

وزارة التربية الوطنية
MINISTRE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

المدرسة الوطنية المتعددة التخصصات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

DEPARTEMENT

Genie Electrique

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

*Analyse et technique des plans
de délestage sur les systèmes
de puissance*

Proposé par :

D^r A. BENSENOUCI

Etudié par :

D. KORICHI

Dirigé par :

D^r A. BENSENOUCI

D^r A. HELLAL

PROMOTION

juin 1993

PROJET DE FIN D'ETUDES

SUJET

*Analyse et technique des plans
de délestage sur les systèmes
de puissance*

Proposé par :

D^r A. BENSENOUCI

Etudié par :

D. KORICHI

Dirigé par

D^r A. BENSENOUCI

D^r A. HELLAL

PROMOTION

juin 1993

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

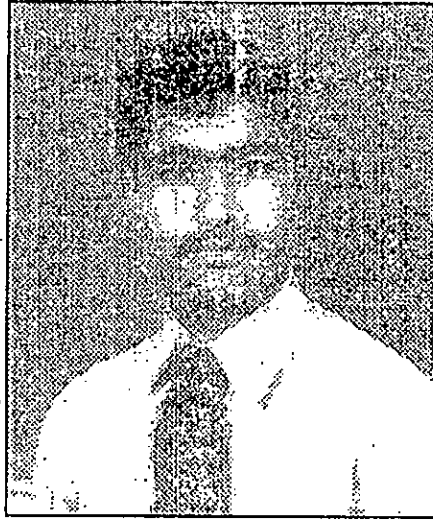
MINISTRE DE L'EDUCATION NATIONALE

ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE

Département : GENIE ELECTRIQUE

PROJET DE FIN D'ETUDE

En vue de l'obtention d'un Diplôme d'Ingénieur d'Etat en
GENIE ELECTRIQUE
option : ELECTROTECHNIQUE



Dris KORICHI

Dirigé par :



Dr. A. BENSENOUCI



Dr. A. HELLAL

PROMOTION Juin 93

E.N.P. 10, Avenue Hacén-Badi - EL-Harrach - Alger

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail de recherche

- * *à ma mère.*
- * *à l'esprit de mon père.*
- * *à mon fidèle ami Lukhdar.*
- * *à mes frères.*
- * *à mes soeurs.*
- * *à toute la famille.*
- * *à tous mes amis.*



Dris



Je présente l'expression de ma profonde gratitude à Messieurs
A. HELLAL et A. BENSENOUCI pour les encouragements qu'ils m'ont
apportés et pour avoir suivi et orienté ce travail de recherche.

Je tiens à remercier vivement mon frère Ahmed et tous mes amis
sur l'aide et la contribution qu'ils m'ont offert.

A cette occasion je tiens aussi à exprimer mes remerciements
à tout mes enseignants et au personnel du département qui ont
participé à créer un bon climat de travail, et qui ont
contribué à ma formation en particulier Messieurs A. BOUBAKEUR
et M.E. ZAIM.

RESUME

Un grand déséquilibre entre la production et la charge constitue une panne majeure qui crée un état d'urgence sur un réseau d'énergie électrique. Si les moyens conventionnels ne suffisent pas à ramener l'état de fonctionnement normal, on doit immédiatement délester le réseau d'une quantité suffisante de charge suivant un plan spécial : Plan de Délestage Automatique à Baisse de Fréquence.

Dans ce travail de recherche nous avons étudié la philosophie du délestage en général et nous avons développé un Modèle de Réponse Fréquentielle du Système que nous avons validé et comparé avec un programme de stabilité transitoire développé en parallèle.

Ces outils permettent d'analyser la formulation du plan de délestage, et le comportement du réseau à la suite d'une perturbation.

ABSTRACT

A large imbalance between Generation and Load leads to a major disturbance which creates an emergency state within a power system. If conventional means are not sufficient to restore the normal operating conditions, we have to shed a certain amount of the system load according to a special program called : Automatic Underfrequency Load Shedding Scheme.

In this research work, we have studied the load shedding philosophy in general, and have developed a System Frequency Response Model which was validated and compared with a Transient Stability program developed in parallel.

These tools allow an analysis of the Load Shedding Scheme and the system behaviour following a disturbance.

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات

دائرة الهندسة الكهربائية

مذكرة التخرج

تحليل وتقنيات برامج حجب الحمل على أنظمة الطاقة الكهربائية

ملخص :

يشكل الفرق الكبير بين الإنتاج و الحمل الكهربائي عطلاً كبيراً قد يدخل الشبكة الكهربائية في حالة الطوارئ . وفي حالة ما اذا عجزت الوسائل المهيئة على اعادة حالة التشغيل الطبيعية ، نكون مجبرين على حجب كمية كافية من حمل الشبكة للحفاظ على التحويل الطبيعي لبقية الحمول ، و هذا تبعاً لبرنامج خاص يدعى > البرنامج الالي لحجب الحمل بسبب انخفاض التواتر < .

سمح عمل البحث الذي قمناه بتطوير نموذج الاجابة التواترية للنظام الذي تم مقارنته و تأكيد صلاحيته باستعمال برنامج الاستقرار العابر الذي تم انجازه بالتوازي .

تسمح هذه الوسائل بتحليل طرق انجاز برامج حجب الحمل وسلوك الشبكة بعد حدوث عطل ما .

SOMMAIRE

INTRODUCTION GENERALE.....	1
CHAPITRE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE DU DELESTAGE	
I.1 ANALYSE DE LA FREQUENCE.....	6
I.1.1 QUALITES DE LA FREQUENCE.....	6
I.1.2 NOTIONS GENERALES SUR LE REGLAGE DE FREQUENCE.....	7
I.1.2.a Réglage primaire.....	7
I.1.2.b Réglage secondaire.....	8
I.1.2.c Réglage tertiaire.....	9
I.1.3 CONCLUSION.....	9
I.2 PLAN DE SAUVEGARDE D'UN RESEAU ELECTRIQUE.....	11
I.2.a LES ETATS DE FONCTIONNEMENT D'UN RESEAU.....	11
I.2.1.a ETAT NORMAL.	
I.2.1.b ETAT NORMAL D'ALERTE ET ETAT D'ALERTE.	
I.2.1.c ETAT D'URGENCE.	
I.2.1.d ETAT LIMITE.	
I.2.1.e ETAT DE RESTAURATION.	
I.2.2 PLAN DE SAUVEGARDE.....	12
I.2.3 CONCLUSION.....	12
I.3 PHILOSOPHIE DU DELESTAGE.....	13
I.3.1 INTRODUCTION.....	13
I.3.2 QU'EST-CE QUE LE DELESTAGE ?.....	16
I.3.3 LES TYPES DE DELESTAGE.....	17

I.3.4 QUAND-EST-CE QUE LE DELESTAGE DOIT INTERVENIR ?.....	17
I.3.5 OBJECTIFS DE LA PROTECTION A BAISSSE DE FREQUENCE.....	18
I.3.6 CONDITIONS REQUISES POUR LA PROTECTION DES MACHINES.....	19
I.3.7 COMPORTEMENT D'UN RESEAU LORS D'UN MANQUE DE PRODUCTION.....	11
I.4 PRINCIPES ET TECHNIQUES DU PLAN DE DELESTAGE.....	24
I.4.1 GENERALITES.....	24
I.4.2 IMPLANTATION REELLE D'UN PLAN DE DELESTAGE.....	25
I.4.3 EXEMPLE PRATIQUE D'UN PLAN DE DELESTAGE Réseau Algérien SONELGAZ	28
I.4.4 FORMULATION DU PLAN DE DELESTAGE AUTOMATIQUE.....	29
I.5 ILOTAGE.....	29
I.5.1 INTRODUCTION.....	29
I.5.2 QU'EST-CE QUE L'ILOTAGE.....	30
I.5.3 EXEMPLE : Réseau Algérien.....	30
I.6 DELESTAGE MANUEL.....	31
I.7 RELESTAGE.....	32
I.8 EQUIPEMENT DE PROTECTION (RELAIS).....	32
I.8.1 GENERALITES.....	32
I.8.2 CLASSIFICATION DES RELAIS.....	33
I.8.3 EXEMPLES PRATIQUES DE QUELQUES RELAIS.....	33
I.8.4 CONCLUSION.....	33
I.9 TRAVAUX D'ANALYSE ET DE SIMULATION	34
I.9.1 DELESTAGE OPTIMAL A TRAVERS LES TECHNIQUES DE PROGRAMMATIONS.....	34

1.9.2 UTILISATION DES MODELES MATHEMATIQUES.....	35
1.9.3 SIMULATION DU DELESTAGE.....	35
1.9.4 CONCLUSION.....	36
CHAPITRE II : ETUDE FREQUENCIELLE	
II.1 INTRODUCTION.....	37
II.2 MODELE DE LA REPONSE FREQUENCIELLE DU SYSTEME.....	37
II.2.1 ETUDE DU MODELE.....	38
II.2.1.a MODELE DE GENERATEUR.....	39
II.2.1.b MODELE DE CHARGE.....	39
II.2.1.c LE MODELE DU SYSTEME "SFR MODEL".....	40
II.2.2 ANALYSE DU MODELE.....	41
II.2.2.a LA REPONSE DE LA FREQUENCE.....	41
II.2.2.b RESULTATS DE SIMULATION.....	41
II.2.2.c ETUDE DES PARAMETRES ET LEUR INFLUENCE.....	42
II.2.3 APPLICATION AU PROBLEME DE DELESTAGE.....	43
II.2.3.a STRATEGIE DE DELESTAGE.....	50
II.2.3.b FORMULATION DU PLAN DE DELESTAGE.....	53
II.2.3.c RESULTATS DE SIMULATION.....	54
II.2.4 CONCLUSION.....	60
II.3. ECOULEMENT DE PUISSANCE FREQUENCIEL.....	61
II.3.1 INTRODUCTION.....	61
II.3.2 EXPOSE DES MODELES.....	62
II.3.2.a MODELE DE GENERATION.....	62
II.3.2.b MODELE DE CHARGE.....	63
II.3.3 METHODE DE RESOLUTION.....	64

II.3.4 RESULTATS.....	65
II.3.5 CONCLUSION.....	65
CHAPITRE III : ETUDE TEMPORELLE	
III.1 INTRODUCTION.....	67
III.2 MODELISATION DE LA MACHINE SYNCHRONE.....	67
III.3 EQUATIONS MECANQUES.....	68
III.4 MODELISATION DES LIGNES et DES CHARGES.....	69
III.5 ANALYSE TEMPORELLE.....	69
III.6 PRESENTATION DE "MULTI-TAB".....	70
III.6.1 CE QUE "MULTI-TAB" PERMET DE FAIRE.....	70
III.6.2 MODELISATION DES PERTURBATIONS.....	71
III.6.2.a MODIFICATION DE LA GENERATION.....	71
III.6.2.b MODIFICATION DE LA CHARGE.....	71
III.6.3 QUELQUES NOTES SUR LA PROGRAMMATION.....	71
III.6.4 RESULTATS DE SIMULATION.....	72
III.6.4.a CAS NORMAL.....	72
III.6.4.b AVEC MODIFICATION DE LA GENERATION.....	73
III.6.4.c AVEC MODIFICATION DE LA CHARGE.....	75
III.7 CONCLUSION.....	78
CHAPITRE IV : APPLICATION ET COMPARAISON	
IV.1 RESEAU ETUDIE.....	79
IV.1.a SCHEMA DU RESEAU.....	79
IV.1.b CARACTERISTIQUES DES LIGNES.....	79
IV.1.c CARACTERISTIQUES DES NOEUDS.....	80
IV.1.d CARACTERISTIQUES DES MACHINES.....	81

IV.2 ETUDE TEMPORELLE.....	82
IV.3 MODELE DE LA REPOSE FREQUENCIELLE.....	83
IV.4 COMPARAISON.....	84
IV.5 CONCLUSION.....	85
CONCLUSION GENERALE.....	87
BIBLIOGRAPHIE.....	87
ANNEXE.....	90

*INTRODUCTION
GENERALE*

INTRODUCTION GÉNÉRALE

L'alimentation continue en énergie électrique est devenue un facteur très important et très nécessaire pour les activités quotidiennes.

De nos jours, les sociétés complexes dépendent tellement d'une alimentation continue en énergie électrique qu'une interruption peut avoir des conséquences sociales et économiques extrêmement importantes.

Pour réaliser un tel service, il est demandé de maintenir un haut niveau de sécurité pendant l'exploitation du système de puissance dans les mesures économiques exigées.

L'exploitation du réseau, qui a pour but d'assurer la formation d'énergie électrique avec qualité et régularité, est résumée comme suit :

- * Estimer l'état du réseau et prévoir les besoins et les possibilités.
- * Faire des manoeuvres.
- * Faire des travaux.

Les systèmes de puissance sont devenus de plus en plus large surtout en réalisant les interconnexions entre plusieurs systèmes de puissance pour former un système immense qui présente plusieurs avantages sur les système isolés.

En ce qui concerne le réseau Algérien (SONELGAZ), il est actuellement interconnecté avec nos voisins les Tunisiens de l'Est, les Marocains de l'Ouest et des perspectives d'interconnexion avec tout le réseau du monde Arabe et d'Europe.

Le contrôle, le suivi et la protection d'un tel système devient de plus en plus difficile. Le centre de conduite du réseau électrique (dispatching) qui s'occupe, en plus, de l'élaboration des courbes de variation de la charge, du contrôle et suivi du fonctionnement du réseau électrique, doit disposer d'un plan dit " Plan de Sauvegarde " qui couvrira la situation du système après un incident prévisible ou non prévisible.

Des incidents critiques et graves peuvent apparaître dans le système et le menacer dans son intégrité.

Le déséquilibre production-consommation à la suite d'une perte importante de production, peut induire un incident très grave; surtout si ni les réserves tournantes dans le système, ni les possibilités d'importer de l'énergie des réseaux voisins n'arrivent à rétablir l'équilibre.

Pour réduire les effets d'une telle perturbation, arrêter sa propagation et conserver l'intégrité du système de puissance, des plans sont établis (Rentrent dans le cadre du plan de Sauvegarde) et des équipements nécessaires à l'exécution sont installés, parmi lesquelles on note [1] :

- * Réglage primaire et secondaire des groupes.
- * Protection wattmétrique¹.
- * Délestage par baisse de tension.

¹Débouclage wattmétrique : Protection agit quand la puissance active dépasse un certain seuil.

- * Délestage par baisse de fréquence.
- * Ilotage régionale et nationale (avec les pays voisins).
- * Ilotage des groupes.

Dans l'action du délestage à baisse de fréquence on réduit (on déleste) une quantité suffisante de la charge du système pour retrouver l'équilibre entre la production et la consommation et conserver donc la continuité de service dans les partie restantes du système.

L'objectif général de notre travail de recherche est l'étude du délestage à baisse de fréquence : causes, conséquences et philosophie générale d'une part, et la mise en oeuvre de nos propres moyens ou des outils (programmes informatiques) pour discuter et analyser un tel problème.

Ce qui c'est passé dans le " New York city BLACKOUT " du 13 juillet 1977 [2], et le " BLACKOUT du réseau Algérien " du 17 janvier 1990, nous a beaucoup motivé et poussé à travailler sur cet axe. Dans les deux BLACKOUTs, et dans beaucoup de pays du monde, quelque dizaines de minutes, ou moins, étaient suffisantes pour que le système s'effondre complètement et que tout le monde se trouve dans l'obscurité totale pour des heures ou peut même des jours...!

On a remarqué aussi que durant un état de détresse dans un large système de puissance, une myriade de conditions exceptionnelles peuvent exister et le personnel exploitant peut être incapable de gérer rapidement et régler certaines conditions critiques, et donc l'application d'une fausse opération peut causer une situation plus

catastrophique au système de puissance. Cependant le défi est d'appliquer un système expert pour aider à gérer les problèmes de délestage et d'introduire des procédures de reconnaissance de l'impact et de développer ainsi une stratégie pour atteindre l'état de fonctionnement normale du système.

Une recherche bibliographique (relativement importante) a été faite sur ce sujet, mais le temps et quelques problèmes fondamentaux ne nous n'ont pas permis de continuer cette étude.

L'étude des articles publiés sur ce sujet et les discussions avec les gens qui ont une très bonne connaissance du problème (chez SONEGAS) nous a permis de comprendre la philosophie et les objectifs globales d'un plan de délestage et les facteurs associés que nous présenterons au chapitre I.

Notre deuxième objectif était de développer nos propres outils pour analyser le problème et d'en déduire par la suite les critères et les suggestions pour implanter un plan de délestage optimale et efficace.

Plusieurs approches et techniques ont été proposées [3-12]. Chaque approche diffère de l'autre, soit par la modélisation du système (modèle linéaire ou non linéaire), soit par la technique d'optimisation du problème (programmation linéaire ou non linéaire ou quelques autres techniques mathématiques), ou soit finalement par l'outil utilisé (simulateurs).

On a développé un Modèle de Réponse Fréquentielle (System Frequency Response SFR Model) qui permet de voir le comportement du système avec ou sans délestage ainsi que le réglage des relais à basse de fréquence utilisés pour exécuter la réduction

de charge. On doit noter aussi que nous avons commencé à développer un programme d'optimisation de la charge à délester par un modèle non linéaire [12], en commençant par l'écoulement de puissance tenant compte de la fréquence et de la tension [11] (chapitre II).

