expression (IV-2-15) est le modèle linéaire d'un réseau d'interconnexion de deux zones de contrôle représenté à la figure. La liaison entres les zones est assurée par la puissance de synchronisation *Ps*. On constante que la liaison électrique se comporte comme une charge pour une zone et une décharge pour l'autre. Si la variation *ΔPtie* est positive, alors la puissance est transmise de la zone 1 à la zone 2.

En régime permanent, la variation de *f* est la même pour les deux zones de contrôle pour une perturbation totale de charges *ΔPL* :

$$\Delta f = \Delta f_1 - \Delta f_2 = \frac{-\Delta P_L}{(\frac{1}{R_1} + D1) + (\frac{1}{R_2} + D_2)} \qquad \text{(IV-2-16)}$$



Supposons que la zone 1 subit une perturbation des charges *ΔPL1*. On obtient :

$$\Delta P_{méc1} - \Delta P_{tie} - \Delta P_{L1} = \Delta f\, D_1 \qquad \text{(IV-2-17)}$$

$$\Delta P_{méc2} - \Delta P_{tie} = \Delta f\, D_2 \qquad \text{(IV-2-18)}$$

$$\text{où } \Delta P_{méc1(2)} = \Delta f / R_{1(2)} \qquad \text{(IV-2-19)}$$

Remplaçons (IV-2-16) dans (IV-2-17) et (IV-2-18), on a

$$\Delta f = \frac{-\Delta P_{L1}}{(\frac{1}{R_1} + D_1) + (\frac{1}{R_2} + D_2)} = \frac{-\Delta P_{L1}}{B_1 + B_2} \qquad \text{(IV-2-20)}$$

$$\Delta P_{tie} = \frac{-\Delta P_{L1}(\frac{1}{R_2} + D_2)}{(\frac{1}{R_1} + D_1) + (\frac{1}{R_2} + D_2)} = \frac{-\Delta P_{L1} B_2}{B_1 + B_2} \qquad \text{(IV-2-21)}$$

Il va sans dire, de (IV-2-20) et (IV-2-21), que la variation *ΔPL1* provoque une croissance de *Δf* et *ΔPtie*. Autrement dit, les perturbations des charges dans une zone influencent le fonctionnement de l'autre zone; ce qui ne correspond pas aux objectifs assignés à AGC.

Cette problématique est résolue par l'ajout d'une commande supplémentaire au réglage secondaire formée de *ΔPtie* et *(Δf*B)*[30][43]. Cette commande supplémentaire, appelée erreur de la zone de contrôle (ACE) est définie comme

$$ACE_1 = \Delta P_{tie} + B_1 \Delta f \qquad \text{(IV-2-22)}$$

$$ACE_2 = \Delta P_{tie} + B_2 \Delta f \qquad \text{(IV-2-23)}$$

Schéma de système avec régulation intégrale conventionnelle

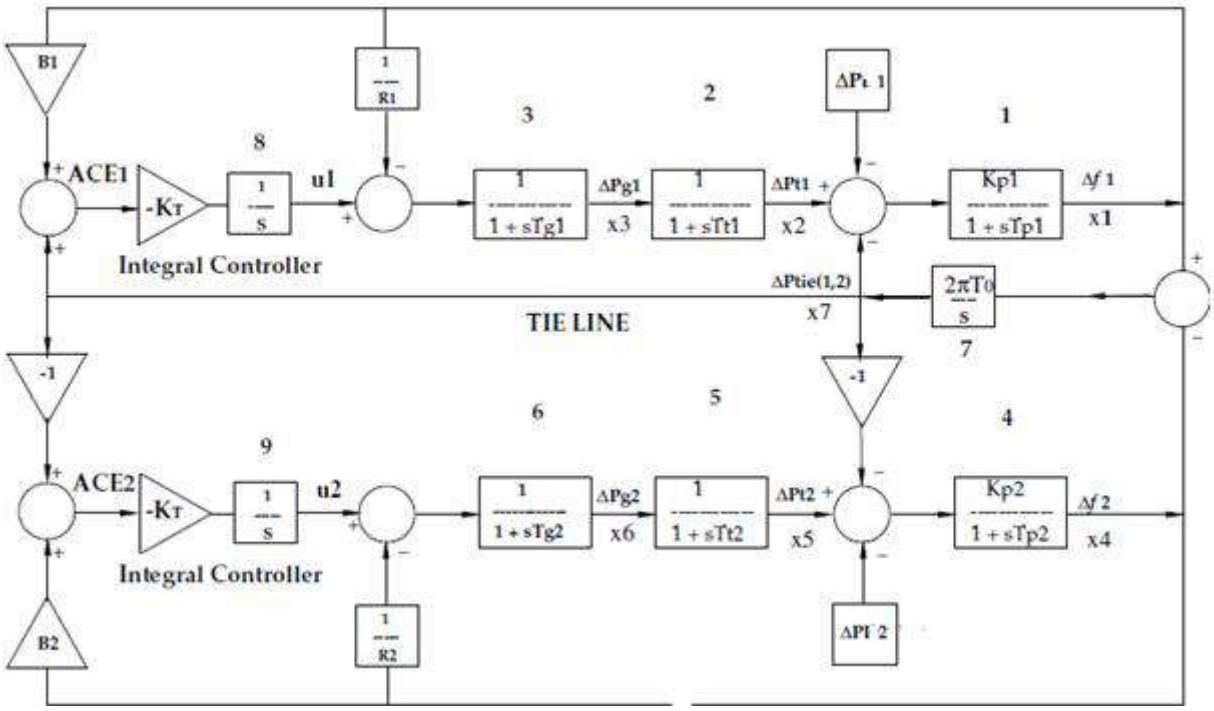


Figure IV- 18 schéma de deux turbos générateurs interconnectés avec régulation intégrale

IV.2.3. REGULATION PAR COMMANDE OPTIMALE :

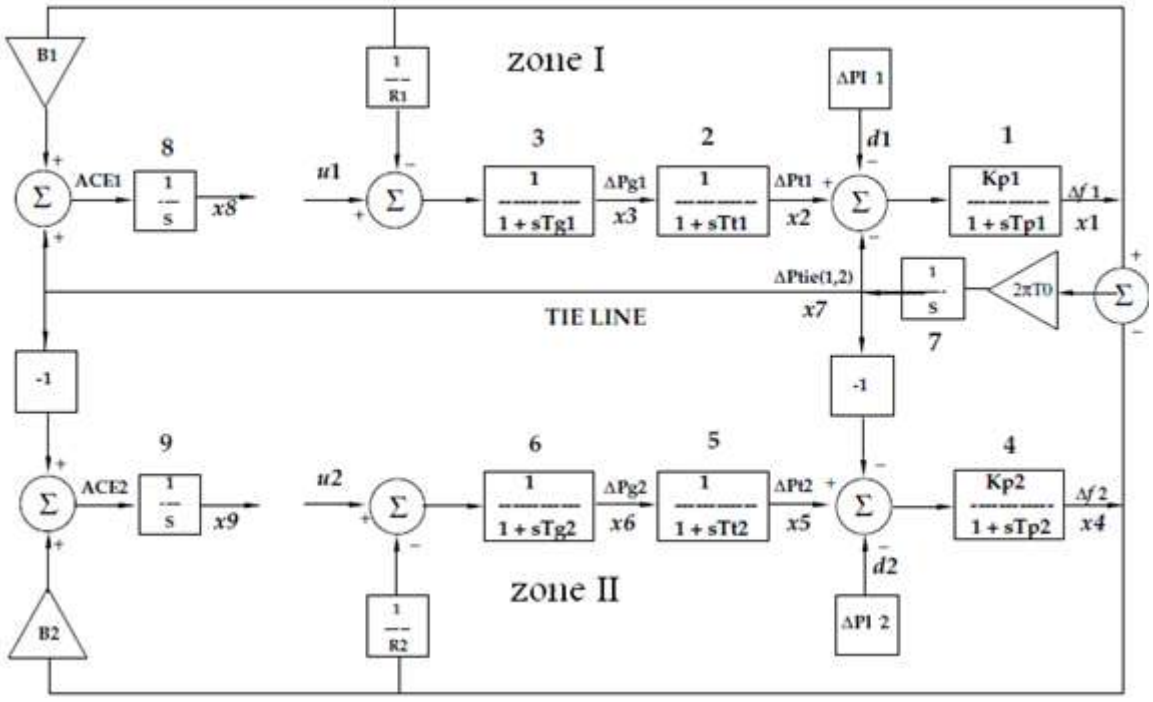


Figure IV- 19 schéma de deux turbos générateurs interconnectés avec commande optimale

Model d'état de système :