Au chapitre III, nous avons étudié le problème classique de la Réponse Temporelle du système. Un programme attractif MULTI-TAB a été réalisé; il nous a permis d'analyser la stabilité transitoire en générale, à la suite d'un court-circuit triphasé ou d'une modification brusque de la génération ou de la charge ainsi que la validation du modèle SFR de simulation.

Au chapitre IV, nous avons fait des applications sur un petit réseau à 9 barres.

CHAPITRE I

ETUDE BIBLIOGRAPHIQUE
DU DELESTAGE

I.1 ANALYSE DE LA FREQUENCE

Dans l'électrotechnique en général, et dans l'étude des réseaux électriques en particulier, trois grandeurs sont importantes : La tension, la puissance ou le courant et la fréquence.

Ce dernier, et du fait qu'on parle sur le délestage à baisse de fréquence, est la grandeur la plus importante. Cependant la maîtrise de la fréquence conduira sûrement à la maîtrise du problème du délestage.

Dans cette partie nous verrons des notions générales sur l'importance de la fréquence et sur les moyens de réglage de celle-ci.

I.1.1 QUALITES DE LA FREQUENCE

Un réseau électrique doit fournir en tout point de livraison d'énergie électrique à une fréquence bien définie :

C'est 50 Hz dans les pays d'Afrique, Europe et Asie, 60 Hz en Amérique du nord et le Japan.

La fréquence doit satisfaire trois qualités :

a. Invariance.

b. Pureté.

c. Optimalité.

a. INVARIANCE

On impose comme **première qualité de la fréquence une constance et une précision compatibles avec le bon fonctionnement des appareils d'utilisation.**

b. PURETE

La seconde qualité de la fréquence est sa pureté qui n'est satisfaisante que si le taux d'harmoniques peut être considéré comme négligeable.

c. OPTIMALITE

Il ne faut pas oublier que la fréquence doit avoir la meilleure valeur possible. Sa troisième qualité est donc **d'être la fréquence optimale**.

Il est bien évident que le développement actuel des réseaux d'énergie électrique ne laisse pas de choix pour toute nouvelle machine productrice ou consommatrice à raccorder. La fréquence optimale est la fréquence du réseau préexistant.

Le calcul économique de l'optimum est pratiquement impossible.

Mais compte tenu des progrès technologiques d'aujourd'hui la fréquence optimale serait un peu supérieur à cette valeur (50Hz).

1.1.2 NOTIONS GENERALES SUR LE REGLAGE DE LA FREQUENCE

Avec les habitudes actuelles, on emploie généralement le terme

<réglage de la fréquence> dans un sens large, englobant les techniques mises au point successivement et dans lesquelles une mesure de la fréquence est utilisée dans des dispositifs de réglage automatique qui sont finalement des réglages des puissances produites. Ces dispositifs, cependant, sont classés en trois catégories appelées :

1.1.2.a Réglage primaire ou réglage de la vitesse d'un groupe générateur, dans lequel la commande des vannes d'admission de turbine est sous la dépendance de la mesure de la vitesse du groupe lui-même (et éventuellement des dérivées de cette vitesse). Le circuit de réglage propre à chaque groupe ainsi constitué réalise bien un réglage de la fréquence au sens strict en ajustant la puissance mécanique fournie au groupe à la

puissance électrique demandée; Ce réglage assure donc un double rôle :

1. Maintenir quasi-constante la vitesse des groupes;
2. limiter à une valeur admissible pour le matériel les grands écarts de vitesse, apparaissant lors d'à-coups importants, le cas le plus sévère étant celui de la décharge totale du groupe par séparation du réseau.

Ce réglage doit posséder trois qualités : Stabilité, sensibilité et rapidité.

* La rapidité du réglage dépend d'abord de l'inertie des masses tournantes. Elle dépend aussi de la rapidité avec laquelle le régulateur fait varier l'ouverture des vannes de la turbine.

* La sensibilité du réglage dépend d'une part de la sensibilité de la mesure de vitesse et d'autre part des imprécisions de la commande des vannes dues aux jeux et aux frottements des mécanismes utilisés.

* La sensibilité de réglage est fonction de la façon dont les charges tournantes alimentées et les puissances des groupes générateurs sont influencées par les variations de fréquence.

I.1.2.b Réglage secondaire qui asservit le réglage primaire aux conditions imposées par le maintien de valeurs fixes pour certaines puissances, qui sont généralement les puissances transitant sur les lignes d'interconnexion entre deux ou plusieurs réseaux mises en parallèle par ces lignes;

Le réglage secondaire modifie certaines <caractéristiques> du réglage primaire (donc certains facteurs dans les équations de réglage), afin d'obtenir un réglage de fréquence et de ces puissances à des valeurs de programme, c'est-à-dire fixées à l'avance.

I.1.2.c Réglage tertiaire en dernier lieu pour modifier le réglage secondaire dans le but de réaliser la répartition la plus économique des charges entre les groupes en service. En effet, d'une part l'énergie est fournie par ces groupes avec des coûts de production différents, et d'autre part les pertes dans le réseau varient avec la répartition des charges entre ces groupes. Le réglage tertiaire est donc aussi un réglage de puissance, mais il peut être à action lente, si bien que l'état actuel de la technique n'est pas certain que son automatisation soit nécessaire.

En définitive, on peut dire que seul le réglage primaire est réellement un réglage de fréquence, les réglages secondaire et tertiaire sont des réglages de puissance, que l'on désigne d'ailleurs maintenant le plus souvent par le terme <réglage du réseau>.

I.1.3 CONCLUSION

Vu ce qui a été discuté dans cette partie, on peut affirmer que la maîtrise de la fréquence est très importante dans l'étude, le suivi et la protection des systèmes de puissance.

Le plus important à tenir pour notre étude est que l'objectif d'un plan de délestage n'est plus le réglage de la fréquence pour que cette dernière soit stable, mais c'est plutôt pour limiter la baisse (ou l'augmentation) à des niveaux admissibles par la structure et le matériel utilisés dans le réseau.

1.2 PLAN DE SAUVEGARDE D'UN RESEAU ELECTRIQUE

Les plans de SAUVEGARDE sont destinés à faire face à un état anormal du réseau. Ils sont destinés à couvrir la conséquence des incidents prévisibles (où on se base sur le contrôle centralisé des installations manuellement ou par télécommande), ou non prévisibles (où on se base sur des schémas de commande automatique décentralisée)[13].

Dans cette partie, et pour ne pas faire la confusion entre un plan de délestage et un plan de SAUVEGARDE, on va étudier brièvement le plan de SAUVEGARDE d'un réseau.

1.2.1 ETATS DE FONCTIONNEMENT D'UN RESEAU

1.2.1.a ETAT NORMAL

Exploitation du réseau dans le cadre des capacités des centrales en continue et les conditions du réseau sont valables en cas d'incident prévisible. Dans cet état toutes les contraintes sont satisfaisantes.

1.2.1.b ETAT NORMAL D'ALERTE ET ETAT D'ALERTE

Si le niveau de production diminue ou si l'apparition d'un incident est devenue sûr, le système passe à l'état normal d'alerte qui ne nécessite pas une intervention à court-terme ou immédiate, car il existe un délai suffisant en cas d'incident prévisible. Si l'incident apparait dans le système, celui-ci entre dans l'état d'alerte qui nécessite une intervention court-terme ou immédiate, sinon les incidents prévisibles conduisent à un état d'urgence.

1.2.1.c ETAT D'URGENCE :

Si les automatismes de régulations n'arrivent pas à restaurer l'état normal, le système passe à l'état d'urgence. Le système reste en synchronisme, mais il existe des éléments du réseau qui sont surchargés, et le système tend vers **l'écroulement total**. Dans cette phase, l'état de charge, de tension ou **fréquence est inadmissible**. Et il faut agir très rapidement pour rétablir l'état normal du réseau, et ce, en éliminant les organes en défaut, en réorientant la puissance produite ou de **délester une partie de la charge si toutes les moyens n'arrivent pas à résoudre le problème**.

1.2.1.d ETAT LIMITE

Si toutes les commandes d'urgence n'arrivent pas à rétablir l'état normal du système, ce dernier se divise en parties ou " îlots ". Dans ce cas, les générateurs seront surchargés et les organes du réseau fonctionnent en dehors des plages acceptables.

Les générateurs seront tellement surchargés que leur séparation du réseau sera obligatoire. Le système s'écroule complètement jusqu'au " BLACKOUT " ou la défaillance totale.

1.2.1.f ETAT DE RESTAURATION

Cette opération est très lente, et elle peut durer des heures ou même des jours. Elles consiste à restaurer les charge perdues et de retrouver le synchronisme aux îlots.

1.2.2 PLAN DE SAUVEGARDE

Les plans de SAUVEGARDE ont pour but de maintenir le réseau si * Un incident prévisible (ou défini) se produit pendant qu'un réseau est en état d'alerte; ou

* un incident non prévisible (ou non défini) se produit.

A la suite d'un incident, le plan a pour but de maintenir le système de puissance en fonctionnement normale autant que possible, et d'éviter la propagations des conséquences.

Les gammes d'interventions destinées à éviter la propagation en chaîne des perturbations peuvent être :

- Réglage primaire et secondaire des groupes.

- Protection wattmétrique.

- Délestage : " LOAD SHEDDING "

* par baisse de tension : UNDERVOLTAGE LOAD SHEDDING

* par baisse de fréquence : UNDERFREQUENCY LOAD SHEDDING

- Une baisse de production : " GENERATION SHEDDING "

- Ilotage :

* Régionale.

* Internationale (avec les pays voisins).

* Des groupes pour éviter les dommages.

1.2.3 CONCLUSION

Ce qu'il faut retenir de cette partie est que :

1. Le rôle du centre de dispatching est en général :

* L'élaboration des plans et des diagrammes pour un meilleur

fonctionnement du système.

* Le Contrôle et le suivi du système (réactions automatiques).

* Donner des ordres à des interventions manuelles en cas de nécessité.

2. Le plan de délestage est une partie du plan de SAUVEGARDE et c'est la dernière intervention de celui-ci.

I.3 PHILOSOPHIE DU DELESTAGE

I.3.1 INTRODUCTION

Le but essentiel d'un plan de sauvegarde (ou plan de défense) est (comme on a vu déjà) de couvrir des incidents prévisibles ou non prévisibles. Dans toutes les situations il doit prévoir les actions nécessaires pour rendre le système de puissance à son état normal.

Les interruptions de service les plus importantes sont généralement la conséquence d'une série improbable d'événements qui peuvent être ni prévus ni évités.

Le problème fondamental survient quand il apparait un déséquilibre entre la production et la consommation dans un îlot (ou zone) du système de puissance. On a vu précédemment, qu'une condition très importante pour le bon fonctionnement du système est de vérifier ou satisfaire les conditions d'égalités.

Ces conditions d'égalité sont simplement l'équation "imaginaire" dite :

<Equation de continuité>.

$$\sum Production = \sum Charge + \sum Perte$$

Il faut que cette équation soit vérifiée à chaque instant, puisque l'énergie produite doit être instantanément consommée (du fait qu'il n'est pas, malheureusement, possible d'emmagasiner l'énergie électrique en grandes quantités).

Un excès de production dans l'îlot va causer une élévation de la fréquence. Par contre l'excès de charge cause une baisse de fréquence. Il peut y avoir d'autres problèmes, tels que les surcharges des lignes et le fonctionnement sous des tensions en dehors de leurs valeurs nominales.

Quand il existe un petit excès en production, l'élévation de la fréquence sera petite. Les systèmes de régulation (réglage primaire, secondaire,...) réagissent aux élévations de vitesse et réduisent la puissance de la turbine.

Typiquement, un excès initial de production de 30 % à l'îlot causera une élévation de vitesse de 1 %, il y aura aussi une variation de charge avec la fréquence de telle sorte qu'une partie du déséquilibre disparaîtra à cause de la déviation de la fréquence. Si l'excès de production est une fraction suffisamment grande de la production totale dans l'îlot, la protection contre les "survitesses" pour les turbo-alternateurs peut être mise en jeu.

Ceci peut fermer automatiquement les valves de la turbine et déconnecter l'alternateur du réseau de transport. Ainsi il est concevable qu'un excès de production peut mener rapidement à un excès en charge et peut conduire à un écroulement complet de l'îlot. Intuitivement, les îlots de grande puissance ne sont pas appréciables pour avoir un

pourcentage d'excès extrêmement large en production ou en charge.

Quand une surcharge de faible intensité apparaît dans l'îlot, les systèmes de régulation réagissent à la diminution de la fréquence en élevant la puissance du moteur entraînant.

$$2H \omega \frac{d\omega}{dt} = P_{mec} - P_{elec}$$

Si $P_{elec} > P_{mec}$ alors $\omega \searrow$

Si $P_{mec} > P_{elec}$ alors $\omega \nearrow$

La charge diminue fondamentalement avec la fréquence de telle façon qu'une fréquence stable peut, en dernier lieu, être obtenue. De toute façon ce n'est pas une situation de fonctionnement acceptable. Les îlots de puissance surchargés

(charge > production) sont caractérisés par une faible fréquence et par des courants plus grands que leurs valeurs nominales au moins à certains alternateurs et à certains ouvrages du système de transport, ainsi que par des tensions plus faibles que leurs valeurs normales au moins à certains noeuds du réseau.

Cette combinaison de conditions crée une variété d'efforts qui a le potentiel de faire un mauvais déséquilibre entre la charge et la production.

Dans un état d'urgence, à la suite d'un large déséquilibre entre la production et la charge, et si toutes les régulations, la répartition de la puissance et les réserves de puissance n'arrivent pas à retrouver l'équilibre, le système de puissance est alors exposé au danger; il sera menacer dans son intégrité et l'apparition d'un " Blackout " sera très probable...!

Il est, cependant, possible et souhaitable de prendre des précautions afin de minimiser les conséquences de tels incidents, en faisant appel à " Un plan de délestage ".

On doit noter d'abord que le plan de délestage à baisse de fréquence n'est pas utilisé comme un outil de planification et il ne remplace pas le besoin d'un système de transport de puissance gros et fort, ni d'éviter les considérations des éventualités sévères.

Le plan de délestage est un outil précautionnaire de fonctionnement au < dernière limite > qui est utilisé pour maintenir l'intégrité du système.

Dans ce chapitre, nous discutons le problème de délestage en général, et les techniques et approches les plus utilisées dans ce champs.

1.3.2 QU'EST-CE QUE LE DELESTAGE ?

Le mot ' Délestage ' signifie l'action de délester. Délester signifie : Supprimer momentanément la fourniture de courant électrique dans un secteur du réseau ou d'installation.

Le délestage n'est pas utilisé seulement dans les systèmes de puissance, mais aussi même dans les simples installations domestiques ou industrielles où on utilise se qu'on appelle un " Délesteur "² pour délester une partie de l'installation en cas d'insuffisance d'énergie électrique disponible.

Dans le cas des systèmes de puissance :

" L'action de délester dans un système de puissance consiste à déclencher ou déconnecter certaines catégories prédéterminés des charges (consommateurs) non prioritaires. "

²Délesteur : Appareil électrique qui élimine, par priorité, des parties de l'installation pour éviter l'ouverture du disjoncteur en cas d'insuffisance d'énergie installée.

La réduction de charge est effectuée sur le réseau de distribution (Départs Moyen Tension) ou les clients Haute Tension en cas de nécessité, et ce, soit automatiquement par des relais à baisse de fréquence, soit manuellement (s'il est nécessaire) par l'ordre de centre de dispatching national ou régional.

On doit bien noter que le plan de délestage est la dernière étape d'un plan de défense du réseau, il ne devrait être utilisé alors, que lorsque tous les moyens ont été épuisés.

1.3.3 LES TYPES DE DELESTAGE

Comme le délestage a un sens globale de supprimer la charge, il est préférable de préciser la cause de cette action. Nous distinguons alors trois types :

- * Délestage à baisse de fréquence (fréquencemétrique),
- * délestage à baisse de tension (effondrement de tension),
- * ou délestage à baisse des deux généralement.

L'action de délestage peut être :

1. Automatique :

En utilisant des relais de fréquence (différents types).

2. Manuelle :

Ouverture des disjoncteurs manuellement par l'ordre du centre de conduite du réseau (dispatching).

Note : On utilise dans quelques pays du monde des nouvelles technologies comme le " Télédélestage " en utilisant la télécommande et la télédétection.

1.3.4 QUAND-EST-CE QUE LE DELESTAGE DOIT INTERVENIR ?

On a vu, précédemment, que la cause d'une situation grave du système qui nécessite un délestage n'est pas tellement connue et ce, du fait que l'incident peut être prévisible ou

non prévisible. Mais ce qui causera une telle grave situation c'est plutôt la propagation en chaîne des perturbations qui commencent par ce qu'on appelle < L'événement initial >.

Plusieurs causes (événement initial) peuvent conduire à une grave situation du système de puissance.

Le commun dans toutes ces causes c'est " le grand déséquilibre entre la production et la charge ". Dans notre cas on parle souvent de l'insuffisance des moyens de production.

* **Insuffisance de production** traduite par une baisse inadmissible de la fréquence qui n'est pas compatible avec la tenue des matériels.

* Un appel de puissance (grande puissance) imprévu.

* La rupture d'une liaison d'interconnexion...etc

1.3.5 OBJECTIFS DE LA PROTECTION A BAISSSE DE FREQUENCE

(Délestage à baisse de fréquence)

Le but principal consiste à éviter un écroulement complet

(Blackout) du système, et de conserver l'exploitation aussi longtemps que possible.