Dans le model de la figure IV-31 on à choisit les variables d'état comme suit **:**

$$x_1 = \Delta f_1 \qquad x_2 = \Delta Pt_1 \qquad x_3 = \Delta Pg_1 \qquad x_4 = \Delta f_2 \qquad x_5 = \Delta Pt_2 \qquad x_6 = \Delta Pg_2$$

$$x_7 = \Delta P_{tie(1,2)} \qquad x_8 = \int ACE_1\, dt \qquad x_9 = \int ACE_2\, dt$$

Entrées de commande : u_1 et u_2

Entrées de perturbation : $d_1 = \Delta P_{L1}\ et\ d_2 = \Delta P_{L2}$

Equations d'état :

A partir des bloques numéroté de 1 à 9 dans le schéma fonctionnel

Bloque 1 :

$$x_1 + T_{P1}\dot{x}_1 = K_{P1}(x_2 - x_7 - d_1)$$

$$\dot{x}_1 = -\frac{1}{T_{P1}}x_1 + \frac{K_{P1}}{T_{P1}}x_2 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}x_7 - \frac{K_{P1}}{T_{P1}}d_1$$

Bloque 2

$$x_2 + T_{t1}\dot{x}_2 = x_3$$

$$\dot{x}_2 = -\frac{1}{T_{t1}}x_2 + \frac{1}{T_{t1}}x_3$$

Bloque 3

$$x_3 + T_{g1}\dot{x}_3 = -\frac{1}{R_1}x_1 + u_1$$

$$\dot{x}_3 = -\frac{1}{R_1 T_{g1}}x_1 - \frac{1}{T_{g1}}x_3 + \frac{1}{T_{g1}}u_1$$

Bloque 4

$$x_4 + T_{P2}\dot{x}_4 = K_{P2}(x_5 + x_7 - d_2)$$

$$\dot{x}_4 = -\frac{1}{T_{P2}}x_4 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}x_5 + \frac{K_{P2}}{T_{P2}}x_7 - \frac{K_{P2}}{T_{P2}}d_2$$

Bloque 5

$$x_5 + T_{t2}\dot{x}_5 = x_6$$

$$\dot{x}_5 = -\frac{1}{T_{t2}}x_5 + \frac{1}{T_{t2}}x_6$$

Bloque 6

$$x_6 + T_{g2}\dot{x}_6 = -\frac{1}{R_2}x_4 + u_2$$

$$\dot{x}_6 = -\frac{1}{R_2 T_{g2}}x_4 - \frac{1}{T_{g2}}x_6 + \frac{1}{T_{g2}}u_2$$

Bloque 7

$$\dot{x}_7 = 2\pi T^0 x_1 - 2\pi T^0 x_4$$

Bloque 8

$$\dot{x}_8 = B_1 x_1 + x_7$$

Bloque 9

$$\dot{x}_8 = B_2 x_4 - x_7$$

On peut arranger les 9 équations précédentes pour former un système de la forme

$$x = Ax + \dot{B}u + \Gamma\mathrm{d}$$

Où

A(9x9) : matrice d'état **B(9x2) : matrice de commande** $\boldsymbol{\Gamma(9x2)}$ **: matrice de perturbation**

Les matrices A et B et $\boldsymbol{\Gamma}$

A =

$$\begin{bmatrix}
-\frac{1}{T_{P1}} & \frac{K_{P1}}{T_{P1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{K_{P1}}{T_{P1}} & 0 & 0 \\
0 & -\frac{1}{T_{t1}} & \frac{1}{T_{t1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
-\frac{1}{R_1 T_{g1}} & 0 & -\frac{1}{T_{g1}} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{P2}} & \frac{K_{P2}}{T_{P2}} & 0 & \frac{K_{P2}}{T_{P2}} & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{t2}} & \frac{1}{T_{t2}} & 0 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & -\frac{1}{R_2 T_{g2}} & 0 & -\frac{1}{T_{g2}} & 0 & 0 & 0 \\
2\pi T^0 & 0 & 0 & -2\pi T^0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\
B_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\
0 & 0 & 0 & B_2 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0
\end{bmatrix}$$

B=

$$\begin{bmatrix}
-\frac{K_{P1}}{T_{P1}} & 0 \\
0 & 0 \\
0 & 0 \\
0 & -\frac{K_{P2}}{T_{P2}} \\
0 & 0 \\
0 & 0 \\
0 & 0 \\
0 & 0
\end{bmatrix}$$

$\boldsymbol{\Gamma} =$

$$\begin{bmatrix}
0 & 0 \\
0 & 0 \\
\frac{1}{T_{g1}} & 0 \\
0 & 0 \\
0 & 0 \\
0 & \frac{1}{T_{g2}} \\
0 & 0 \\
0 & 0 \\
0 & 0
\end{bmatrix}$$

X vecteur d'état

U vecteur de commande

d vecteur de perturbation

$$x=\begin{bmatrix}x_1 & x_2 & x_3 & x_4 & x_5 & x_6 & x_7 & x_8 & x_9\end{bmatrix}^T \quad ; \quad u=\begin{bmatrix}u_1\\u_2\end{bmatrix} \quad ; \quad d=\begin{bmatrix}d_1\\d_2\end{bmatrix}$$

Recherche de la commande optimale :

Dans la commande optimale les entrées sont choisis comme une combinaison linéaire de variables d'état (X1, X2, …..,X9) comme suit :

u1= k11 X1+k12 X2+……..+k19 X9

u2 = k21 X1+k22 X2+……..+k29 X9

K(2x9) est la matrice de gain de feedback :

$$K=\begin{bmatrix}k_{11} & k_{12} & k_{13} & k_{14} & k_{15} & k_{16} & k_{17} & k_{18} & k_{19}\\ k_{21} & k_{22} & k_{23} & k_{24} & k_{25} & k_{26} & k_{27} & k_{28} & k_{29}\end{bmatrix}$$

L'équation d'état de système est

$$\dot{x}= Ax+Bu$$

u =-Kx

Détermination de K :

Pour déterminer K on minimise un indice de performance PI en transférant le système a partir d'une situation initiale X(0)≠0 vers l'origine dans un temps infinie X(∞)=0

$$PI=\frac{1}{2}\int_0^{\infty}\left(x^T Q\,x+u^T R\,u\right)dt$$

Les matrices Q et R sont choisis de telle sorte qu'elles répondent aux conditions suivantes :

1) la déviation de ACE soit minimale donc

ACE1=$B_1\Delta f_1+P_{tie}$ = $B_1X_1+X_7$ ET ACE2=$B_2\Delta f_2+P_{tie}$ = $B_2X_4-X_7$ soient minimales

2) la déviation de ∫ACE soit minimale donc X8 et X9

3) u1 et u2 minimale

Sous ces conditions :

$$PI = \frac{1}{2}\int_0^{\infty}\left[(B_1x_1 + x_7)^2 + (B_2x_4 - x_7)^2 + (x_8)^2 + (x_9)^2 + (u_1)^2 + (u_2)^2\right]dt$$

$$= \frac{1}{2}\int_0^{\infty}\left[{B_1}^2{x_1}^2 + 2B_1x_1x_7 + 2x_7^2 + {B_2}^2x_4^2 - 2B_2x_4x_7 + x_8^2 + x_9^2 + {u_1}^2 + {u_2}^2\right]dt$$

Ce qui donne :

$$Q = \begin{bmatrix} B_1^2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & B_1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & B_2^2 & 0 & 0 & -B_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ B_1 & 0 & 0 & -B_2 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \qquad R = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Le commande optimale est donnée par :

U=-KX

K est données par la relation :

$$K = R^{-1}B^TS$$

S est la solution unique de l'équation de riccati :

$$A^TS + SA - SBR^{-1}B^TS + Q = 0$$

L'équation de système en boucle fermée est

$$\dot{x} = Ax + B(-Kx) = (A - BK)x = A_C\,x$$

IV.2.4. Résultat de simulation :

Paramètres de système étudié [56] :

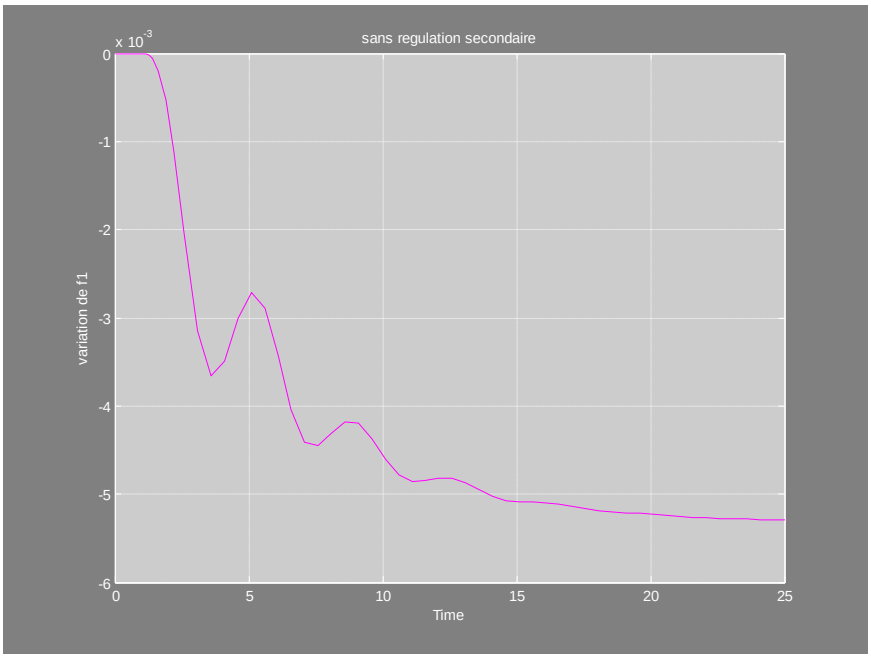
	Turbogénérateur isolé	Turbogénérateurs interconnectés	
		TG1	TG2
Régulation de vitesse R	0.05	0.05	0.0625
Coefficient d'amortissement D	0.6	0.6	0.90
Constante d'inertie H	5	5	4
Constante de temps du gouvernail Tg	0.2	0.2	0.3
Constante de temps de la turbine Tt	0.5	0.5	0.6

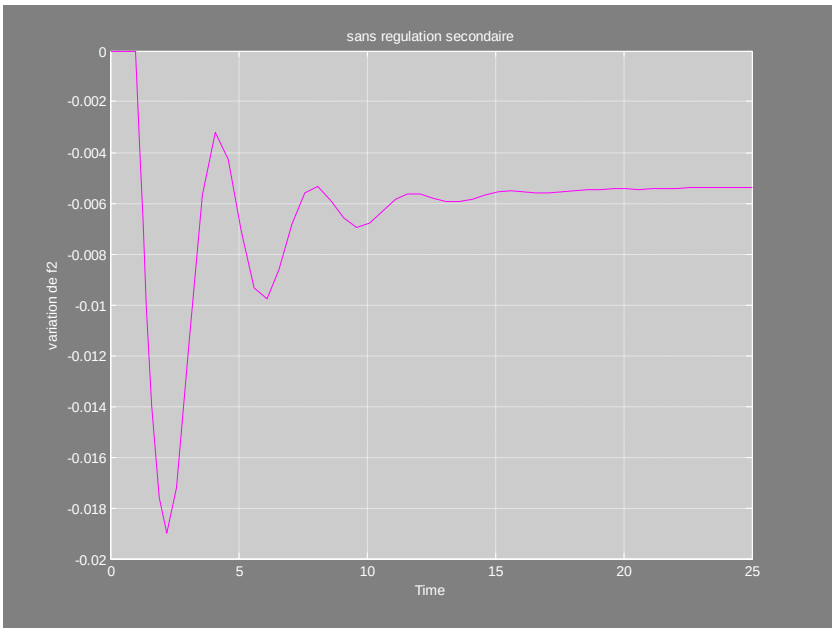
Tableau IV- 10 paramètres des turbogénérateurs

On a simulé le système :

- Sans régulation secondaire
- Avec un régulateur intégral conventionnel
- Avec commande optimale

a. Sans régulation secondaire





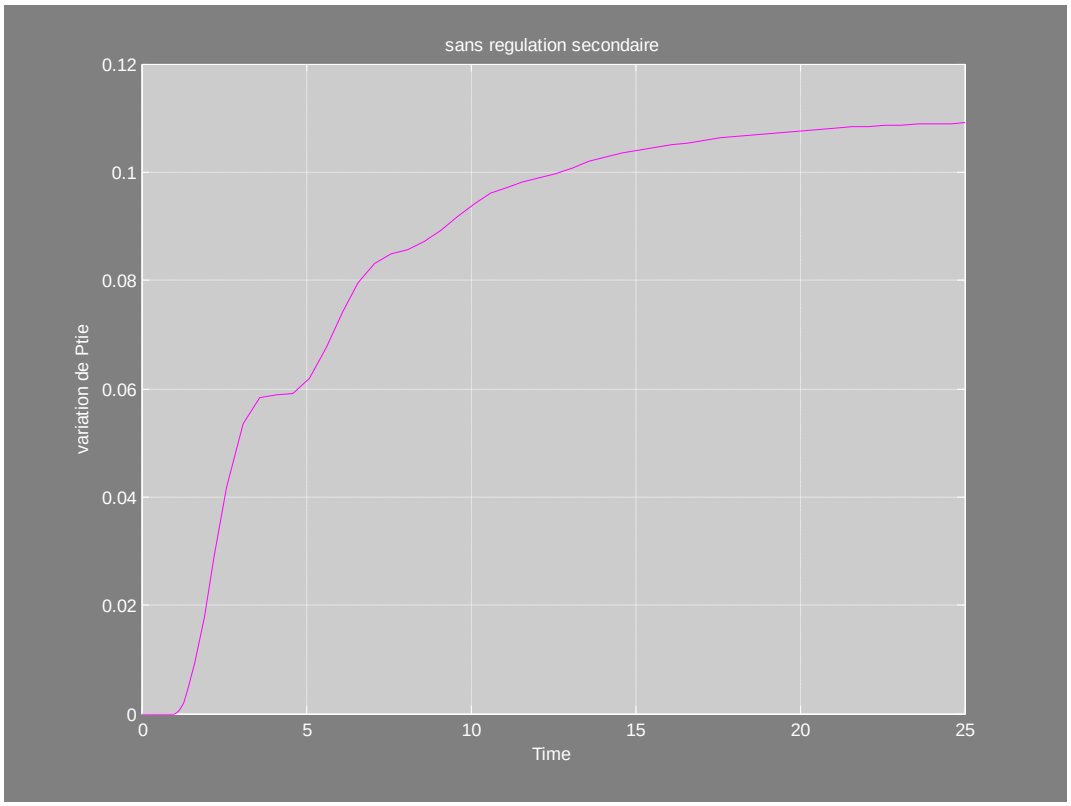
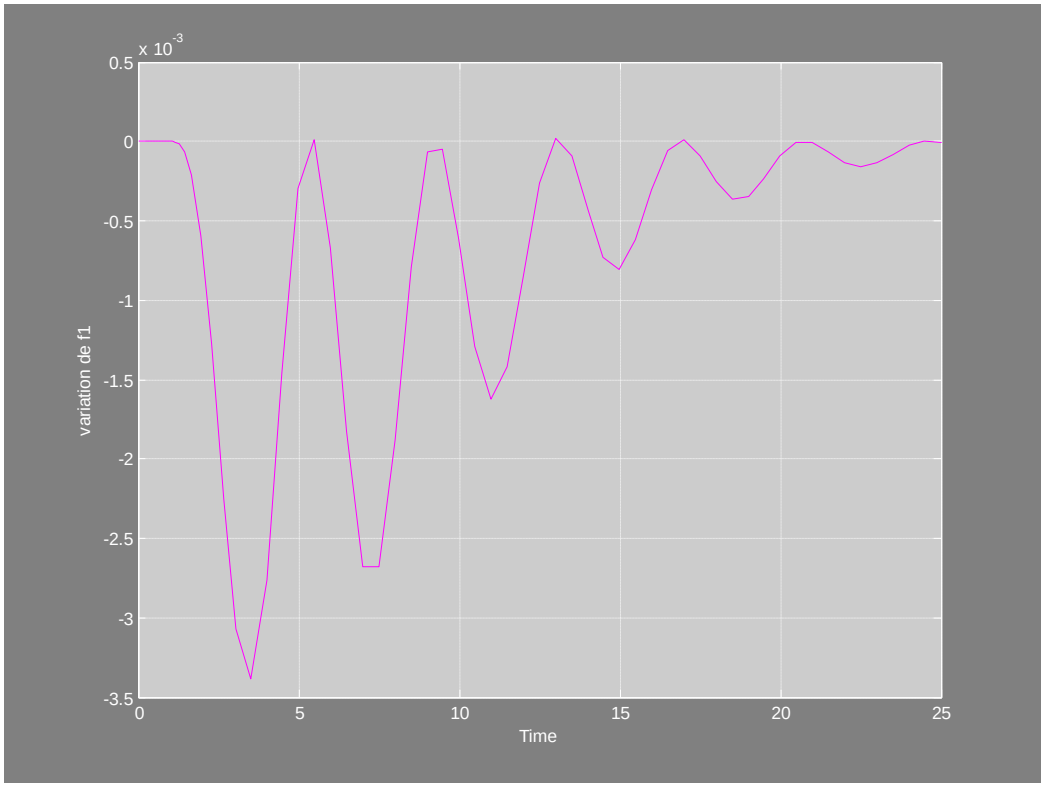
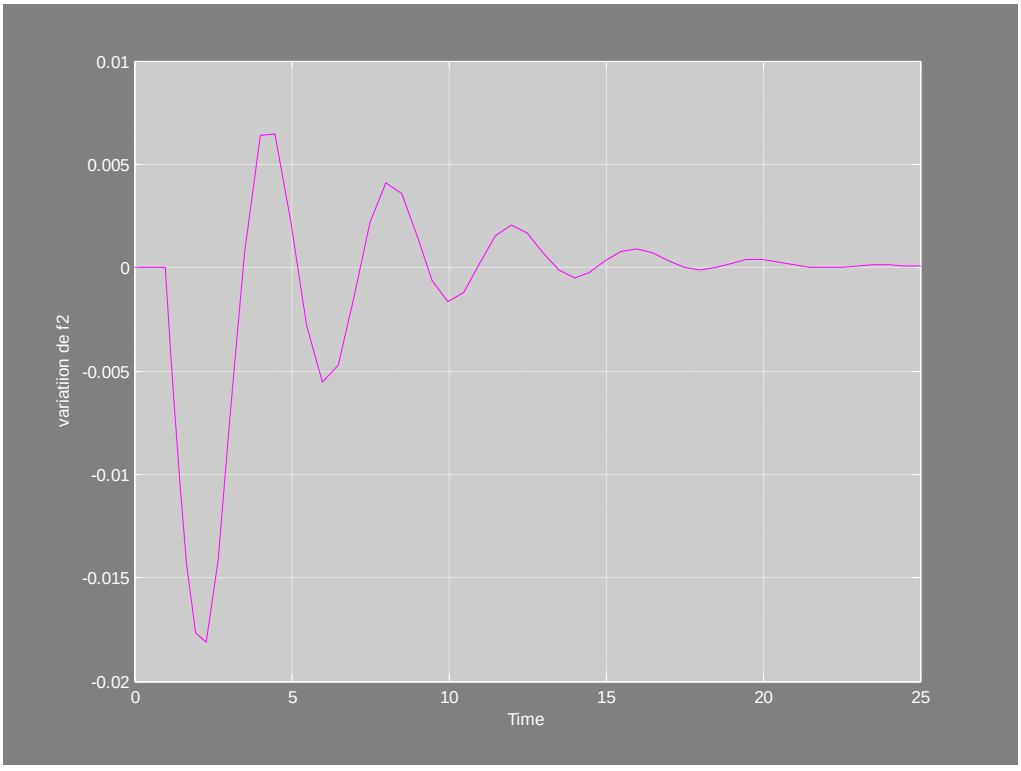