Il doit être considéré comme une mesure extrême destinée à éviter les conséquences graves de certains cas de défaut plus sévères que ceux qu'on peut considérer comme planifiées dans les conditions normales d'exploitation.

Il permet aussi de minimiser les dommages causés aux équipements de production.

Pour protéger le système contre un " Blackout ", il est essentiel que le programme de délestage empêche la fréquence de descendre au-dessous des limites pour lesquelles les unités de production sont déclenchées.

Il doit assurer aussi le rétablissement de la fréquence à un niveau pour lequel les alternateurs peuvent fonctionner en régime plus ou moins permanent.

Pour réaliser tout ça, en délestant une partie de la charge, le plan doit répondre aux questions :

- Quand ?,
- où ?,
- comment ?,
- et à quelle étendue le délestage doit intervenir

1.3.6 CONDITIONS REQUISES POUR LA PROTECTION DES MACHINES

Comme l'accroissement de la production, surtout en Algérie, est assuré surtout par des groupes thermiques, ce sont eux qui déterminent les limites de fréquence pour le délestage fréquentométrique. Afin d'éviter l'arrêt des centrales thermiques il est important que les auxiliaires et les différents moteurs présentent des domaines caractéristiques de fréquence et de tension à l'intérieur desquels les groupes puissent fonctionner.

A l'heure actuelle, la plupart des expériences montrent que l'élément qui limite le fonctionnement à baisse de fréquence dans une centrale est le risque de détérioration des aubes de la turbine. Des vibrations critiques des aubes commencent à apparaître pour des fréquences égales à deux ou trois pour cent (2 à 3 %) au-dessous de la fréquence nominale dans la plupart des machines.

(il peut se produire des oscillations résonnantes des ailettes lorsque la turbine tourne à des vitesses différentes de l'ordre de 10 % de la valeur normale).

Pour minimiser la probabilité de défaillance par fatigue due aux vibrations, des limitations sont imposées au fonctionnement à faible fréquence ou tension :

a. PRESCRIPTIONS SUR LA FREQUENCE

<u>Fréquence</u>	<u>Durée de fonctionnement</u>
51 - 50.3 Hz	10 h par an
50.3 - 49 Hz	En permanence, pleine charge
49 - 48.5 Hz	30 mn à pleine charge
48.5 - 47.5 Hz	5 mn à pleine charge
47.5 - 47 Hz	5 s à pleine charge
< 46 Hz	<u>fonctionnement impossible</u>

b. PRESCRIPTIONS SUR LA TENSION

Tension aux bornes de l'alternateur (en % de Unominale)	Durée de fonctionnement
85 %	1 Heure
50 %	0.65 seconde
25 %	0.25 seconde

REMARQUES

Ces prescriptions ne sont pas valables pour n'importe quelle machine. Cela dépend de la construction de chaque machine, mais ces prescriptions sont données comme ordre de grandeur valables pour de nombreux groupes de grande puissance.

Puisque la probabilité d'avarier est une fonction du temps cumulé (sur toute la vie du groupe) de fonctionnement à ces fréquences, les dispositifs automatiques de secours (relais à baisse de fréquence) doivent être conçus de façon à éviter autant que possible de tomber dans le domaine critique et à minimiser le temps de fonctionnement inévitable à ces fréquences.

Puisqu'il est essentiel que ces temps totaux de fonctionnement ne dépassent jamais le temps maximal, on installe des relais à baisse de fréquence qui déclenchent tout groupe dont la fréquence tombe à 47 Hz pendant 2 à 3 secondes (par exemple), ou qui le déclenche instantanément si cette fréquence tombe au-dessous de 47 Hz.

Le déclenchement par baisse de fréquence maintient le groupe en vitesse et est prêt à reprendre la charge, alors qu'une chute rapide de fréquence, qui aurait pour origine une surcharge importante et de longue durée, conduira à un arrêt complet, avec pour conséquence un temps très long pour la reprise du service normale qui peut dépasser même des jours.

1.3.7 COMPORTEMENT DU RESEAU LORS D'UN MANQUE DE PRODUCTION

GENERALITES

La réponse du système après un déséquilibre production-charge peut être estimée et étudiée par la réponse fréquentielle du système.

Une situation acceptable d'un excès de charge peut être créée après une perte de production ou la formation d'un îlot avec un excès de charge. Dans ce cas les alternateurs restent (approvisionnement) électriquement en état acceptable et la régulation fréquence-charge arrive à compenser la décroissance de la fréquence en augmentant la puissance mécanique.

La fréquence étant (supposée) la même en tout point du réseau.

En réalité, dans un système à plusieurs machines (Multi-machine)

la réponse fréquentielle est caractérisée par une valeur (réponse) moyenne à l'intérieur d'une bande des valeurs réelles déterminées par la réponse de chaque machine seule.

COMPORTEMENT DU RESEAU APRES UNE PERTE DE PRODUCTION :

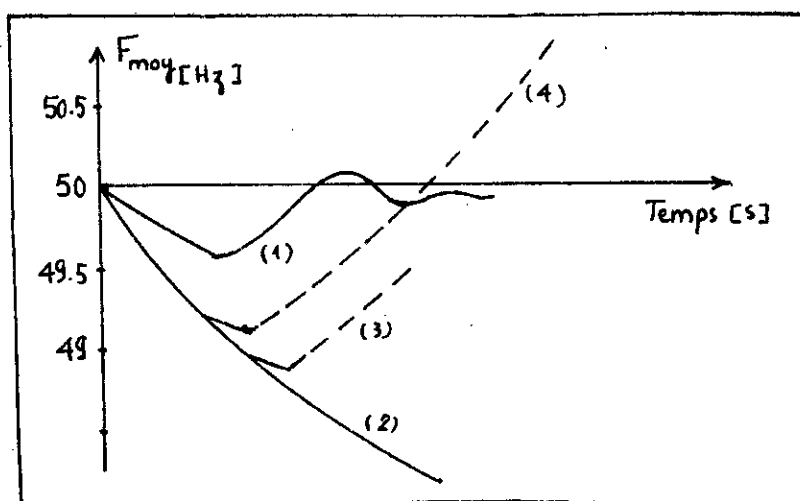


Figure 1

La réponse fréquentielle typique d'un système de puissance après une perte de production est donnée sur la figure 1.

Si la réserve tournante est supérieure à la perte de production la réponse du système peut être similaire à la courbe (1).

Quand la réserve tournante est insuffisante pour compenser la perte, et si les systèmes de régulation n'arrivent pas à couvrir cette urgence, la courbe (3) montre la continuité de décroissance de la fréquence à moins que quelques moyens d'équilibrage charge-production (comme le délestage) entrent en action pour que la fréquence du système aura l'allure de la courbe (2) de la figure 1.

La courbe (2) représente aussi une situation dans laquelle la réserve tournante est suffisante en quantité mais avec une mauvaise réponse (ou réaction) des systèmes de régulation qui exigent un délestage pour empêcher la déviation excessive de la fréquence.

On doit bien noter qu'après ce délestage qui a réussi (courbe (2)), le taux initial de croissance de la fréquence dépend de la quantité par laquelle la charge totale délestée excède l'insuffisance de production, en tenant compte bien sûr, de la réserve tournante.

Il est à noter qu'un délestage inadéquat en quantité c'est-à-dire qu'on déleste par exemple, plus qu'il le faut, le système aura une réponse fréquentielle similaire à celle présentée sur la figure 1, courbe (4).

On aura pratiquement le problème inverse et le système aura besoin (peut être) d'une " Generation shedding ", si cela se produira d'une façon tellement rapide que

la régulation n'arrive pas à réduire la production.

En ce qui concerne le réseau en général, au moment de pertes de productions importantes, les variations de fréquence et la valeur finale de la fréquence dépendent beaucoup de l'étendue du réseau qui va se trouver séparé de l'endroit du réseau où se trouve la perte de production. Il dépend aussi de la localisation et des possibilités de réglage des groupes de réserve.

Au cours de déclenchement d'une production importante, des lignes d'interconnexion peuvent être le siège de perte de stabilité et se déclenchent complètement, ce qui réduit fortement la possibilité de maintenir le réseau en état normal.

Les lignes d'interconnexion deviennent instables, particulièrement en cas d'importation de puissance et des déclenchements se produisent à la suite de perte de production.

1.4 PRINCIPES ET TECHNIQUES DU PLAN DE DELESTAGE

1.4.1 GENERALITES

En fait, les techniques et les principes de délestage ne sont pas suffisamment connus. Certes la philosophie et l'objectif d'un tel programme sont plus ou moins connus, mais dans toute la bibliographie existante (qui comporte pratiquement que des publications de recherche) on ne donne jamais une classification méthodologique concernant les principes et les techniques d'élaborer les programmes de délestage.

Cela nous n'empêche pas d'essayer de présenter ce sujet d'une façon que nous croyons qu'elle donne une bonne idée sur ce qui se passe réellement et sur les recherches que se font dans ce sens.

En pratique on distingue trois axes principaux :

A. Plan de délestage existant

(il a été implanté souvent par des critères basés sur les statistiques et l'expérience dans

le champ).

On essaye d'étudier et d'améliorer ce plan existant.

B. Equipements de protection

Les recherches et les essais pour le choix et le développement des équipements (relais)

rapides, efficaces et fiables.

C. Travaux théoriques d'analyse et de simulation :

Travaux de recherche pour élaborer des critères plus ou moins standards sur

l'implantation des plans de délestage.

La partie suivante discutera quelques principes dans chaque axe avec des exemples pratiques.

1.4.2 IMPLANTATION REELLE D'UN PLAN DE DELESTAGE

Les questions fondamentales (comme nous avons vu) auxquelles un plan de délestage réel doit répondre sont :

- Quand ?,
- où ?,
- Comment ?,
- et à quelle étendue le délestage doit intervenir ?

1.4.2.a QUAND ?

La réponse a été donnée en détail dans les chapitres précédents

(Causes et objectifs d'un plan de délestage..etc).

Mais en résumé :

Un plan de délestage est nécessaire si toute la production disponible (production nominale, réserves tournantes et les possibilités d'importation de l'énergie) n'arrive pas à satisfaire la consommation existante à la suite d'un incident non prévisible (tel qu'une perte importante de production).

Le délestage ne devra être utilisé que lorsque tous les autres moyens ont été épuisés.

1.4.2.b OU ?

C'est-à-dire à quelle endroit et quelle type de consommateur le plan doit délester.

La réponse à cette question dépend de plusieurs facteurs, enter autres, les conditions requises par le réseau à protéger, la topographie du réseau et les possibilités existantes pour délester la charge.

Seul l'étude détaillée du réseau à protéger peut répondre convenablement à cette question. On doit seulement noter que :

* **La réduction de la charge se fait sur le réseau de distribution (Départs MT) ou parfois, en délestant en dernier lieu, les consommateurs HT (exp. SONATRACH est un client HT pour SONELGAZ).**

* **Le type de la charge à délester est souvent non prioritaire dans les premiers stades de délestage, on conserve les hôpitaux et les zones stratégiques en dernier stade.**

1.4.2.c A QUELLE ETENDUE LE DELESTAGE DOIT INTERVENIR ?

Ceci dépend plus sur la nature et la gravité de la perturbation.

Souvent c'est le centre de dispatching qui doit répondre à cette question, puisqu'il peut donner l'ordre d'un délestage manuel ou un télédélestage si le délestage automatique n'a pas pu arrêter la chute inadmissible de la fréquence et de soulever la surcharge des lignes et des groupes.

I.4.2.d COMMENT ? Comment délester la charge **automatiquement ?**

En se basant surtout sur :

- Une longue expérience dans l'exploitation des réseaux électriques.
- Des expériences obtenues lors des graves perturbations qui ont menacés le système pendant les années précédentes.
- et sur d'autres critères...

L'exploitant du système conçoit son plan de délestage automatique de la manière suivante :

On fait la réduction automatique de la charge (estimée nécessaire pour établir l'équilibre du système) sur plusieurs stades ou niveaux de fréquences. Un réglage en seuil de fréquence et en temps est fait pour chaque stade.

La réduction automatique est réalisée par les équipements de protection des postes qui comportent différents relais de fréquence de précision réglés à plusieurs stades de fréquence (temporisés) de valeurs décroissantes et pour chaque stade, le fonctionnement des relais provoque la mise hors service d'un groupe de départs (de consommateurs).

I.4.3 EXEMPLE PRATIQUE D'UN PLAN DE DELESTAGE

Réseau Algérien (SONELGAZ) [14-15].

Stade	Fréquence	Temps	Charge délestée
premier	48.5 Hz	0.2 seconde	75 MW
deuxième	48.3 Hz	0.2 seconde	75 MW
troisième	48.3 Hz	10 secondes	80 MW
quatrième	47.3 Hz	0.2 seconde	120 MW

Clients HT

premier	47.3 Hz	0.2 seconde	75 MW
deuxième	46.9 Hz	0.2 seconde	50 MW

REMARQUE

Après le BLACKOUT du 17 janvier 1990, SONELGAZ a adopté un nouveau plan de délestage qui présente plusieurs avantages sur l'ancien plan.

NOUVEAU PLAN

Premier stade : 49 Hz temporisé à 0.2 seconde, 205 MW délestée.

Deuxième stade : 48.5 Hz sur deux parties :

- temporisé à 0.2 s, 205 MW de charge délestée.

- temporisé à 10 s, 142 MW délestée en plus.

Troisième stade : 47.5 Hz temporisé à 0.2 s, 307 MW délestée.

Quatrième stade : 47 Hz temporisé à 0.2 s, 307 MW délestée.

1.4.4 FORMULATION DU PLAN DE DELESTAGE AUTOMATIQUE

Pour discuter l'élaboration d'un plan de délestage, on considère deux types de facteurs à étudier :

1. Les facteurs associés au système (réseau) lui même.
2. Les facteurs associés au plan de délestage.

Tous les facteurs associés au système, (l'inertie du système, les modèles de régulation, les modèles de charge et de génération...etc), sont fixés, seul le niveau du réserve tournante doit être pris en compte lors du délestage.

En ce qui concerne le plan de délestage, les facteurs associés qui doivent être étudiés sont :

- * Stades de fréquence (niveau ou seuil de fréquence);
- * nombre de stade;
- * quantité de la charge à délester à chaque stade;
- * temporisation de chaque stade;
- * location des relais de fréquence.

Ils seront étudiés en détail au chapitre II.

1.5 ILOTAGE

1.5.1 INTRODUCTION

A la suite des graves perturbations, la plus grande partie du système (réseau) peut se trouver découpée en différentes zones ou " îlots ". Si l'on ne prend pas de précautions, le système peut se trouver divisé en éléments à l'intérieur desquels la production et la consommation ne sont pas en équilibre. Afin d'éviter que dans des îlots la consommation excède la production

il serait souhaitable d'étudier les schémas des protections de façon qu'elles agissent en des endroits tels que l'on obtient l'équilibre en production et en consommation.

En plus de cette condition d'autres objectifs consistent à :

- isoler du réseau la partie déficiente de manière à en sauvegarder les parties saines.
- s'assurer que des centres de consommation importants soient inclus dans ces îlots bénéficiant de production excédentaire.

1.5.2 QU'EST-CE-QUE L'ÎLOTAGE ?

L'îlotage est considéré comme une intervention sur la structure du réseau comme le délestage. Il peut concerner une région toute entière comme il peut seulement maintenir un groupe sur ses propres auxiliaires ou bien alors le maintien d'une centrale sur une poche de consommateurs.

Le rôle des relais d'îlotage est donc d'éviter un effondrement général du réseau par séparation de celui-ci. L'action d'îlotage consiste simplement à l'ouverture de la ligne d'interconnexion en se basant sur la fréquence toujours (réglage des relais à un niveau bien déterminé de fréquence).

1.5.3 EXEMPLES

Réseau Algérien (SONELGAZ)

L'ilotage régional réglé à 46.5 Hz avec une temporisation de 0.2 seconde agit dans les postes de :

OUED SLY (Séparation Centre-Ouest)

DARGUINAH (Séparation Centre-Est)

EL HASSI

L'ilotage entre l'Algérie, la Tunisie et le Maroc se fait à :

47.8 Hz temporisé à 0.2 seconde (à partir d'El Hadjar

El Auinet et Djebel Onk pour la Tunisie).

REMARQUE IMPORTANTE

* **Déconnexion des groupes instantanément à 46 Hz.**

* Le sud du pays est déconnecté à 48 Hz mais à condition que l'énergie circule du sud vers le nord.

I.6 DELESTAGE MANUEL

Ce type de délestage a la même signification que le délestage automatique (en utilisant les relais de fréquence) sauf que dans ce cas le délestage se fait manuellement par l'ordre du centre de conduite du réseau (dispatching).

Le délestage manuel se fait dans deux cas :

Premier cas :

Si la fréquence, pour une raison ou une autre, se stabilise entre deux stades (niveaux) de fréquence. L'intervention de l'exploitant sera nécessaire pour délester un peu plus

de charge pour rétablir l'état normal de fonctionnement du système.

deuxième cas :

Si on connaît d'avance que le système va perdre une partie importante de la production (pour des raisons de maintenance ou autres...), l'exploitant devra programmer un délestage de charge suffisant pour conserver le fonctionnement normal du système.

1.7 RELESTAGE

Le relestage est l'opération inverse du délestage. on dit aussi la restauration ou le rétablissement des charges.

C'est donc la réenclenchement des charges délestées (automatiquement) ou la reconnexion manuelle de ces charges dans le cas d'un délestage manuel.