Figure IV- 20 Performances Sans régulation secondaire

En remarque que Δf1, Δf2 et ΔPtie finales sans différentes de zéro

b. Avec régulateur intégral Ki1=0.5 ; Ki2=0.3





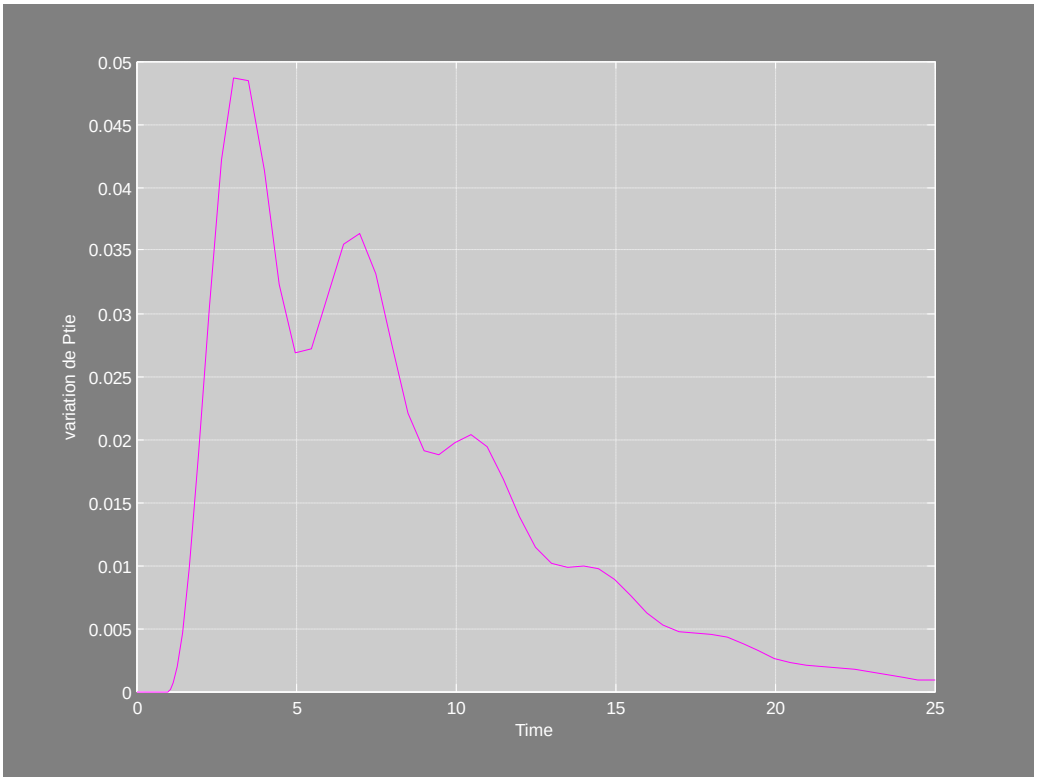


Figure IV- 21 Performances avec régulateur intégral

On remarque que les valeurs finales des écarts de fréquence et de puissance sans nulle mes avec beaucoup d'oscillation.

c. RESULTATS AVEC COMMANDE OPTIMALE

$$K_{P1} = \frac{1}{D1}$$

$$T_{P1} = \frac{2H1}{D1}$$

$$\frac{K_{P1}}{T_{P1}} = \frac{1}{2H1} = 0.1$$

$$K_{P2} = \frac{1}{D2}$$

$$T_{P2} = \frac{2H2}{D2}$$

$$\frac{K_{P2}}{T_{P2}} = \frac{1}{2H2} = 0.125$$

$$A = \begin{bmatrix} -0.0600 & 0.10000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -0.1000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0 & -2.0000 & 2.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ -100.00 & 0.00000 & -5.0000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -0.1125 & 0.12500 & 0.00000 & 0.12500 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -1.6667 & -1.6667 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -53.333 & 0.00000 & -3.3333 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 2.0000 & 0.00000 & 0.00000 & -2.0000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 20.6000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 1.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 16.9000 & 0.00000 & 0.00000 & -1.0000 & 0.00000 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

Valeurs propres de A

[0 0 -5.8804 -4.3169 -0.5326 + 1.799 -0.5326 - 1.7997i -0.3553 + 1.6722i -0.3553 - 1.6722i -0.1993]

En remarque que tout les valeurs propres de A sont a partie réelle négative où nulle ce qui implique que le système est marginalement stable.

$$B = \begin{bmatrix} 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 \\ 5.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 3.33333 \\ 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

$$R = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Q

=

$$\begin{bmatrix} 424.360 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 20.6000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 285.610 & 0.00000 & 0.00000 & -16.900 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 20.6000 & 0.00000 & 0.00000 & -16.900 & 0.00000 & 0.00000 & 2.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 1.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 1.00000 \end{bmatrix}$$

S

$$= \begin{bmatrix} 544.7711 & 15.0850 & 4.2375 & -19.9510 & -0.4728 & -0.0305 & 7.2055 & 22.0540 & -0.2690 \\ 0\ 15.0850 & 0.5538 & 0.1791 & -0.5105 & -0.0191 & -0.0041 & -0.0072 & 0.6550 & -0.0050 \\ 4.2375 & 0.1791 & 0.0620 & -0.1174 & -0.0057 & -0.0015 & -0.0381 & 0.2000 & -0.0007 \\ -19.9510 & -0.5105 & -0.1174 & 451.3686 & 17.8613 & 5.4237 & -3.8717 & -0.2125 & 20.8930 \\ -0.4728 & -0.0191 & -0.0057 & 17.8613 & 0.9451 & 0.3439 & 0.2061 & -0.0014 & 0.8790 \\ -0.0305 & -0.0041 & -0.0015 & 5.4237 & 0.3439 & 0.1395 & 0.1483 & 0.0011 & 0.3000 \\ 7.20550 & -0.0072 & -0.0381 & -3.8717 & 0.2061 & 0.1483 & 0.9513 & 0.2272 & -0.1176 \\ 22.0540 & 0.6550 & 0.2000 & -0.2125 & -0.0014 & 0.0011 & 0.2272 & 2.0415 & -0.0017 \\ -0.2690 & -0.0050 & -0.0007 & 20.8930 & 0.8790 & 0.3000 & -0.1176 & -0.0017 & 2.1418 \end{bmatrix}$$

Valeurs propres de S

[0.0008 0.0025 0.0045 0.1996 1.0257 1.1416 1.2467 449.027 550.3255]

Toutes les valeurs propres sont réelles et positive

La matrice S est réelle définie positive symétrique

K

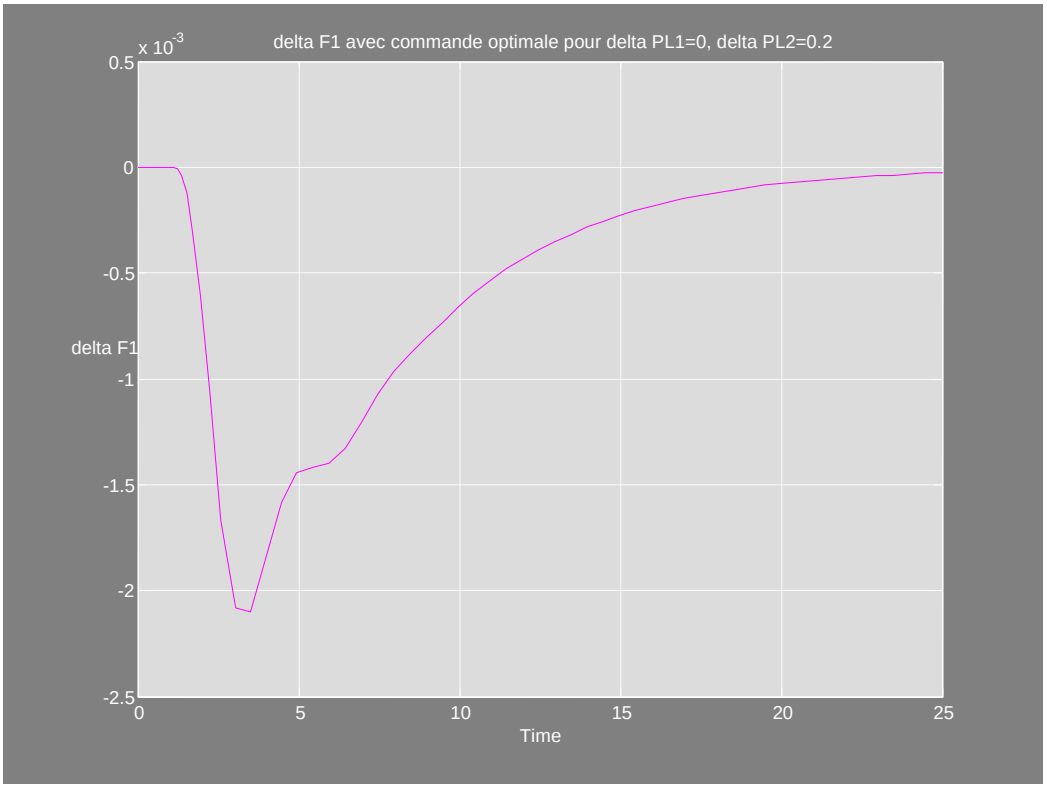
$$= \begin{bmatrix} 21.1877 & 0.89540 & 0.31010 & -0.5869 & -0.0286 & -0.0077 & -0.1905 & 1.00000 & -0.0037 \\ -0.1016 & -0.0135 & -0.0051 & 18.0789 & 1.14640 & 0.46510 & 0.49430 & 0.00370 & 1.00000 \end{bmatrix}$$

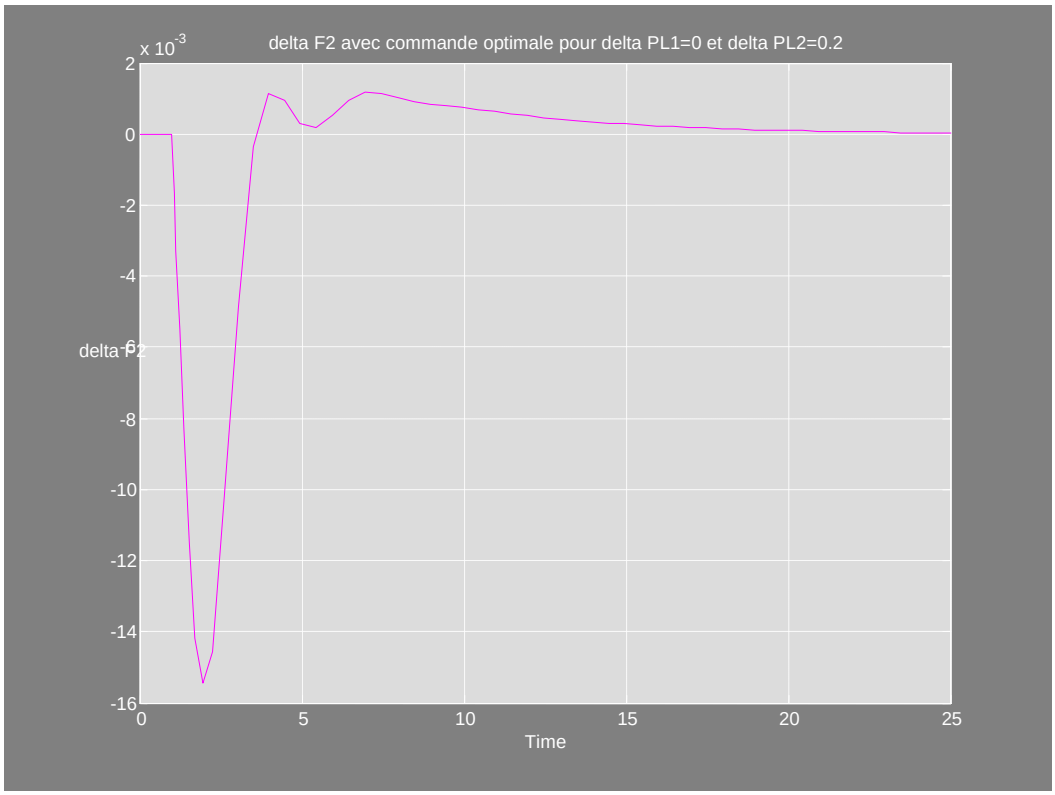
$$Ac = \begin{bmatrix} -0.0600 & 0.1000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -0.1000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0 & -2.0000 & 2.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ -205.94 & -4.4770 & -6.5504 & 2.9347 & 0.1429 & 0.0386 & 0.9526 & -5.0000 & 0.0186 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -0.1125 & 0.1250 & 0.00000 & 0.1250 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & -1.6667 & 1.6667 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.3385 & 0.0451 & 0.0171 & -113.59 & -3.8214 & -4.8835 & -1.6476 & -0.0124 & -3.3333 \\ 2.0000 & 0.00000 & 0.00000 & -2.0000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 20.6000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 1.0000 & 0.00000 & 0.00000 \\ 0.00000 & 0.00000 & 0.00000 & 16.9000 & 0.00000 & 0.00000 & -1.0000 & 0.00000 & 0.00000 \end{bmatrix}$$

Valeurs propre de Ac (boucle fermée) :

[-5.9048 -4.3493 (-0.9652 + 2.0702i) -0.9652 - 2.0702 (-0.7827 + 1.8968i) (-0.7827 - 1.8968i) -0.2164 -0.6366 -0.6702]

Toute les valeurs propre de Ac sont a partie réelle négative donc le système est asymptotiquement stable