Plusieurs approches concernant les objectifs du plan de délestage considèrent que le relestage de la charge, après disparition de l'incident, est parmi les principaux rôles du plan de délestage.

1.8 EQUIPEMENT DE PROTECTION (RELAIS)

1.8.1 GENERALITES

La partie principale du délestage doit être effectuée automatiquement par de nombreux relais à baisse de fréquence. C'est pourquoi il faut donner une considération particulière au choix de ces équipements.

L'objectif de cette partie n'est pas l'étude détaillée de ces équipements, mais de

montrer l'importance et l'influence des types et de choix des relais de fréquence sur le fonctionnement du plan de délestage d'une part, et de donner une idée réelle sur ces équipements d'autre part.

Les plus importantes caractéristiques que doit satisfaire un relais de fréquence sont, principalement, la fiabilité, la sensibilité et la rapidité (temps de réponse). D'autres caractéristiques peuvent être prises en compte telles que la simplicité, le coût (achat + installation) ...etc.

Note : Pour plus d'assurance, les relais de fréquence peuvent être coordonnés pour donner un système de protection globalement efficace et fiable.

1.8.2 CLASSIFICATION DES RELAIS

Cette classification n'est pas standard. C'est seulement les types de relais que nous avons rencontré dans notre étude bibliographique classés d'une façon donnant une idée sur les types de ces relais.

On distingue deux ensembles :

1. Les relais électromécaniques : On distingue ici :

- Relais à disque d'induction.
- Relais à cylindre d'induction.
- Relais à cloche....

2. Les relais numériques (électroniques)

Suivant le mécanisme de sensibilité du relais, on distingue :

- Les relais de fréquence (valeurs discrètes) :

Utilisent seulement les valeurs discrètes de la fréquence et fonctionnent à un niveau

bien déterminé de fréquence. (Relais DFR).

- Les relais à variation de fréquence :

Ils tiennent compte à la fois de l'écart et du taux de variation de la fréquence.

(Relais FTR).

1.8.3 EXEMPLES PRATIQUES DE QUELQUES RELAIS

* Relais de fréquence RFS 2010 : relais avec de grande précision.

* Relais de fréquence TNF1 : basés sur le comptage d'un nombre d'impulsions apparaissant entre deux passages par zéro de la tension du réseau qui est transformée en créneaux. Les fronts de ces créneaux marquent le début et la fin de chaque période de mesure.

Un oscillateur à quartz de fréquence de 800 kHz commande une chaîne de quatre diviseurs de fréquence fonctionnant en compteur binaire codé décimal 1-2-4-8.

1.8.4 CONCLUSION

Vu la diversité des relais de fréquence, vu les différentes caractéristiques de chaque type, on conclut que l'étude détaillée du choix de type de relais et la coordination entre les différents relais est une phase très importante pour élaborer et implanter un plan de délestage globalement efficace et fiable.

L'utilisation des relais numériques développera considérablement les performances du plan de délestage et permet le réenclenchement le plus rapide des charges à délestées [15].

1.9 TRAVAUX D'ANALYSE ET DE SIMULATION

Plusieurs travaux de recherche ont été orientés vers ce sujet afin d'élaborer des critères

plus ou moins standard pour implanter les plans de délestage [3-10]. On se limite seulement à donner les aspects généraux et on laisse le soin aux lecteurs de consulter ces articles pour plus de détail.

L'objectif commun de toutes ces recherches est d'élaborer des critères pour :

* Réaliser des plans de délestage **optimales, efficaces et fiables**.

On doit estimer la perturbation (le déficit de puissance), la charge optimale à délester, le moment et l'endroit adéquats.

* Réaliser des outils qui simulent la situation la plus proche de la réalité du réseau, et ce, pour faire les différentes études de simulation de différentes perturbations et d'en tirer des conclusions.

Les méthodes les plus utilisées sont :

1.9.1 DELESTAGE OPTIMALE A TRAVERS LES TECHNIQUES DE PROGRAMMATION

Des modèles du problèmes de sensibilité du réseau ont été développés. La résolution du problème est obtenue par des méthodes de programmation linéaires ou quadratiques.

1.9.2 UTILISATION DES MODELES MATHÉMATIQUES

Utilisation de quelques techniques mathématiques évoluées pour modéliser le système et résoudre le problème de surcharge des lignes à la suite d'une perte de production.

On utilise aussi une méthode dite " Software " qui calcule la charge optimale par une technique unique de gérance qui prévoit la quantité maximale de charge disponible à délester en fonction du temps durant la journée et du type de charge.

1.9.3 SIMULATION DU DELESTAGE

On utilise différents types de simulateurs :

- * Simulateur dynamique étendu de long-terme.
- * Programme de stabilité (transitoire et dynamique),...etc.

1.9.4 CONCLUSION

Plusieurs modèles et techniques ont été élaborés et étudiés dont chacun présente des avantages et des inconvénients. Cela dépend généralement du volume des approximations utilisées dans chaque cas d'une part, et de l'objectif exact de l'approche d'autre part.

Quelques uns de ces modèles seront utilisés dans l'étude pratique en donnant chaque fois une justification du choix du modèle.

CHAPITRE II

ETUDE FREQUENCIELLE
(MODELE DE REPONSE DE LA FREQUENCE)

II.1 INTRODUCTION

Notre deuxième objectif était de développer nos propres outils pour discuter le problème de délestage sur les systèmes de puissance.

Nous avons étudié plusieurs modèles et méthodes. Mais vu le temps et les moyens dont nous disposons, leur réalisation n'était pratiquement pas possible.

Du fait qu'on parle de délestage à baisse de fréquence, nous proposons les deux approches suivantes : Modèle de la réponse de la fréquence du système (Modèle SFR) et le calcul d'écoulement de puissance tenant compte des caractéristiques fréquence et tension des charges.

La première approche a donné des résultats très satisfaisantes et nous a permis d'étudier le problème de délestage.

La deuxième a été dans un cadre de travail d'optimisation de la charge à délester mais malgré que la méthode a convergé, il n'était pas possible de continuer le travail à cause du problème de calcul des coefficients du modèle utilisé pour un réseau donnée.

II.2 MODELE DE LA REPONSE FREQUENCIELLE DU SYSTEME

Le modèle de la réponse fréquentielle du système est un nouveau modèle basé sur des modèles IEEE standards et classiques [16].

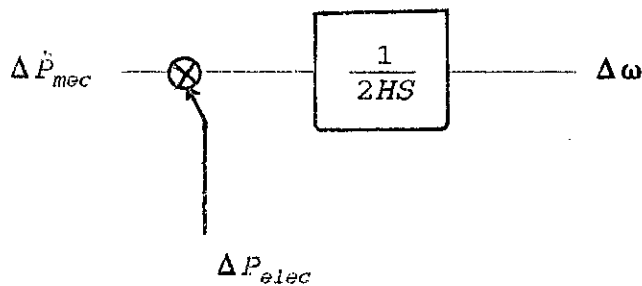
Ce modèle représente tout le système ou l'îlot sous forme d'un bloc équivalent. Il permet de voir la réponse fréquentielle du système à la suite de n'importe quelle déséquilibre entre la charge et la production. Il permet aussi d'étudier le modèle lui-même, ainsi que l'étude du plan de délestage.

Le seul problème qui se pose est le calcul des paramètres du modèle que nous pensons qu'il représente, lui-même, un autre thème de sujet de recherche.

Ceci n'empêche qu'on peut toujours calculer ou approximer ces facteurs pour des petits réseaux d'énergie électrique.

II.2.1 ETUDE DU MODELE

II.2.1.a MODELE DU GENERATEUR



On a :

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = 2H \frac{d}{dt} (\Delta \omega)$$

Par la transformation de Laplace on aura :

$$\Delta P_{mec} - \Delta P_{elec} = 2HS \Delta \omega$$

Où :

H : Constante d'inertie de la machine.

$2H = M$: Représente donc l'inertie de l'alternateur.

(temps de lancée de l'alternateur)

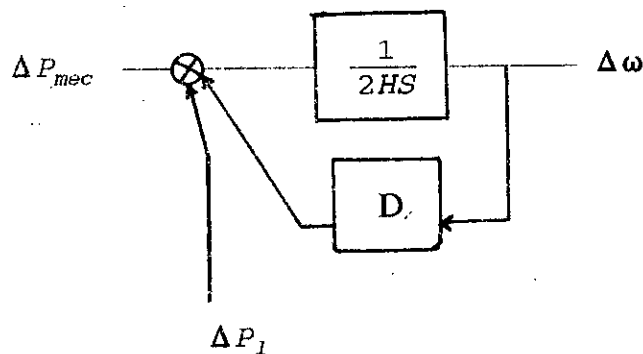
II.2.1.b MODELE DE CHARGE

Pour modéliser les effets de changement de la fréquence sur les charges du système, en particulier les moteurs qui représentent la grande majorité des charges, on doit établir la relation entre le changement de charge à cause du changement de la fréquence.

Cette relation est donnée par :

$$\Delta P_{elec(freq)} = -D \cdot \Delta \omega \quad \text{ou} \quad D = -\frac{\Delta P_1}{\Delta \omega}$$

On aura donc :



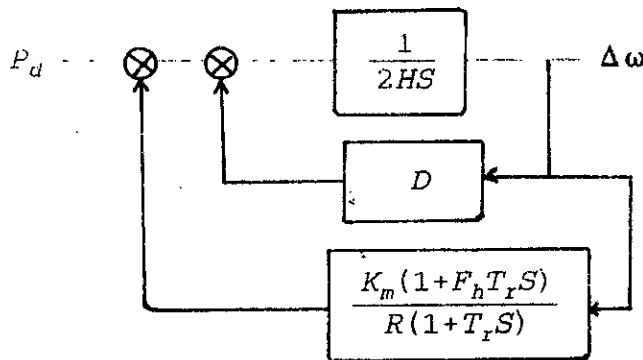
Avec D : Taux de variation de la puissance appelée avec la variation de la fréquence du système.

II.2.1.c LE MODELE DU SYSTEME

(Modèle de la Réponse Fréquentielle, SFR Model)

Plusieurs études sur la modélisation des systèmes de puissance ont montré qu'il est possible de représenter le système de puissance approximativement par un modèle linéaire de la réponse fréquentielle du système.

En Tenant compte des modèles de génération, de charge et de régulation nous avons obtenu le modèle suivant :



Avec :

H : Constante d'inertie.

D : Taux de variation de la charge avec la fréquence.

Et les paramètres de régulations :

K_m : Gain.

$1/R$: Gain de régulateur de vitesse.

T_r : La constante de temps moyen de réchauffage.

F_h : La fraction Haute Pression de la turbine.

P_d : La perturbation (déficit).

II.2.2 ANALYSE DU MODELE

II.2.2.a LA REPONSE DE LA FREQUENCE (simulation)

Pour ce modèle du système nous calculons la réponse fréquentielle en per unit [pu] comme suit :

$$\Delta \omega = \left(\frac{R\omega_n^2}{DR+K_m} \right) \left(\frac{(1+T_r S) P_d}{S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2} \right) \quad (1)$$

Avec :

$$\omega_n^2 = \frac{DR+K_m}{2HRT_r}$$

et

$$\xi = \omega_n \left(\frac{2HR + (DR+K_m F_h) T_r}{2(DR+K_m)} \right) \quad (2)$$

et on peut donc calculer la vitesse ou la fréquence en per unit pour n'importe quelle perturbation Pd.

Nous intéressons généralement aux déséquilibres brusques entre la production et la charge, pour cela nous considérons Pd sous forme de fonction échelon Pstep. L'équation (1) devient donc :

$$\Delta \omega = \left(\frac{R\omega_n^2}{DR+K_m} \right) \left(\frac{(1+T_r S) P_{step}}{S(S^2 + 2\xi\omega_n S + \omega_n^2)} \right) \quad (3)$$

Cette équation peut être résolue directement pour avoir la déviation de la fréquence en per unit qui a la forme :

$$\Delta\omega(t) = A(1 + a e^{-\alpha t} \sin(\omega_r t + \phi)) \quad (4)$$

II.2.2.b RESULTATS DE SIMULATION

Pour voir la réponse fréquentielle du système à la suite d'un déficit de puissance donné, on choisit les paramètres suivants qui sont valables pour les grands systèmes [17].

$H=3.5$, $D=1$, $Tr=8$, $Fh=0.3$, $R=0.06$ et $Km=0.85$

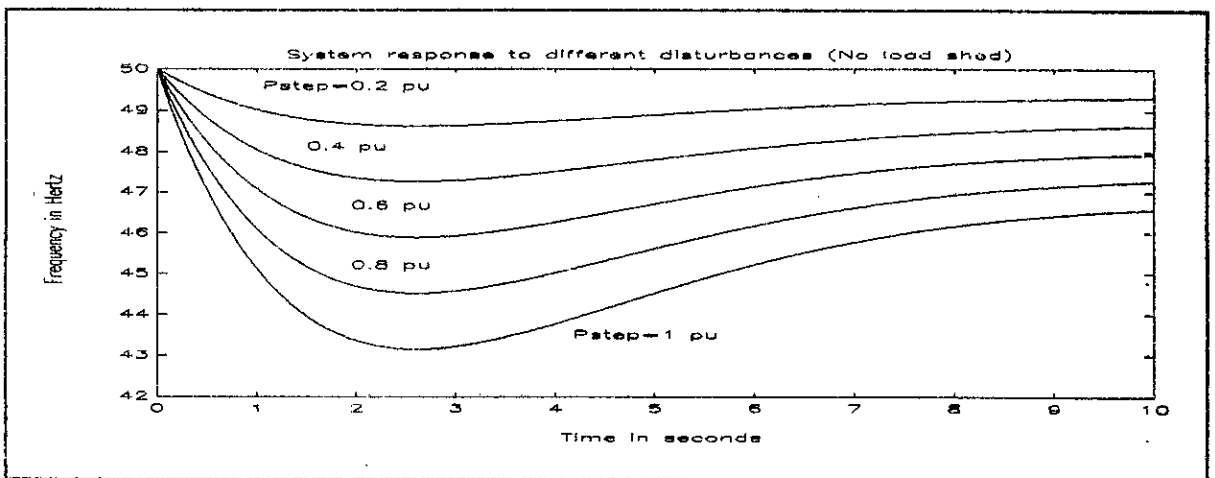


Figure 1 Réponse de la fréquence du système pour différentes perturbations.

La figure (1) montre la variation de la fréquence en fonction du temps pour différentes perturbations (0.2 à 1 pu).

On constate que la réponse est une sinusoïde amortie, qui diminue en fonction du temps jusqu'à un minimum puis augmente à un niveau plus élevé de fréquence.

Ceci est bien claire en analysant l'équation (4); la sinusoïde est due en effet au facteur $\sin(\omega_r t + \phi)$. Tandisque l'amortissement est due au facteur exponentiel.

On remarque bien aussi que plus la perturbation est grande plus la fréquence minimale est petite, car l'amplitude dans l'équation (4) dépend de Pstep.

II.2.2.c ETUDE DES PARAMETRES ET LEUR INFLUENCE

H : Constante d'inertie : (Inertia constant)

La constante d'inertie de la machine est définie comme étant le rapport du moment d'inertie des composantes tournantes du groupe sur la capacité totale de production de l'unité.

H est proportionnelle à l'énergie cinétique de ces composantes tournantes (à une vitesse donnée).

Donc

$$H = \frac{\text{Energie cinétique}}{\text{Puissance apparente}} \quad (\text{secondes})$$

son ordre de grandeur est de 2 à 10 s, suivant le volume du système.

Note : Parfois on rencontre $M=2H$ défini comme étant la constante d'inertie.

Influence de H

En utilisant le modèle SFR avec les mêmes paramètres de la figure (1) on obtient la caractéristique donnée sur la figure (2).

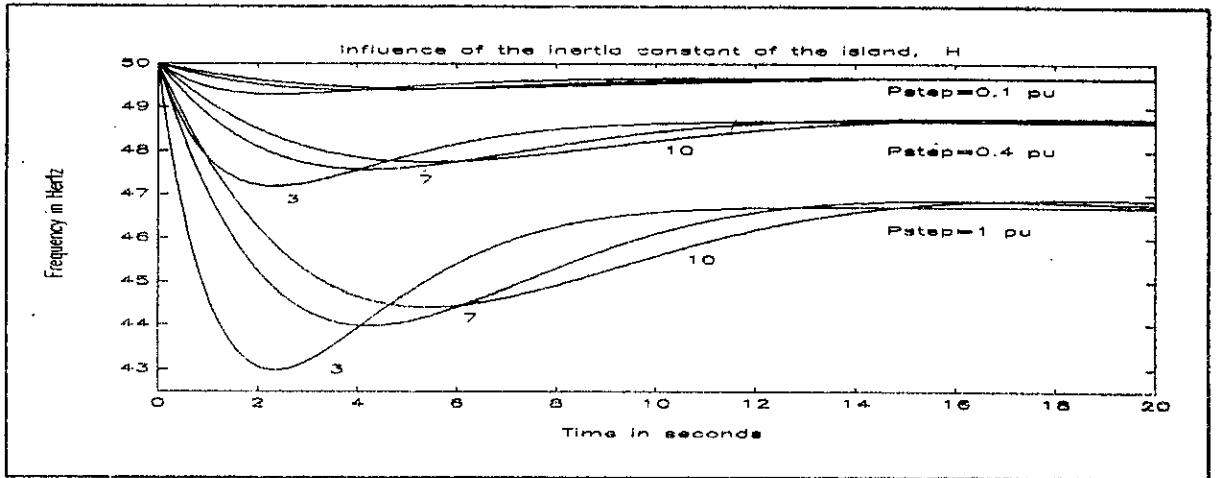


Figure 2 Influence du constant d'inertie H sur la réponse de la fréquence du système.

On doit noter d'abord que plus H est petite plus le système est grand.

D'après la figure (2), on confirme l'importance de la constante d'inertie. On constate aussi que plus H est petite (système large) plus la fréquence diminue moins rapidement qu'un système à H grande (petit système). On remarque aussi que la déviation minimale en fréquence pour H petite est plus élevée que celle pour H grande.

Les mêmes remarques sont à noter si on change la perturbation Pstep.

2. D : Taux de variation de la charge en fonction de la fréquence " Damping factor "

Pour une puissance produite constante, la baisse permanente de la fréquence est liée à la relation entre la puissance et la fréquence de la charge $D = \frac{dP}{df}$ c'est-à-dire au taux

de variation de la puissance appelée en fonction de la fréquence.

D est aussi un facteur important dans l'analyse du comportement du système lors d'une baisse de fréquence.

$D=0$ pour les charges purement résistives. D dépend de la nature des charges mécaniques entraînées s'il s'agit d'une charge constituée de moteurs. La quantité limitée d'informations publiées relatives à ce sujet indique que D est compris entre 0.5 et 2.

Influence de D

En utilisant le SFR modèle avec les paramètres déjà donnés, on aura la caractéristique donnée sur la figure (3).

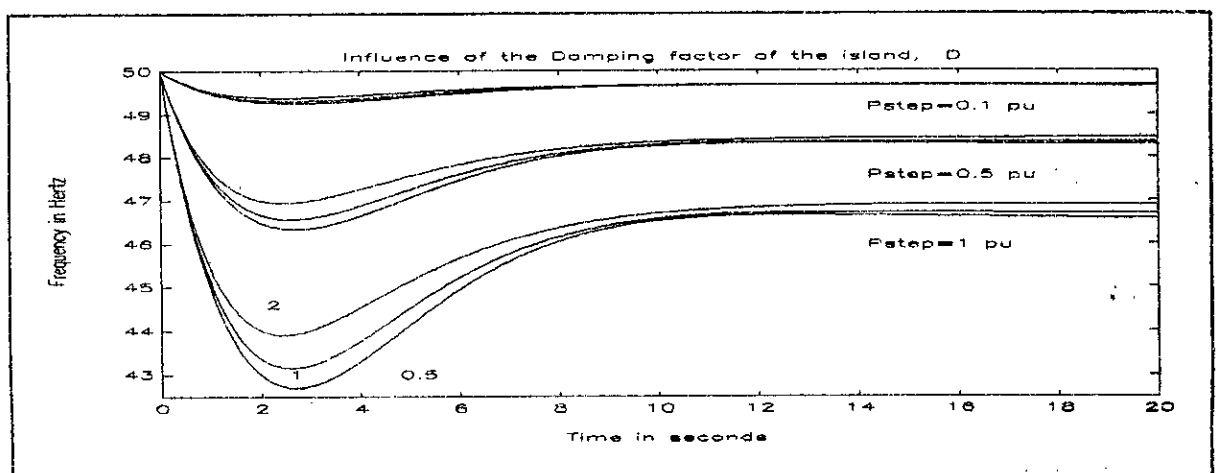


Figure 3 Influence du facteur D sur la fréquence du système lors d'un déficit de production.

D'après la figure (3), on constate que l'influence de D sur la la pente de descente de la fréquence n'est pas très importante, ceci peut être expliquée par le fait que la variation de la charge n'est pas trop rapide avec celle de la fréquence.

Mais pour une perturbation donnée la fréquence minimale pour D petit est plus petite que celle pour un D grand.

FACTEURS DE REGULATION

Pour toutes les facteurs de régulations on se limite à donner une idée générale sur ces facteurs et leurs influence sur la réponse fréquentielle du système.

Pour plus de détails, on laisse le soin aux lecteurs intéressés pour consulter la documentation [16].

Fh : Fraction Haute Pression de la turbine

Comme son nom le dit, F_h représente la fraction HP de la turbine.

Seule la fraction HP est considérée à cause de son importance sur le fonctionnement des vannes de la turbine.

Suivant la configuration du système de production, F_h peut prendre trois valeurs : 0.22
0.25 ou 0.3

Influence de Fh

D'après la figure (4), on constate que la valeur de F_h influe sur la pente de variation de la fréquence qui devient plus grande.

Concernant la fréquence minimale, plus F_h est grand plus celle-ci est élevée.

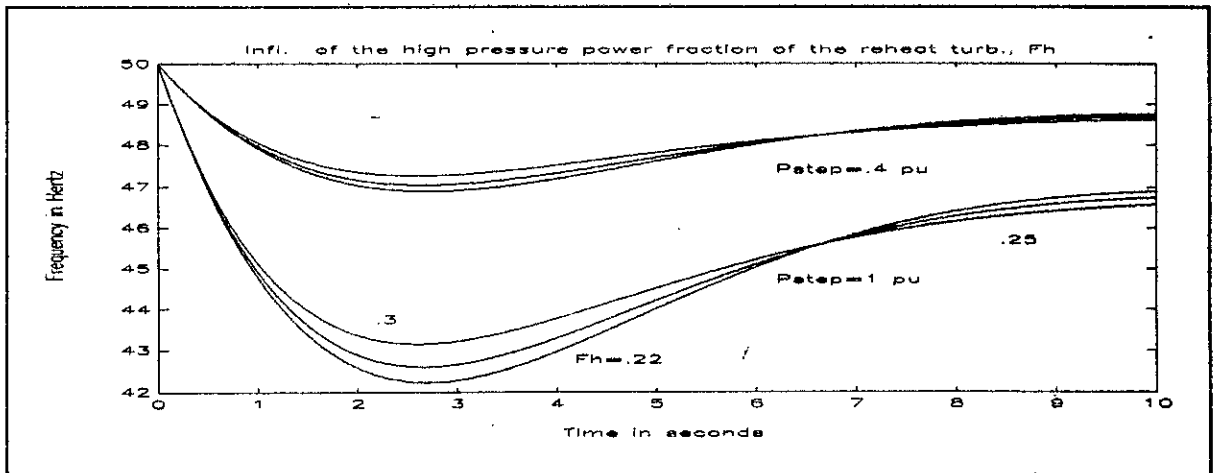


Figure 4 Influence du facteur Fh sur la réponse de la fréquence du système.

Tr : La constante de temps moyenne de réchauffage

Tr est liée au cycle de réchauffage du fluide caloporteur.

Et suivant la configuration du système de production, elle peut avoir des valeurs moyennes de 4 à 11.

Influence de Tr

D'après la figure (5), on observe que la valeur de la fréquence minimale est plus faible et elle est atteinte plus rapidement pour le cas où Tr est plus faible.

(On note que plus le système est grand plus son Tr est petit.)

C. Km : Gain

1/R : Gain du régulateur de vitesse

L'influence de ces deux facteurs est relativement faible sur la réponse de la fréquence du système.

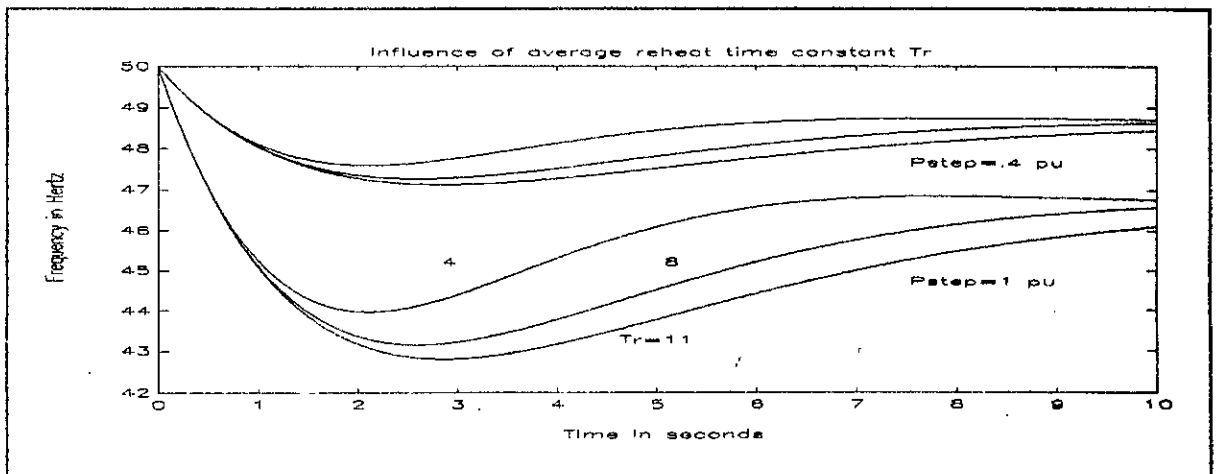


Figure 5

On note que :

* la valeur de R est une caractéristique de régulateur de vitesse. Elle détermine le changement de la puissance générée pour un changement de fréquence donnée.

$$R = \frac{\Delta \omega}{\Delta P} \quad pu$$

R est égale au changement en pu de la fréquence divisée par le changement en pu de la puissance générée.

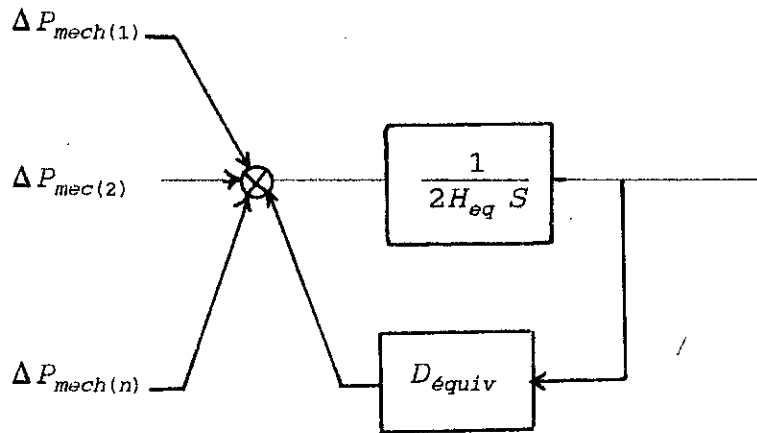
La valeur de R est généralement 0.06 pour les grands systèmes.

* Km = 0.85 pour la majorité des gros systèmes.

REMARQUE IMPORTANTE

SYSTEME MULTI-MACHINE

Pour un système multi-machine on doit trouver le modèle SFR équivalent :



a. H Equivalente :

H équivalente d'un système multi-machine peut être calculée par la formule suivante

$$H_{syt} = \frac{\sum S_i H_i}{\sum S_i}$$

avec $i=1,N$ générateur.

S_i : Puissance apparente du générateur i .

b. Les autres facteurs sont soit calculés expérimentalement soit donnés par le constructeur.

II.2.3 APPLICATION AU PROBLEME DE DELESTAGE

II.2.3.a STRATEGIE DE DELESTAGE

Après une perte soudaine de production on doit d'abord estimer le déficit de la production dans l'îlot. Dans la stratégie qu'on propose il suffit de connaître le taux initial de variation de la fréquence DFT0 (initial slope) donnée par :

$$DFT0 = 50 \frac{d \Delta \omega}{dt} \quad \text{à } t=0 \quad \text{d'ou} \quad Dft0 = \frac{50 P_{step}}{2} H \quad \text{Hz/s}$$

En connaissant la constante d'inertie H de l'îlot on peut estimer rapidement la perturbation par :

$$P_{step} = \frac{2H DFT0}{50} \quad \text{perunit} \quad (8)$$

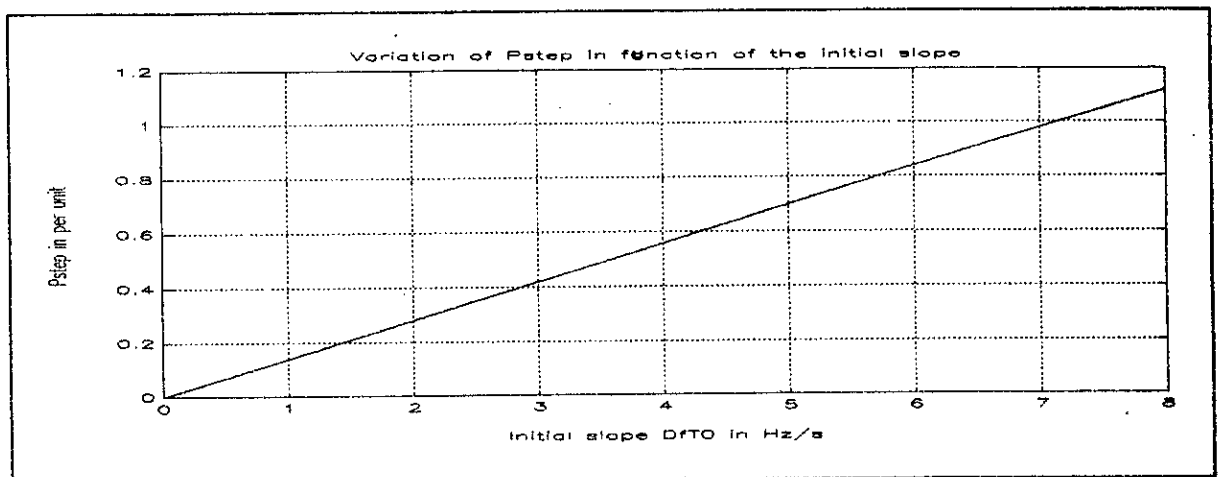


Figure 6

La figure (6) montrent la relation linéaire entre la perturbation et la variation initiale de la fréquence; plus le taux initial de variation de la fréquence est grand plus la perturbation est grande.

Nous avons déjà remarqué que pour chaque déficit de production la fréquence moyenne du système diminue à une fréquence minimale.

L'objectif du plan de délestage, comme nous l'avons discuté au premier chapitre, est d'empêcher la fréquence de descendre au dessous d'un niveau de fréquence pour lequel le fonctionnement des groupes de production est impossible.

Pour Cela on doit fixer une fréquence minimale objective au dessous de quelle la fréquence ne va pas descendre.

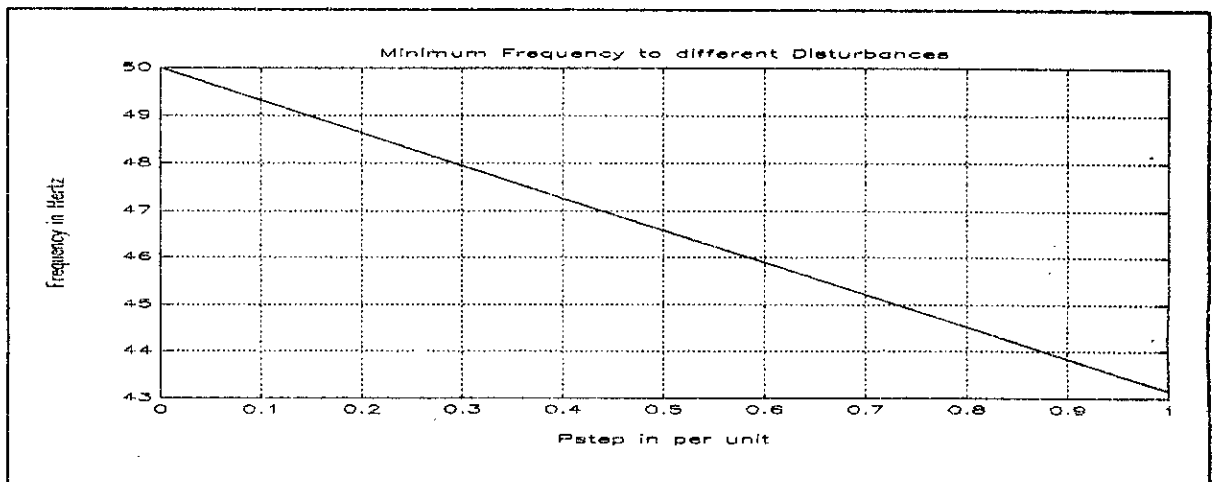


Figure 7

Pour notre stratégie on fixe cette fréquence objective à 47 Hz.

Pour cela, D'après les figures (1) et (7) on constate que pour un déficit inférieur à 43 % (correspond à $DFT0=3.12$ Hz/s) la fréquence ne va pas descendre au dessous de 47 Hz, et donc le délestage n'est pas nécessaire. L'exploitant a suffisamment de temps pour retrouver l'état de fonctionnement normal (c'est le rôle de réglage de la

fréquence). Par contre si le déficit dépasse les 43 % le plan de délestage doit intervenir et nous estimons la charge totale à délester comme suit :

Pour le $F_{min}(obj)$ (47 Hz dans notre cas) on calcule le taux initial de variation de la fréquence $DfT0(obj)$.

On se limite à délester la quantité de charge suffisante pour que la fréquence dans l'îlot ne diminue pas au-dessous de $F_{min}(obj)$.

Pour réaliser ceci nous estimons la charge totale à délester comme suit :

$$\frac{P_{step}}{2H} = \frac{P_{step}}{2H} - DfT0(obj) \quad \text{perunit/s}$$

$DfT0(obj)$ en per unit.

En utilisant l'équation (8), on peut calculer la charge à délester en fonction de la perturbation (P_{step}) ou en fonction du taux initial de variation de la fréquence ($DfT0$)(Voir la figure (8)).