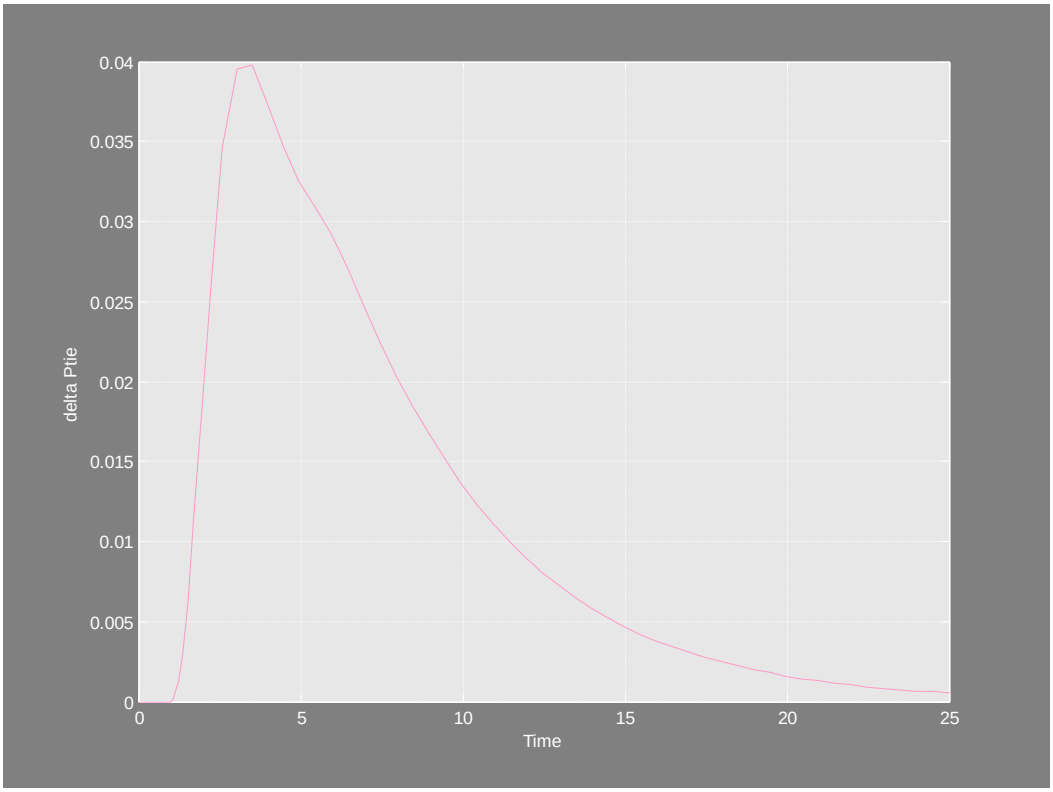
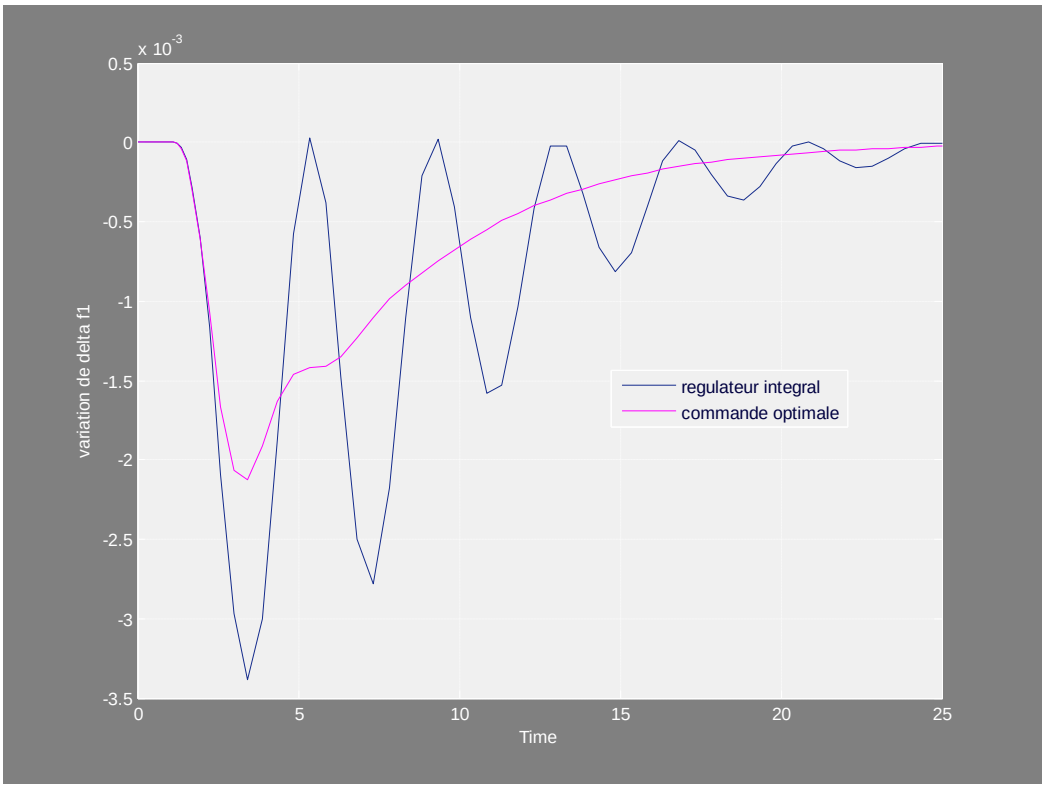
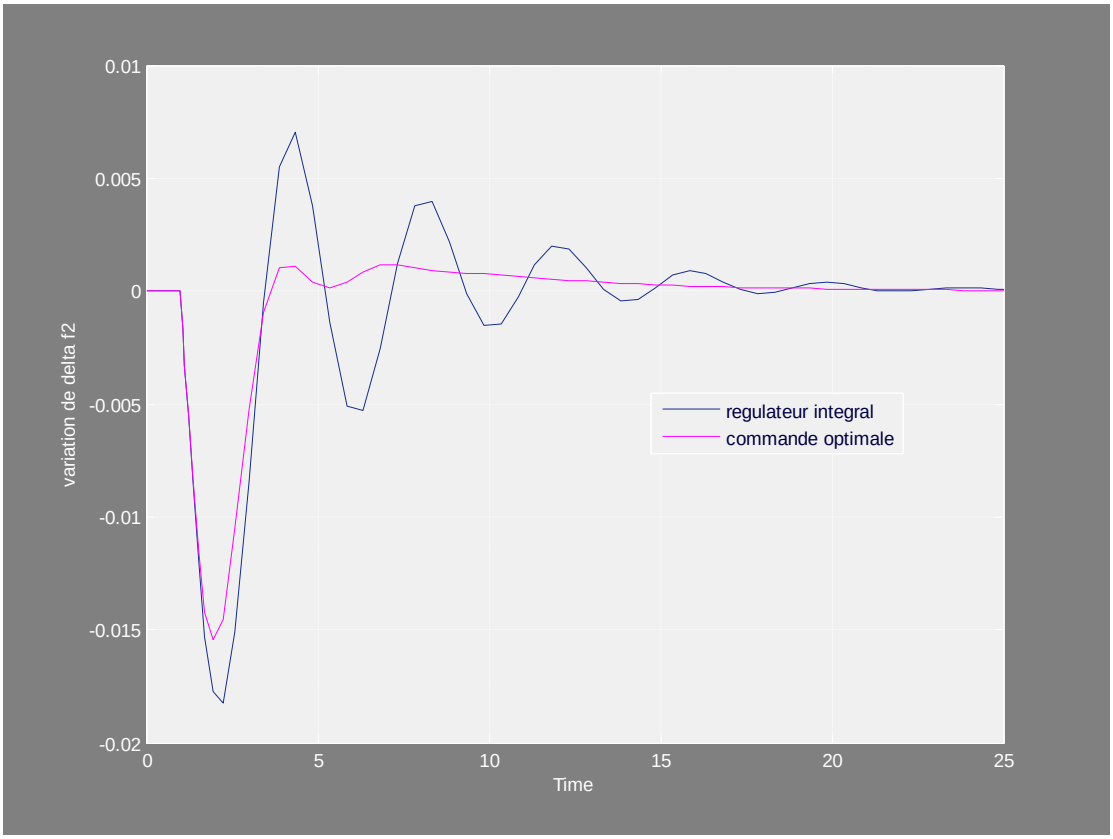


Figure IV- 22 Performances avec commande optimale

IV.2.5. Comparaison des résultats :