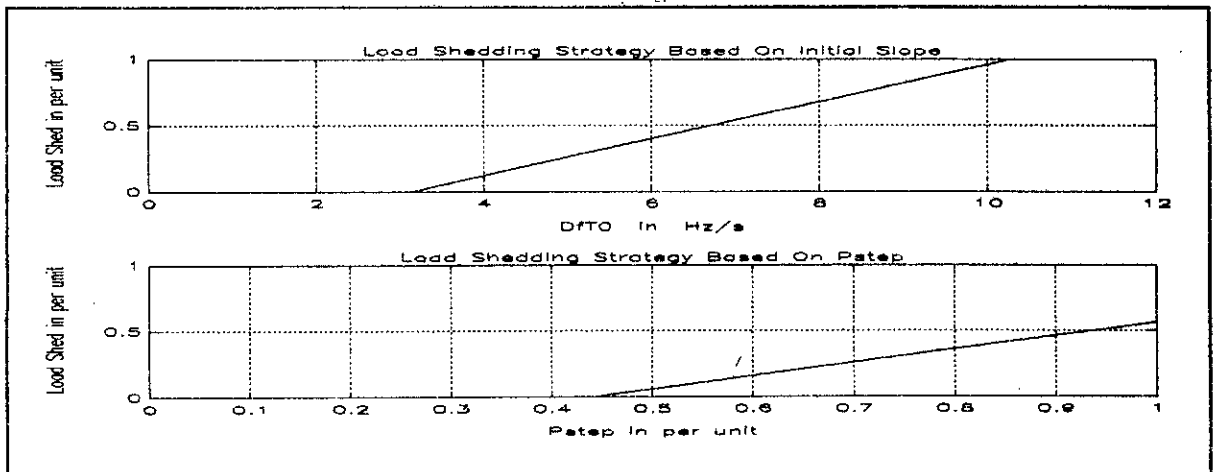


Figure 8

La charge qu'on a estimé, représente la charge totale qu'on doit délester, exactement, à l'instant de l'apparition de la perturbation (Static load shed). Pour tenir compte donc du dynamique du système, nous estimons la charge à délester (Dynamique load shed) quelques pour cent supérieure à la charge statique à délester, soit 5% de la charge totale.

Donc
$$P_{shed(dyn)} = P_{shed(stat)} * 1.05$$

On répartit la charge à délester en 4 stades (seuils) de fréquence et nous proposons de délester la moitié de la charge à délester en premier stade de fréquence.

La stratégie est donnée par la figure (9).

II.2.3.b FORMULATION DU PLAN DE DELESTAGE

Avant de commencer la discussion et l'interprétation du stratégie de délestage on note que :

- * La stratégie (adaptative) proposée est comme suit :

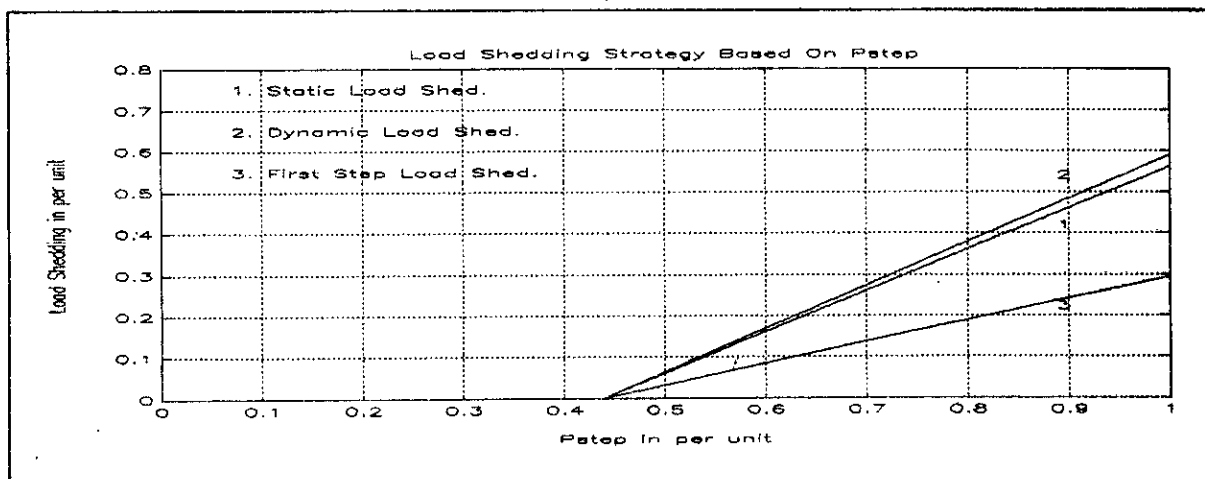


Figure 9

Programme de délestage à quatre (4) stades :

Premier stade : 49.5 Hz, et on déleste la charge donnée par la figure (9).

On déleste la charge restante sur les trois autres stades :

Deuxième stade : 49.2 Hz

Troisième stade : 48.9 Hz

Quatrième stade : 48.6 Hz

* Les deux plans que nous avons étudié sont les suivants :

Pour une perturbation de $P_{step}=70\%$, nous estimons la charge dynamique à délester à 25 %.

- Plan à 6 stades :

1° stade : 49.5 Hz on déleste 0.048 per unit

2° stade : 49.3 Hz on déleste 0.048 per unit

3° stade : 49.1 Hz on déleste 0.042 per unit

4° stade : 48.8 Hz on déleste 0.040 per unit

5° stade : 48.5 Hz on déleste 0.036 per unit

6° stade : 48.2 Hz on déleste 0.036 per unit

Le totale est de 0.25 pu (25%).

- Plan à 4 stades :

Même plan que celui qu'on a proposé (adaptative), sauf qu'on divise la charge à délester uniformément sur les 4 stades à raison de 0.0625 pu par stade.

Remarque : Dans toute notre étude on ne tient pas compte de la temporisation (malgré que le modèle développé le permet).

II.2.3.c RESULTATS DE SIMULATION

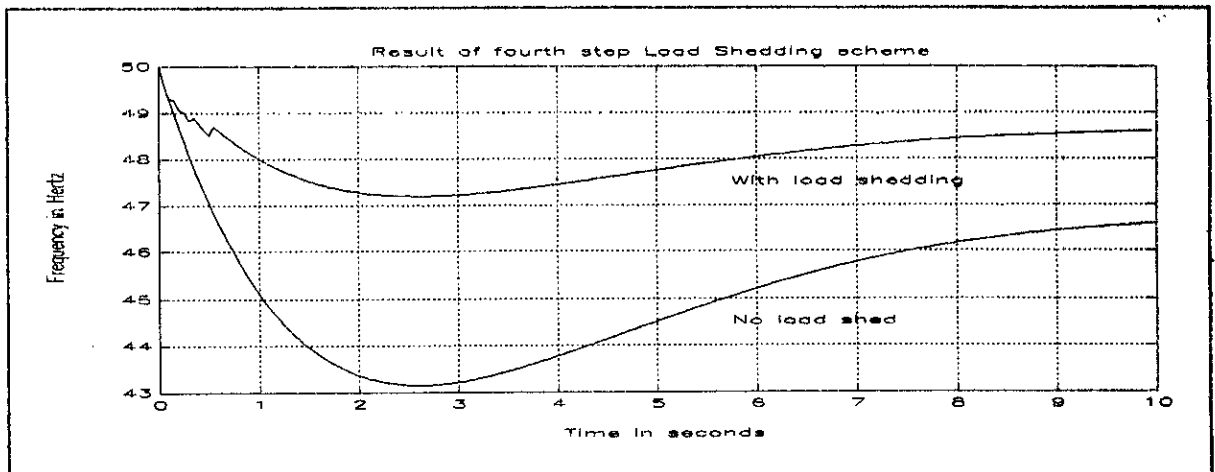


Figure 10

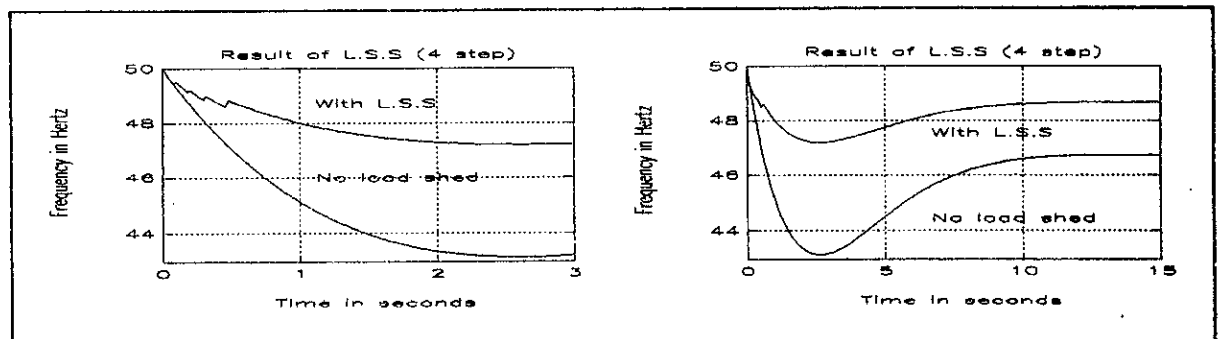


Figure 11

Les figures (10) et (11) donnent la réponse fréquentielle du système avec et sans délestage à la suite d'un déficit de 70%.

On constate que l'objectif fixé est atteint et que la fréquence ne tombe pas en-dessous de 47 Hz.

1. NIVEAU (SEUIL) DE FREQUENCE

La fréquence ou plutôt le niveau de la fréquence pour laquelle on doit délester une partie de la charge dépend de :

- la bande fréquentielle de fonctionnement normal du système,
- la vitesse de fonctionnement et la précision des relais de fréquence,
- et du nombre de stades dans le plan de délestage.

Ce choix dépend donc des conditions requises par le réseau et plus particulièrement par les groupes de production. Mais on doit qu'au même donner les remarques suivantes :

La fréquence du premier stade doit être ajustée à une valeur aussi faible **que possible**, de façon à éviter un fonctionnement non nécessaire des équipements de protection.

Cependant elle doit être choisie assez élevée pour que, indépendamment de la vitesse de variation de la fréquence, il soit possible à ce premier stade ou avec combinaison avec les autres stades ajustés à des valeurs plus basses, de faire en sorte que la fréquence du réseau puisse être ramenée à une valeur supérieure à 49 Hz, limite de fonctionnement permanent des systèmes et ouvrages de production.

On doit en même temps répondre au besoin de ne pas couper des charges importantes dont le délestage n'est pas nécessaire.

Le niveau de fréquence du dernier stade, correspondant à la plus basse fréquence, doit être choisi suffisamment élevé pour que le délestage qu'il provoque soit accompli avant que des déclenchements interviennent dans les centrales.

Pour ces raisons on a pris le premier seuil de fréquence à 48.9 Hz et les autres sont déduits en retranchant à chaque fois 0.3 Hz.

2. NOMBRE DE STADES

Le plus simple plan de délestage est un plan qui déleste toute la charge prédéterminée à délester à un seul niveau de fréquence lorsque celle-ci décroît de sa valeur nominale.(Figure (12))

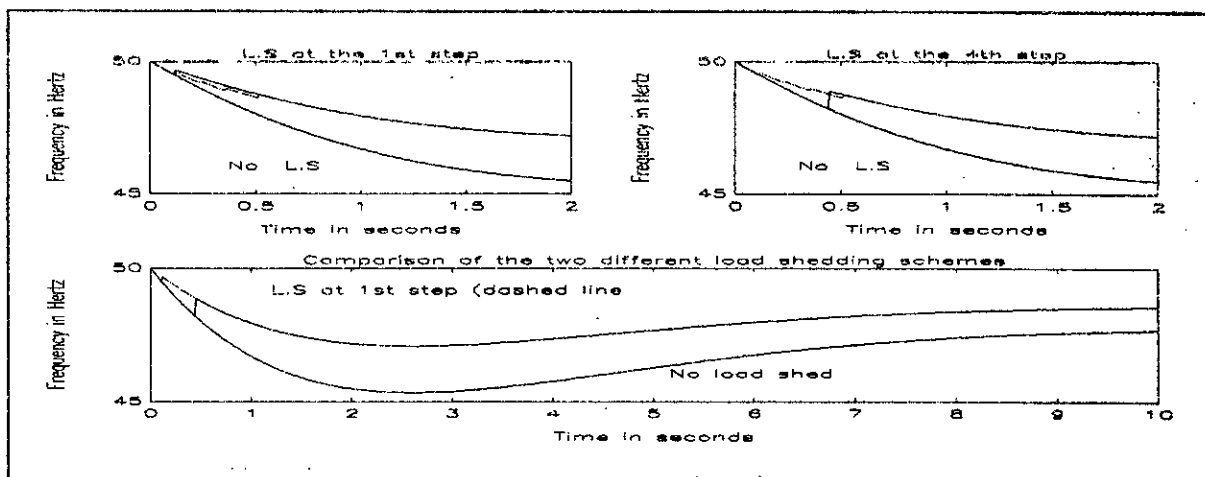


Figure 12

Mais un tel plan généralement déconnecte beaucoup plus qu'il le faut de consommateurs, et on risque, peut être, de créer le problème inverse (production >> charge). Cependant on préfère diviser la charge à délester sur deux ou plusieurs niveaux de fréquence décroissants, et comme ça on déleste plus de charge que si la fréquence continue à décroître.

Théoriquement le nombre de stades n'est pas limité. On peut faire d'autant de stades qu'on veut et dans ce cas on déteste le minimum de consommateurs pour équilibrer le système. Mais un plan avec un nombre très élevé de stades impose plusieurs exigences et n'améliore pas beaucoup la situation :

- * Exigence d'un très grand investissement pour avoir les équipements (relais) et faire leurs installations et leurs réglages.
- * Problèmes de coordination entre les différents relais.

En pratique on utilise un nombre de stade de fréquence qui varie entre 2 et 5 stades.

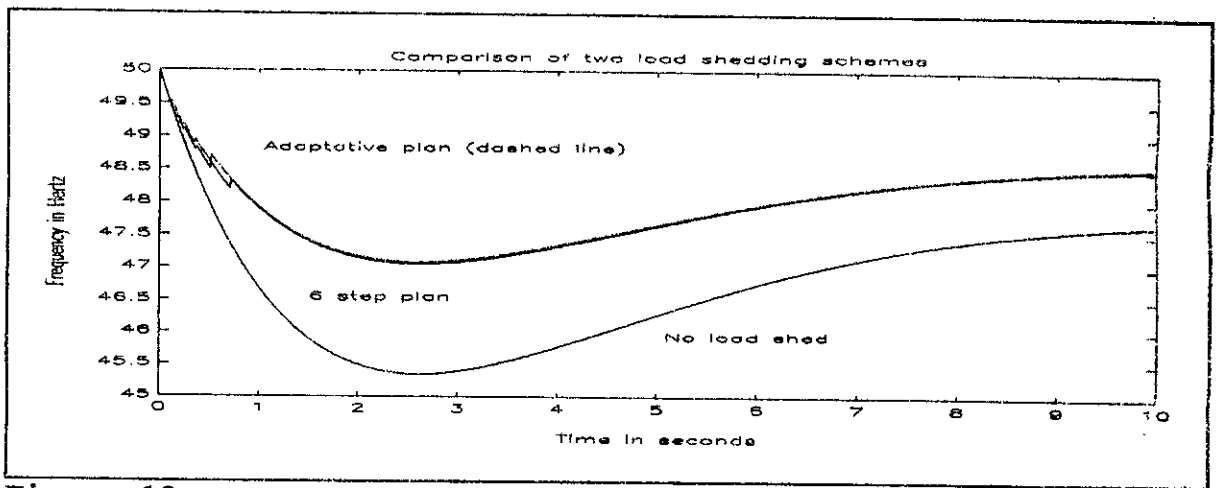


Figure 13

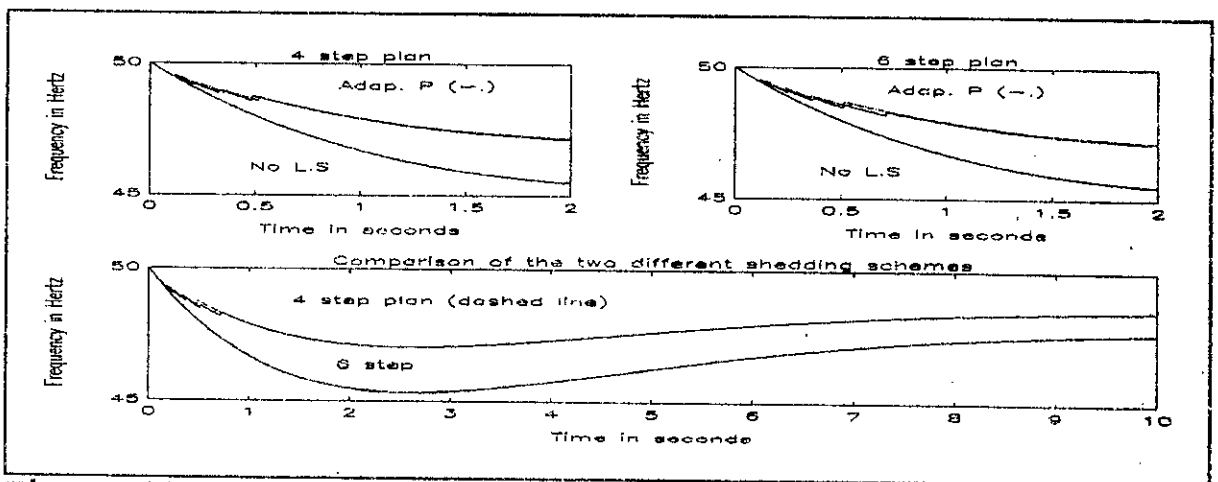


Figure 14

Les figures (13) et (14) montrent la comparaison entre le plan adaptative proposé avec les deux plans déjà données (plans à 4 et 6 stades).