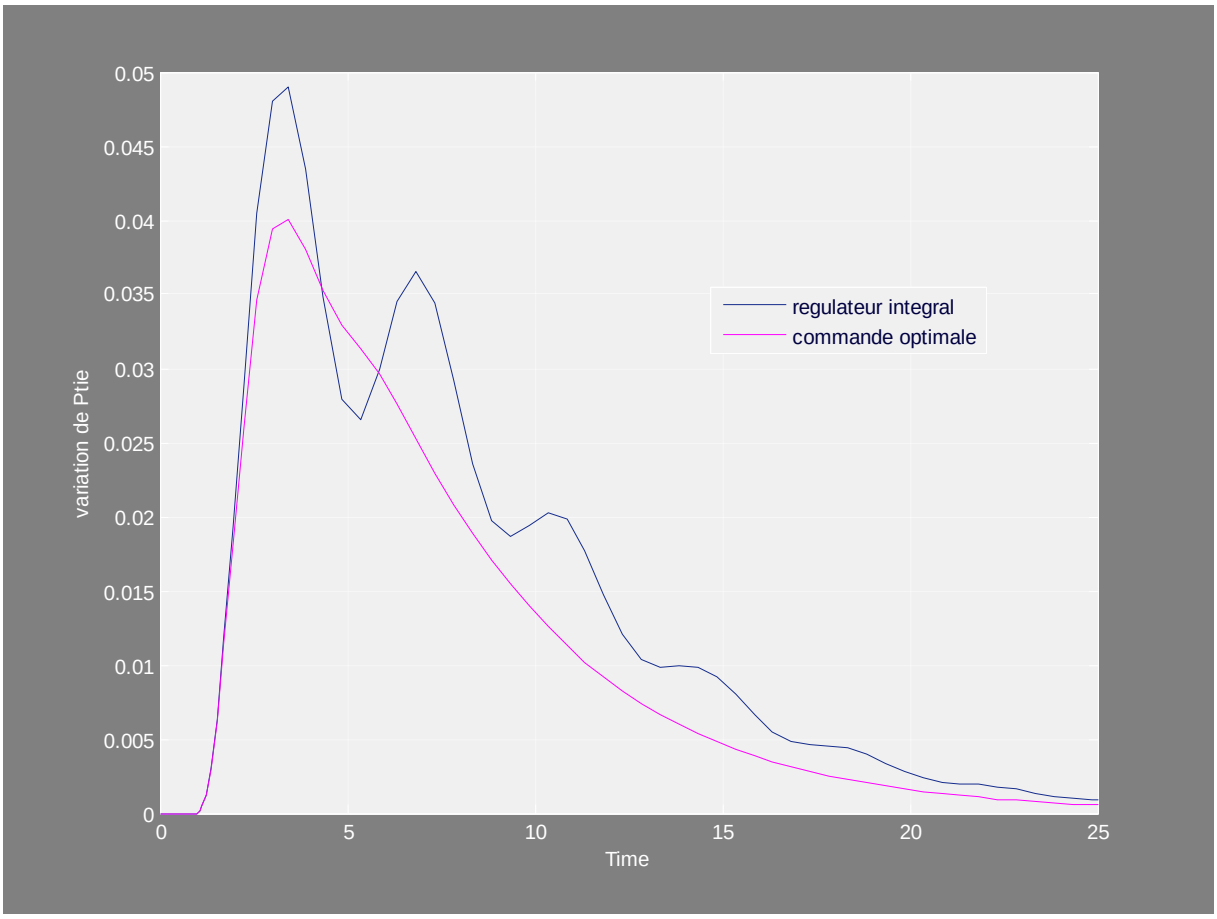


Figure IV- 23 comparaison des résultats

	Δf1max [pu]	**Δf2max [pu]**	**ΔPtiemax [pu]**
Régulateur intégral	-0.0034	-0.01827	0.4898
Commande optimale	-0.0021	-0.01545	0.4003

Tableau IV- 11 comparaison des résultats entre régulateur intégral et commande optimale

IV.2.6. CONCLUSION

A partir des résultats de simulations obtenus on constate que du point de vue Valeurs max et temps de stabilisation on obtient des meilleures performances de réglage avec la commande optimale qu'avec le régulateur intégral. En effet avec la commande optimale le système se stabilise très vite. Les valeurs max de Δf sont nettement faibles avec la commande optimale par rapport à celles avec régulateur intégrale.

On observe aussi une amélioration très importante dans l'amortissement des oscillations du système avec la commande optimale.

CONCLUSION GENERALE

Les caractéristiques fondamentales d'un réseau électrique sont la fiabilité (continuité en fonctionnement du réseau et en alimentation des consommateurs), la qualité de fourniture (les valeurs de la fréquence et des tensions doivent rester près de leurs valeurs de consigne) et la capacité à trouver un point de fonctionnement stable après un évènement imprévu qui, éventuellement, a mis hors service un ouvrage quelconque.

Nous avons focalisé notre étude sur la régulation au niveau locale à savoir :

Le réglage primaire de tension et de puissance réactive,

Le réglage primaire et secondaire de fréquence et de puissance active,

Dans la première partie de simulation nous avons pris le cas d'une machine synchrone connecté à un réseau infini où on a progressivement illustré l'effet de chaque composant de système :

Sans AVR le système est stable mais très oscillatoire cette stabilité est assuré tant que k4 est positive ceci se traduit par l'introduction d'un couple d'amortissement positive dû à la variation de flux de champ $\Delta\Psi_{fd}$ à cause de la réaction d'armature.

En introduisant l'AVR la variation de $\Delta\Psi_{fd}$ est causée en plus de la réaction d'armature par la variation de la tension d'excitation ΔEfd, avec un grand gain (Ka=200) ce dernier introduit un couple synchronisant positive et un couple d'amortissement négative, le système devient instable.

Pour remédier à ce problème on introduit un PSS (power système stabilizer) afin d'amortir les oscillations de l'angle de rotor et assurer la stabilité de système.

Pour l'amélioration de cette stabilité on a utilisé deux types de stabilisateur :

1- Le PSS conventionnel avec un régulateur automatique de la tension au niveau du circuit d'excitation AVR (Automatic Volage Regulator).

2- Le deuxième est un PSS floue (FlPSS).

La fonction de base de ces stabilisateurs est d'augmenter les limites de stabilité en modulant l'excitation du générateur, pour fournir un grand amortissement aux oscillations du rotor.

Cette étude a montré que les deux types de PSS utilisés (conventionnel ou à base de la logique floue) ont une bonne influence sur la régulation de la tension terminale, et l'amortissement des oscillations de la vitesse angulaire, et aussi de l'angle de charge néanmoins on voit que le système avec PSS flou rejoint sa position d'équilibre plus rapidement que le système avec PSS conventionnel. L'effet d'un PSS basé sur l'utilisation des règles floues, améliore énormément le retour du système à sa position initiale.

De plus le FlPSS donne un amortissement supplémentaire par rapport au PSS conventionnel est élimine complètement les oscillations.

Remarque :

Les gains du régulateur FLPSS ont été déterminés par la méthode d'essais et erreurs durant les simulations. Malgré que les résultats obtenus soient très satisfaisants, l'utilisation d'un algorithme d'optimisation des gains de régulateur par algorithme génétique va simplifier le design et améliorer la performance.

Dans la deuxième partie de simulation nous avons étudié la régulation de fréquence en prenant le cas d'un turbo générateur isolé puis le cas de deux turbogénérateurs interconnectés trois situations ont été simulés après une perturbation de charge :

Dans le premier cas on voit que la régulation primaire de fréquence rétablit l'équilibre de système mais à des valeurs de fréquences différentes de références (Δf1, Δf2 et ΔPtie finales sans différentes de zéro).

Pour éliminer ces écarts on superpose au régulateur primaire une action supplémentaire (régulation secondaire) afin d'asservir la fréquence. Dans la plupart de cas on utilise le régulateur conventionnel intégral.

Cependant, l'étude a montré que les caractéristiques du système se détériorent aux variations continues des charges; surtout avec le régulateur intégral.

Les résultats obtenus avec un régulateur intégral montrent que les valeurs finales des écarts de fréquence et de puissance tendent vers zéro mes avec beaucoup d'oscillation.

Pour améliorer les performances de système on a utilisé une commande optimale où on a choisit un indice de performance PI tel que :

1) la déviation de ACE (erreur de la zone de contrôle) soit minimale donc

$ACE1=B_1\Delta f_1+P_{tie} = B_1X_1+X_7$ ET $ACE2=B_2\Delta f_2+P_{tie} = B_2X_4-X_7$ soient minimales

2) la déviation de ∫ACE soit minimale donc X8 et X9 minimales

3) u1 et u2 minimales

Avec ce critère de performance on a calculé la commande optimale qui a donné des résultats satisfaisants concernant le temps de stabilisation, l'amortissement des oscillations et les valeurs max de Δf1, Δf2 et ΔPtie.

Remarque

Dans notre simulation on a utilisé des perturbations de charge d'une nature déterministe (échelon), en réalité les perturbations sont aléatoire et variable dans le temps cette étude

peut s'étendre à des cas pareille pour voir l'efficacité de cette commande face à n'importe quel type de perturbation.

On faite les paramètres de système sont en constante variation durant la période de contrôle à cause de différent facteurs (variation de température, imperfection des composantes, usure etc.). Cette variation des paramètres de leurs valeurs nominales peut être prise en charge durant la conception de contrôleur en adaptant un model auto adaptatif plus robuste et insensible à la variation des paramètres.

BIBLIOGRAPHIE

[1] LUC LUZAN, Electrotechnique, DUNOD 2008

[2] CREG rapport d'activité 2009

[3] RTE, Mémento de la sureté du système électrique, 2004

[4] Farmer R.G., Power System Dynamics and Stability, The Electric Power Engineering

Handbook, 2nd edition, CRC Press, Talyor & Francis Group, LLC, 2006.

[5] Megdiche Malik, Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée, Thèse de doctorat, Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble, institut national polytechnique de Grenoble, 2009

[6] EDF, référentiel technique paramètres clés pour la sûreté des systèmes électriques insulaires, 2008

[7] Altrock, C.V. *Fuzzy logic & Neurofuzzy applications explained*. New Jersey: Prentice Hall, 1995

[8] Mamdani, E.H. Twenty years of fuzzy control: Experiences gained and lessons learnt. *Second IEEE International Conference on Fuzzy Systems*, *1*, 339–344,28 March – 1 April 1993.

[9] Passino, K.M., & Yourkovich, S. (1998). *Fuzzy Control*. Menlo Park, California: Addison Wesley Longman.

[10] Cox, E. (). Fuzzy fundamentals. *IEEE Spectrum*, *29*(10), 58–61, Octobre 1992.

[11] Song, Y.-H., & Johns, A. Applications of fuzzy logic in power systems: Part 1 General introduction to fuzzy logic. *IEEE Power Engineering Journal*, *11*(5), 219–222, Octobre1997

[12] Song, Y.-H., & Johns, AApplications of fuzzy logic in power systems: Part 3Example applications. *IEEE Power Engineering Journal*, *13*(2), 97–103 ,April 1999.

[13] Self, K. Designing with fuzzy logic. *IEEE Spectrum*, *27*(11), 42–45,Novembre1990.

[14] Custem T.V., Systèmes électriques de Puissance I. Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[15] Custem T.V., Systèmes électriques de Puissance II. Cours ELEC 047, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[16] IEEE, IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. USA, Std.421.5, 2005.

[17] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, « Overview of Power System Stability Concepts », *IEEE Trans. On Power Systems*, pp. 1762-1768, 2003.

[18] Zadeh, K.N., Cauley G., & Meyer R.C. (1996, February). Practices and new concepts in Power system control. *IEEE Transactions on Power Systems, 11*(1), 3–10.

[19] Zadeh, L.A. (1965). Fuzzy sets. *Information and Control, 8,* 338–353.

[20] Hiyama, T. (1982, November). Optimization of discrete–type load–frequency regulators considering generation rate constraints. *Proc. IEE, Pt. C, Generation, Transmission and Distribution, 129*(6), 285–289.

[21] Kumar D.M.V. (1998, 17-19 December). Intelligent controllers for automatic generation control. *IEEE Region 10 International Conference on Global Connectivity in Energy, Computer, Communication and Control, 2*, 557–574.

[22] Momoh, J.A. & Tomsovic K. (1995, August). Overview and literature survey of fuzzy set theory in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems, 10*(3), 1676–1690.

[23] Bansal, R.C. (2003, November). Bibliography on the fuzzy set theory applications in power systems (1994– 2001). *IEEE Transactions on Power Systems, 18*(4), 1291–1299.

[24] Wang, L.-X. (1997). *A course in fuzzy Systems and control*. New Jersey: Prentice Hall.

[25] F.Chevrie, F.Guély, « La logique floue » cahier technique de Schneider Electric N°191

[26] R.Ben Abdennour, P.Borne, M.Ksouri, F.M'sahli, « Identification et commande numérique des procédés industriels », Editions TECHNIP, 2001.

[27] Lee, C.C. (1990, March-April). Fuzzy logic in control systems: Fuzzy logic controller – Part I, II. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, 20*(2), 404–435.

[28] [PATE-2005] A.V.Patel, "Simplest Fuzzy Controllers under Various Defuzzification Methods", International journal of computational cognition, vol. 3,No. 1, 21-32.

[29] E. Trélat, Contrôle optimal : théorie & applications, Vuibert, Collection "Mathématiques Concrètes" (2005).

[30] Kundur, P. (1994). *Power System Stability and Control*. New York: McGraw – Hill.

[31] Kundur P., Klein M., Rogers G.J. and Zywno M.S., « Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability », *IEEE Transaction on Power System*, vol. 4, n°. 2, pp. 614-626. May, 1989.

[32] Rogers G., *Power System Oscillations*. Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts, 2000.

[33] Larsen E.V. and Swann D.A., « Applying power system stabilizers part-I: General concepts », *IEEE Trans. Power App. Sys.*, vol.100, n°. 6, pp. 3017-3024, Jun. 1981.

[34] IEEE Standard 421.2-1990, IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 1990.

[35] E. B. Lee, L. Markus, Foundations of optimal control theory, John Wiley, New York, 1967.

[36] Basler M.J. and Schaefer, R.C., « Understanding power system stability », *Proceedings of the 58th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, pp. 46-67, April 2005.

[37] Pal B. and Chaudhuri B., *Robust Control in Power Systems*, Springer Science + Business Media, Inc, 2005.

[38] Fleming R.J., Mohan M.A. and Parvatisam K., « Selection of parameters of stabilizers in multi-machine power systems », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2329-2333, 1981.

[39] Larsen E.V. and Swann D.A., « Applying power system stabilizers part-II: Performance Objectives and Tuning Concepts », *IEEE Trans. Power App. Sys.*, vol.100, n°. 6, pp. 3025-3033, Jun. 1981.

[40] Chang, C.S., & Fu, W. Area load–frequency control using gain scheduling of PI controllers. *Electric Power Systems Research*, 42, 145–152,1997.

[41] Hicks, G.V., Jeyasurya, B., & Snow. W.F. An investigation of automatic generation control for isolated power system. *IEEE 1997 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, *1*, 31–34, 1997.

[42] Jaleeli, N., VanSlyck, L.S., Ewart, D.N., & Fink, L.H. (1992, August). Understanding Automatic Generation Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, *7*(3), 1106–1122.

[43] Saadat, H. *Power System Analysis*. New York: McGraw-Hill Companies,1999.

[44] Bengiamin, N.N., & Chan, W.C. Variable structure control of electric power generation," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-10*(2), 376–380, 1982.

[45] Elgerd, O.I., Fosha, C.E. Optimum megawatt–frequency control of multiarea electric energy system. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-89*(4), 556–563, April 1970.

[46] Fosha, C.E., & Elgerd, O.I. The megawatt frequency control problem: a new approach via optimal control theory. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, *PAS-89*(4), 563–577, April 1970.

[47] Jaleeli, N., & VanSlyck, L.S. (1999, August). NERC's New Control Performance Standards. *IEEE Transactions on Power Systems*, *14*(3), 1092–1099.

[48] Bornard, P., & Pavard, M. (1993). Réseaux d'interconnexion et de transport : réglage et fonctionnement. *Technique de l'ingénieur, traité génie électrique, D 41 (D4 090),* 1–23.

[49] Azzam, M. Robust automatic generation control. *Energy Conversion and Management, 40*, 1413–1421,1999.

[50] Indulkar, C.S., & Raj, B. Application of fuzzy controller to automatic generation control. *Electrical Machines and Power Systems*, *23*, 209–220, 1995.

[51] Karnavas, Y.L., & Papadopoulos, D.P. AGC for autonomous power system using combined intelligent techniques. *Electric Power Systems Research, 62,* 225–239, 2002.

[52] Kothari, M.L., & Nanda, J. (). Application of optimal control strategy to automatic generation control of a hydrothermal system. *IEEE Transactions on Power Systems, 135*(4), 268–274, July 1988.

[53] Moon, Y.-H., Ryu, H.-S., Lee, J-.G., Song, K.-B., & Shin, M.C. Extended integral control for load frequency control with the consideration of generation rate constraints. *Electrical Power and Energy Systems*, *24*, 263–269, 2002

[54] Pan, C.T., & Lian, C.M. An adaptive controller for power system Load – Frequency Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, *4*(1), 122–128, February 1989.

[55] Talaq, J., & Al-Basri, F. Adaptive fuzzy gain scheduling for load frequency control. *IEEE Transactions on Power Systems*, *14*(1), 145–150, February 1999.

[56] Muwaffaq Irsheid Alomoush, Load frequency control and automatic génération control

using fractional-order controllers. Electr Eng , Springer-Verlag (2010) 91:357–368