On constate qu'on a pratiquement la même réponse fréquentielle avec une petite différence aux premières 2 secondes qui suivent la perturbation. Cela signifie que la façon avec laquelle il faut délester la charge est beaucoup moins importante que la connaissance de la quantité de la charge à délester.

3. TEMPORISATION

Pour obtenir une fréquence finale (après le délestage) la plus élevée que possible pour chaque stade, on peut utiliser un peu moins de stades instantanés et ajouter des stades temporisés à chaque seuil de fréquence.

Le but de cette disposition est que, si le délestage instantané conjugué avec la régulation automatique de fréquence des centrales, n'arrive pas à ramener la fréquence au-dessus du niveau du stade considéré après quelques secondes, le délestage correspondant au prochain stade doit intervenir. Cette disposition sera efficace aussi lorsque la fréquence, pour une raison quelconque, se stabilise entre deux stades de fréquences.

C'est donc le seuil du prochain stade temporisé qui fera déclencher les départs affectés au stade qui suit.

En tenant compte du temps de réponse de la régulation de la fréquence, cette temporisation peut être ajustée de 0.1 à 20 secondes.

Remarque : Malgré qu'on a pas tenu compte de la temporisation dans notre plan adaptative, on note qu'il est possible d'utiliser le modèle SFR pour étudier l'influence de ce facteur sur le comportement globale du plan.

REMARQUE IMPORTANTE

INFLUENCE DU NOMBRE DE RELEVEMENT DE FREQUENCE

Les relais de fréquence utilisés pour exécuter le délestage automatique de la charge mesurent la fréquence d'une façon discrète, 10 relèvements de fréquence par seconde (par exemple).

Ce facteur peut être une source d'erreurs dans l'estimation de la perturbation donc de la charge à délester.

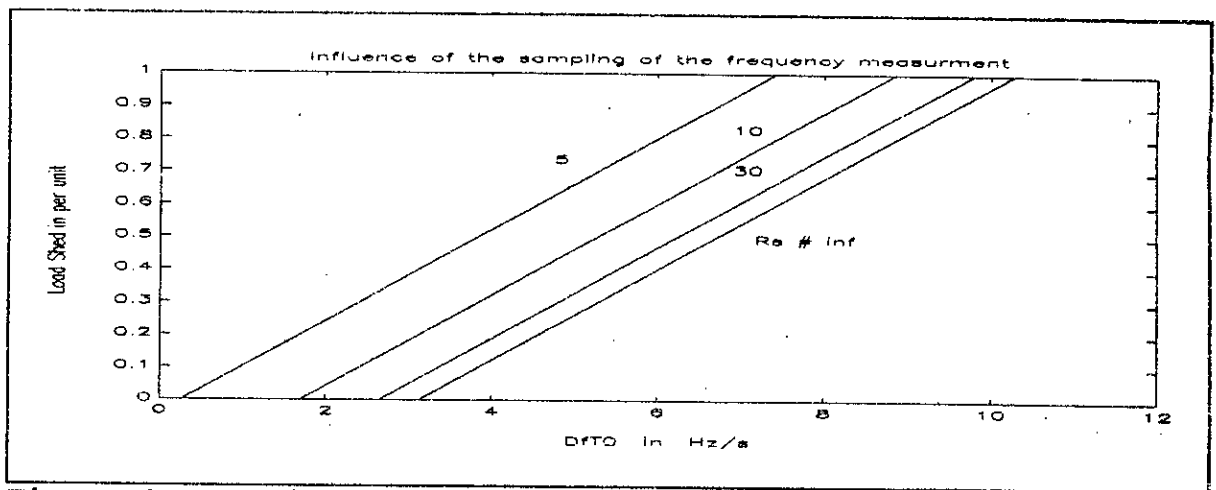


Figure 15

D'après la figure (15) on constate que pour une perturbation donnée, plus le nombre de relèvements de la fréquence diminue plus la charge à délester augmente.

II.2.4 CONCLUSIONS

Une méthode adaptative pour réaliser et discuter le plan de délestage a été proposée. Du fait que la constante H du système est plus ou moins connue (on peut la calculer ou l'approximer)

il suffit de connaître le taux initial de la variation de la fréquence DfT_0 en [Hz/s] pour estimer la perturbation et par la suite estimer la charge à délester pour que la fréquence ne tombe pas au-dessous d'une valeur objective fixée.

Pour les perturbations qui ne provoquent pas une chute de fréquence à des niveaux inadmissibles, le plan de délestage ne doit pas intervenir. Son objectif n'est pas donc le réglage de la fréquence.

Pour le calcul des coefficients du modèle, une étude spéciale doit se faire dans ce sens. Pour la stratégie de délestage seul la connaissance de la constante d'inertie du système est nécessaire.

En ce qui concerne la façon avec laquelle on déleste, et d'après la comparaison des 5 plans qu'on a présenté, on conclut que :

- * Le plus important dans un plan de délestage n'est pas la façon avec laquelle on déleste la charge mais c'est plutôt la valeur de la charge à délester.
- * Le premier stade est le plus important stade; qu'il doit empêcher la fréquence de descendre à des niveaux inadmissibles et on ne doit jamais attendre le dernier moment pour commencer le délestage.

II.3 ECOULEMENT DE PUISSANCE FREQUENCIELLE

II.3.1 INTRODUCTION

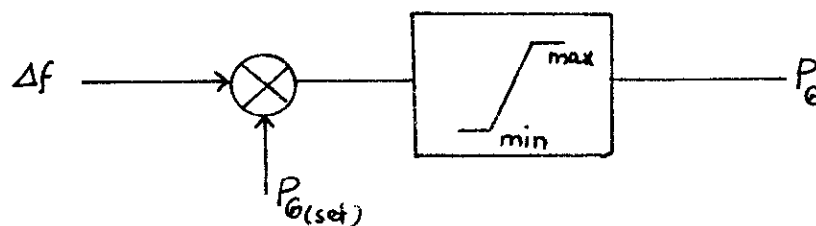
Dans le cas d'écoulement de puissance classique, on suppose que les puissances générées et demandées sont constantes. Cela n'est pas vrai réellement car les deux dépendent de la tension et de la fréquence. Un tel écoulement de puissance utilisé avec d'autres techniques d'optimisation peut former un très bon moyen pour étudier réellement le comportement du système à la suite d'une perte de production et d'en déduire les techniques et les méthodes de réalisation d'un plan de délestage optimale et efficace.

Vu le temps et les problèmes rencontrés, nous sommes limités au calcul d'écoulement de puissance, et nous souhaitons trouver l'occasion de continuer ce travail pour l'exploiter dans l'étude du plan de délestage du réseau Algérien.

II.3.2 EXPOSE DES MODELES

II.3.2.a MODELE DE GENERATION

Au lieu que P_g et Q_g soient constantes, nous tenons compte de la fréquence en utilisant le modèle :



On aura donc :

$$P_{G(i)} = P_{Gset(i)} - \frac{P_{r(i)}}{R_i} \cdot \Delta f \quad (10)$$

et

$$P_{G(i)}^{\min} \leq P_{G(i)} \leq P_{G(i)}^{\max} \quad i=1, Npv$$

ou $P_{Gset(i)}$: Puissance générée programmée au i-ième noeud PV.

$R_i, Pr(i)$: Coefficients du régulateur.

Δf : Déviation moyenne de la fréquence.

d'autre part on a :

$$Q_{Gi} = Q_{Gset(i)} + a_{qi} \cdot \Delta P_{Gi} + b_{qi} \cdot \Delta P_{Gi}^2 \quad (11)$$

et

$$Q_{Gi}^{\min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi}^{\max} \quad i=1, N_{pv}$$

$$\Delta P_{Gi} = -\frac{P_{ri}}{R_i} \cdot \Delta f$$

où $Q_{set}(i)$: Puissance réactive générée.

a_{qi} et b_{qi} : Coefficients de la production réactive.

II.3.2.b MODELE DE CHARGE

Pour tous les noeuds (PV et PQ) on adopte le modèle suivant :

$$\begin{aligned}
 P_{li} &= P_{lset}(i) (1 + K_{pi} \cdot \Delta f) (p_{pi} + p_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{lbi}}\right)^{N_1 i} + p_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{lbi}}\right)^2) \\
 Q_{li} &= Q_{lset}(i) (1 + K_{qi} \cdot \Delta f) (q_{pi} + q_{ci} \left(\frac{V_i}{V_{lbi}}\right)^{N_2 i} + q_{zi} \left(\frac{V_i}{V_{lbi}}\right)^2)
 \end{aligned} \tag{14}$$

Tous les coefficients dans ces deux équations sont des coefficients qui dépendent de la nature de la charge.

REMARQUE

Si $\Delta f = 0$, $p_{ci} = p_{zi} = K_{pi} = q_{ci} = q_{zi} = K_{qi} = 0$ et $p_{pi} = q_{pi} = 1$

On aura $P_{li} = P_{lset}(i)$

$$Q_{li} = Q_{lseti}$$

$$P_{gi} = P_{gseti}$$

Nous obtenons le cas d'écoulement de puissance classique.

II.3.3 METHODE DE RESOLUTION

En considérant l'équilibre d'énergie active et réactive à chaque noeud, nous obtenons les équations de mismatch suivantes :

$$f_{P_i} \triangleq P_i - P_{Gi} + P_{Li} = 0 \quad (15)$$

$$f_{Q_i} \triangleq Q_i - Q_{Gi} + Q_{Li} = 0 \quad (16)$$

où

$$\overline{I}_i = \sum_{j=1}^n \overline{Y}_{ij} \overline{V}_j \quad (17)$$

$$P_i + j Q_i = \overline{V}_i \sum_{j=1}^n \overline{Y}_{ij}^* \overline{V}_j \quad (18)$$

En injectant ces équations dans les équations de mismatch (15) et (16), nous devons résoudre ce système par une des méthodes de calcul numérique.

Dans notre étude nous avons utilisé les techniques de Gauss-Seidel et Newton-Raphson pour résoudre ce problème.

II.3.4 RESULTATS

En utilisant la technique de Gauss-Seidel le problème d'écoulement de puissance converge. Pour valider cette convergence on a choisi les coefficients du modèle d'une

façon à le rendre comme le cas classique (qui sera étudié et réalisé au chapitre 3) et il a donné pratiquement les mêmes résultats.

En utilisant la technique de Newton-Raphson (qui est beaucoup plus compliqué) la solution diverge...!. Cela est dû, peut être au choix des conditions initiales.

REMARQUE

La programmation a été faite en utilisant le FORTRAN 5 qui présente plusieurs avantages sur le FORTRAN classique.

II.3.5 CONCLUSIONS

Un programme de calcul d'écoulement de puissance tenant compte de la tension et la fréquence a été réalisé. La solution converge en utilisant la technique de Gauss-Seidel, mais elle ne converge pas en utilisant la technique de Newton-Raphson.

Le problème majeur rencontré, et qui nous a empêché de continuer la recherche sur cet axe, est le calcul des coefficients du modèle. La connaissance des coefficients pour un réseau donné exige une étude spéciale qui peut être le sujet d'un autre travail de recherche.

Nous souhaitons toujours que notre travail sera une bonne fondation pour continuer la recherche sur cet important axe.

CHAPITRE III

ETUDE TEMPORELLE (STABILITE TRANSITOIRE)

III.1 INTRODUCTION

Dans ce chapitre nous allons étudier l'analyse de la stabilité transitoire dans un réseau électrique à la suite de différentes perturbations. Malgré que le problème de délestage sur les systèmes de puissance est considéré comme un phénomène lent (ce qui n'est pas le cas dans l'analyse de la stabilité transitoire), cet outil nous a permis de valider et de confirmer plusieurs notions.

Cet outil permet aussi d'étudier la stabilité transitoire en général d'une manière interactive.

Puisque la théorie de l'étude de la stabilité transitoire est connue, on se limite à donner quelques remarques de base, et on laisse le soin au lecteur de consulter la documentation pour plus de détail [18-21].

III.2 MODELISATION DE LA MACHINE SYNCHRONE

La machine est modélisée par le schéma électrique monophasé de la figure (1).

Figure (1) : Schéma électrique monophasé équivalent.

Ou :

$Z_{pd} = r + j X'd$: Impédance transitoire.

E : La f.e.m de la machine.

V : Tension aux bornes de la machines.

Cette représentation de la machine synchrone est un cas particulier de la modélisation à deux axes (qui doit être utilisée pour introduire les régulateurs de vitesse et de tension).

La tension aux bornes de la machine est donnée par :

$$\bar{V} = \bar{E} - j X_d \bar{I}_r$$

III.3 EQUATIONS MECANIQUES

Les équations différentielles régissant la dynamique des machines sont les équations mécaniques suivantes :

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_o}{2H} (P_m - P_e) \quad (1)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_o \quad (2)$$

Avec H : Constante d'inertie de la machine.

ω : Vitesse de la machine.

ω_o : Vitesse nominale ($= 2\pi f$)

P_e : Puissance électrique.

P_m : Puissance mécanique.

La puissance mécanique est considérée comme constante.

III.4 MODELISATION DES LIGNES et DES CHARGES

Les lignes de transport sont modélisées par un quadripôle symétrique en pi (classique).

Durant le régime transitoire, on modélise les charges par des admittances constantes du type :

$$Y_{d(i)} = \frac{P_{d(i)} - jQ_{d(i)}}{V_i^2} \quad i=1, N$$

Avec :

V_i : Module de la tension au noeud (i).

$P_{d(i)}$: Puissance active consommée par la charge(i).

$Q_{d(i)}$: Puissance réactive consommée par la charge(i).

N : nombre de charges.

III.5 ANALYSE TEMPORELLE

Le problème de la stabilité est un problème classique connu.

([18-21]).

Pour cela on se limite à donner les remarques suivantes :

1° La résolution des équations différentielles est réalisée par la technique prédicteur - correcteur.

2° Pour le calcul des conditions initiales, on utilise l'écoulement de puissance classique avec la technique de résolution de Gauss-Seidel.

III.6 PRESENTATION DE MULTI-TAB

III.6.1 CE QUE MULTI-TAB PERMET DE FAIRE

" MULTI-TAB " est un programme interactif que nous avons réalisé pour analyser la stabilité transitoire d'un réseau à la suite d'une perturbation qui peut être :

- * Un court-circuit triphasé.
- * Une variation brusque de la production (génération).
- * Une variation brusque de la charge.

" MULTI-TAB " peut être aussi utilisé pour étudier l'écoulement de puissance classique; il permet de voir :

- * Le module et la phase de tension à chaque noeud.
- * Les mismatches aux noeuds.
- * Les puissances aux noeuds.
- * Les puissances transitées dans les lignes.
- * Les pertes dans les lignes.

En faisant l'analyse de la stabilité transitoire avec MULTI-TAB (sans ou avec perturbation) nous pouvons visualiser pour tous les noeuds générateurs :

- * Les angles de phase.
- * Les tensions en [pu].
- * Les fréquences en [Hz].
- * Les variations des fréquences en [Hz/s].

- * Les vitesses en [pu].
- * Les couples en [Nm].
- * Les puissances générées en [pu].

On peut visualiser les variations de ces grandeurs en fonction du temps sur un domaine temporelle qu'on choisie.

III.6.2 MODELISATION DES PERTURBATIONS

III.6.2.a MODIFICATION DE LA GENERATION

On modélise une variation brusque de la génération par l'une des techniques suivante

1. **En changeant** la valeur de **Pg** avec un pourcentage donné à quelques noeuds, puis on recalcule les conditions initiales avant de commencer l'analyse de la stabilité.
2. **En changeant** la valeur de **Zpd** avec un pourcentage donnée, puis on commence l'analyse de la stabilité.

III.6.2.b MODIFICATION DE LA CHARGE

De la même façon, on modélise les variations brusques de la charge par l'une des techniques suivantes :

1. **En changeant** la valeur de **Pd** avec un pourcentage donné à quelques noeuds, puis on recalcule les conditions initiales avant de commencer l'analyse de la stabilité.
2. **En changeant** directement la valeur déjà calculée de **Yd**.

III.6.3 QUELQUES NOTES SUR LA PROGRAMMATION

La programmation est faite par le FORTRAN 5, qui présente plusieurs possibilités d'amélioration du programme; surtout la précision des calculs, les options de compilations et les interfaces graphiques... etc.

Pour visualiser les graphes, on utilise le logiciel "MATLAB", qui sera coordonné directement avec MULTI-TAB sans aucune intervention de l'utilisateur.

III.6.4 RESULTATS DE SIMULATION

On ne peut pas présenter ici toutes les possibilités du programme.

Pour cet raison on se limite à donner quelques applications qui sont liés directement à notre sujet.

REMARQUE

Les données du réseau étudié dans ces exemples sont données en détail dans le quatrième chapitre.

III.6.4.a CAS NORMAL

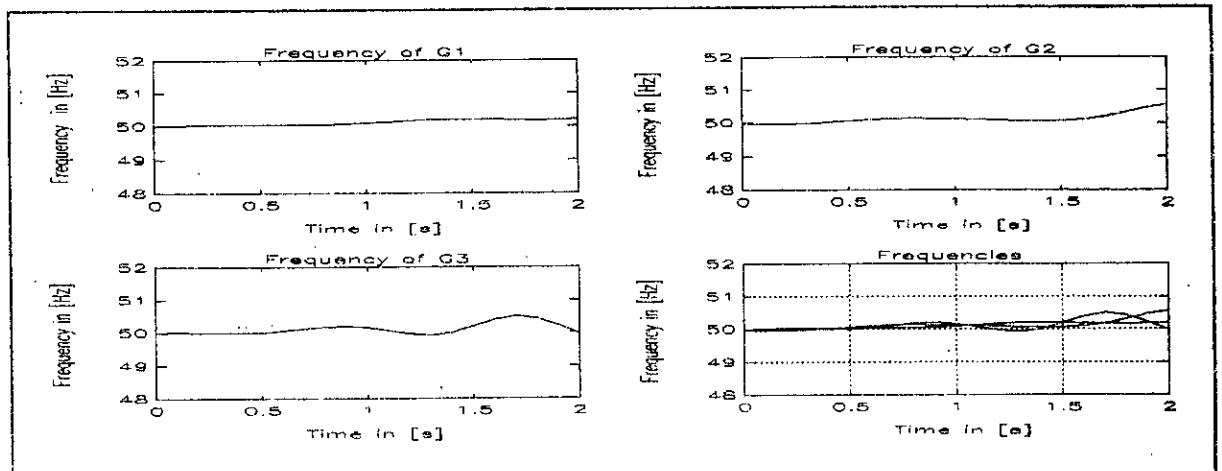


Figure 16

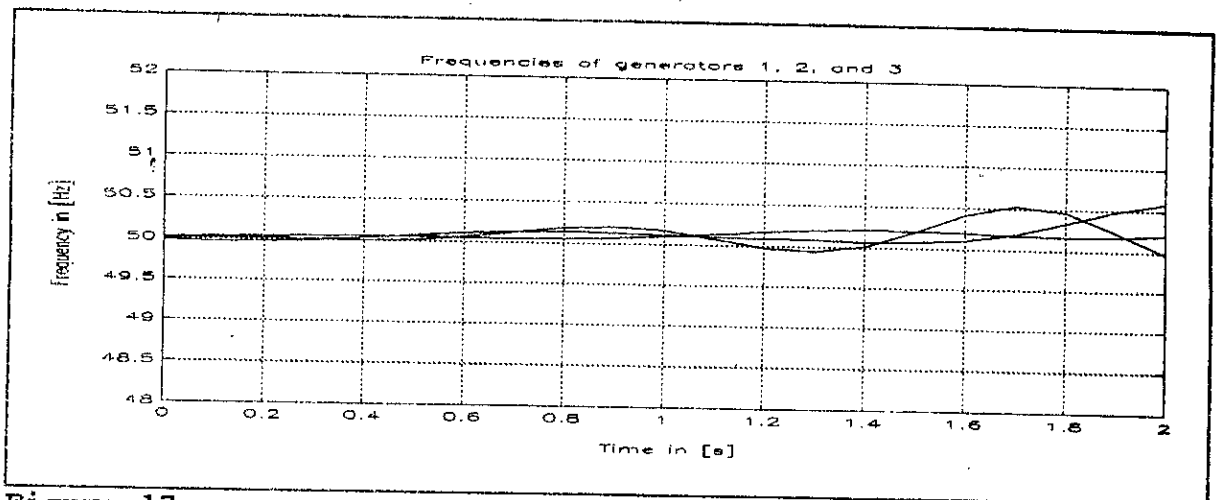


Figure 17

On remarque, d'après les figures (1) et (2), que la fréquence reste pratiquement constante. Ce qui est logique car on a rien modifié dans la structure du réseau. Les fluctuations de la fréquence qui apparaissent lorsque le temps augmente sont dues à l'absence de la régulation (dans notre cas, on ne considère pas l'intervention des régulateurs de vitesse et de tension).

III.6.4.b MODIFICATION DE LA GÉNÉRATION

1° MODIFICATION DE P_g

a. En diminuant la génération au noeud N°2 de 60 %, nous obtenons les courbes données sur les figures (3) et (4).

D'après les figures (3) et (4), nous confirmons que la fréquence diminue lorsque la génération (la production) diminue.

La figure (4) donne aussi un idée sur la fréquence moyenne du système.

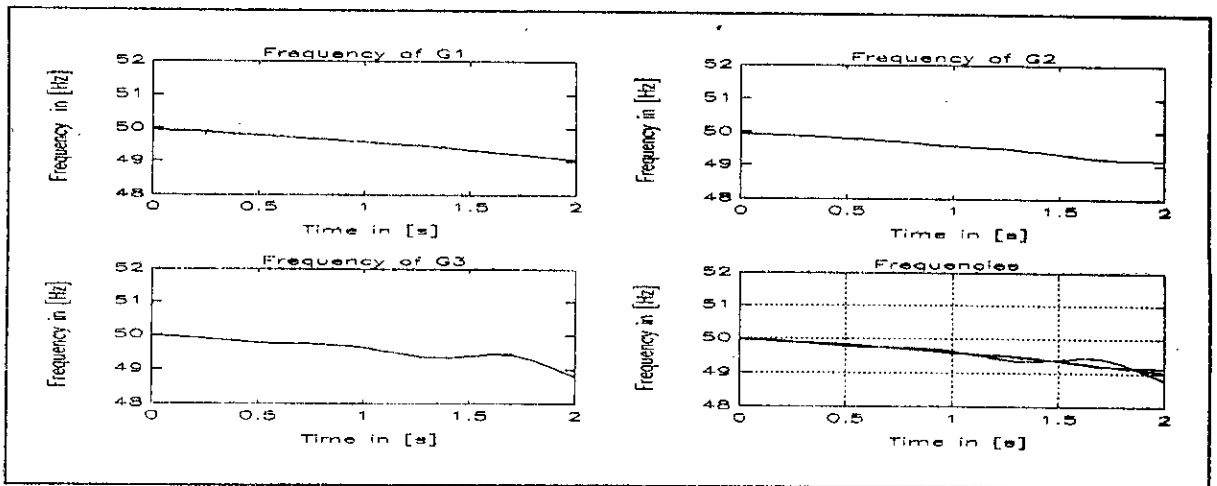


Figure 18

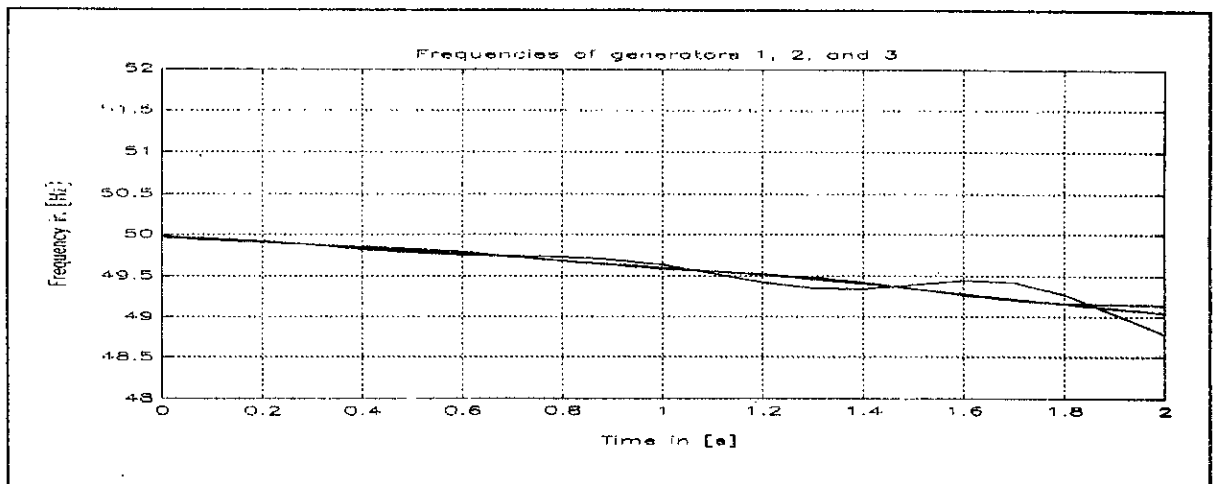


Figure 19

b. En augmentant la génération au noeud N°1 de 40 % et de 50 % au noeud N°2, nous obtenons la caractéristique de la figure (5).

Inversement, nous remarquons que la fréquence augmente lorsque la génération augmente.

2° MODIFICATION DE Z_{pd}

Lorsqu'on a diminué Z_{pd} au noeud N°2 de 98 %, on a obtenu la caractéristique de la figure (6).

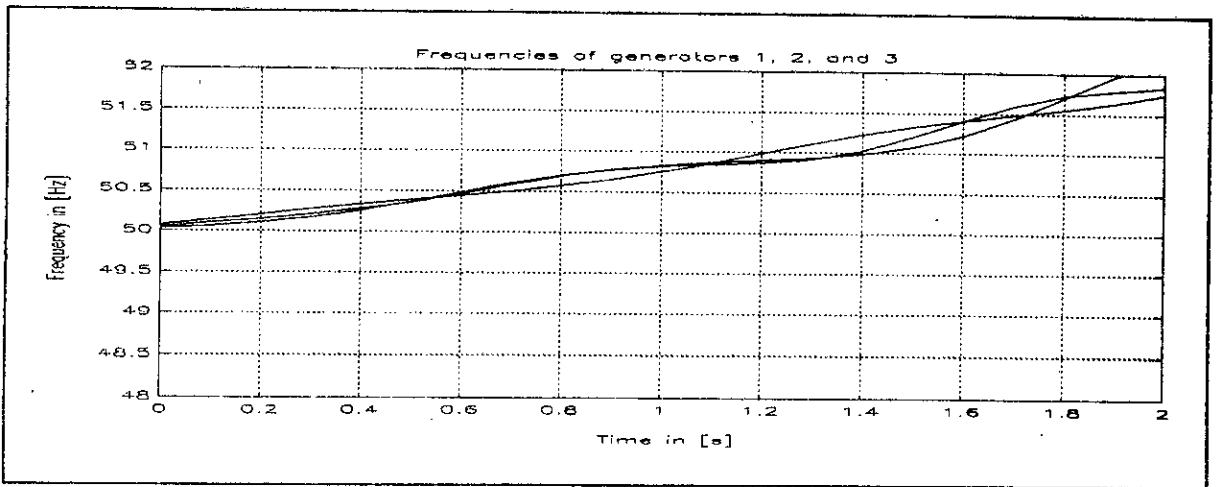


Figure 20

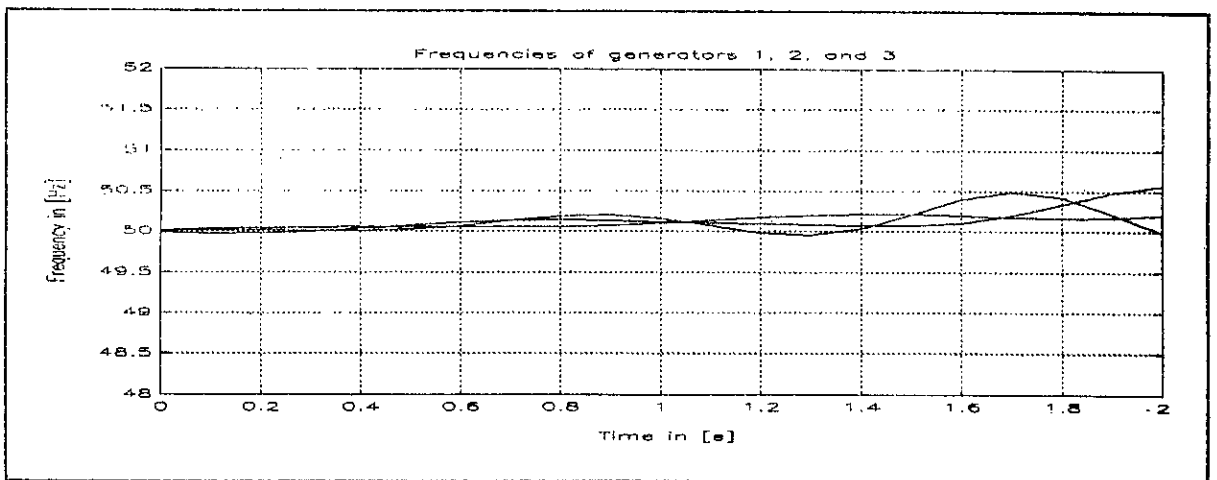


Figure 21

D'après la figure (6) et malgré plusieurs essais en modifiant Z_{pd}

nous constatons que la modélisation de la variation de la génération par changement de Z_{pd} ne donne pas un bon résultat. Cela est due à la difficulté d'interpréter cette modification de Z_{pd} par rapport à la modification réelle de la génération.

III.6.4.c MODIFICATION DE LA CHARGE

1° MODIFICATION DE P_g

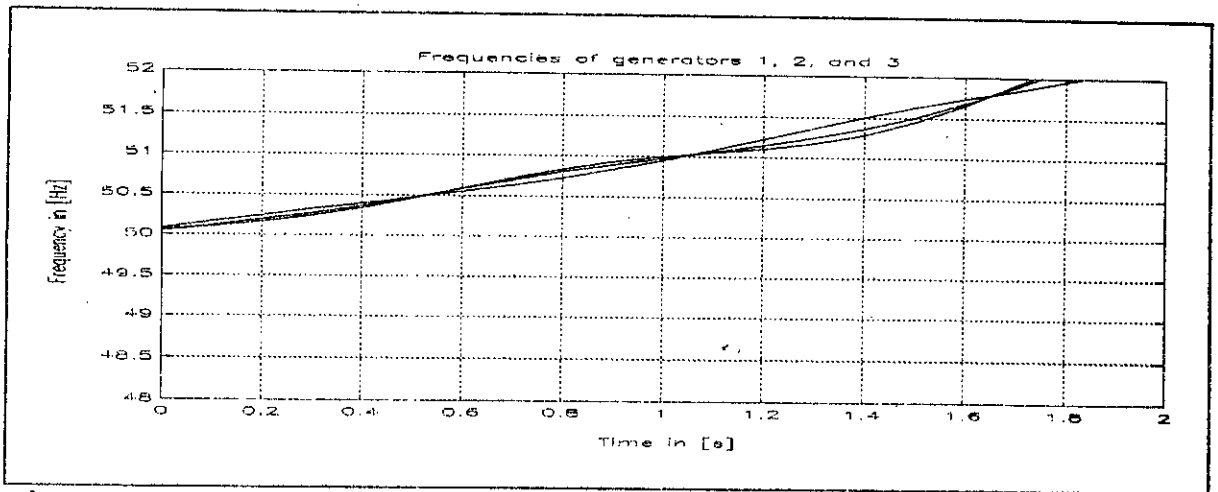


Figure 22

a. La figure (7) donne la fréquence lorsqu'on **diminue la charge du noeud N°5 de 80 %** et celle du noeud N°6 de 50 %.

On remarque que la fréquence augmente en fonction du temps, ce qui est vraie car la génération sera plus grande que la consommation.

b. Lorsqu'on **augmente la charge du noeud N°5 de 300 %** et celle du noeud N°6 de 250 %, nous obtenons les figures (8) et (9), qui montrent que la fréquence diminue cette fois car la charge est devenue plus grande que la génération.

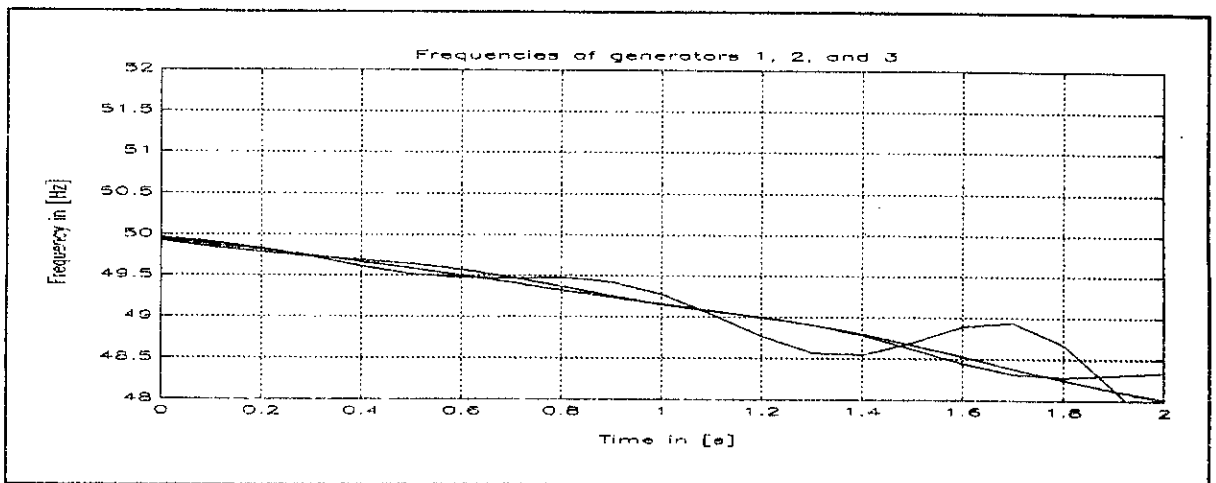


Figure 23

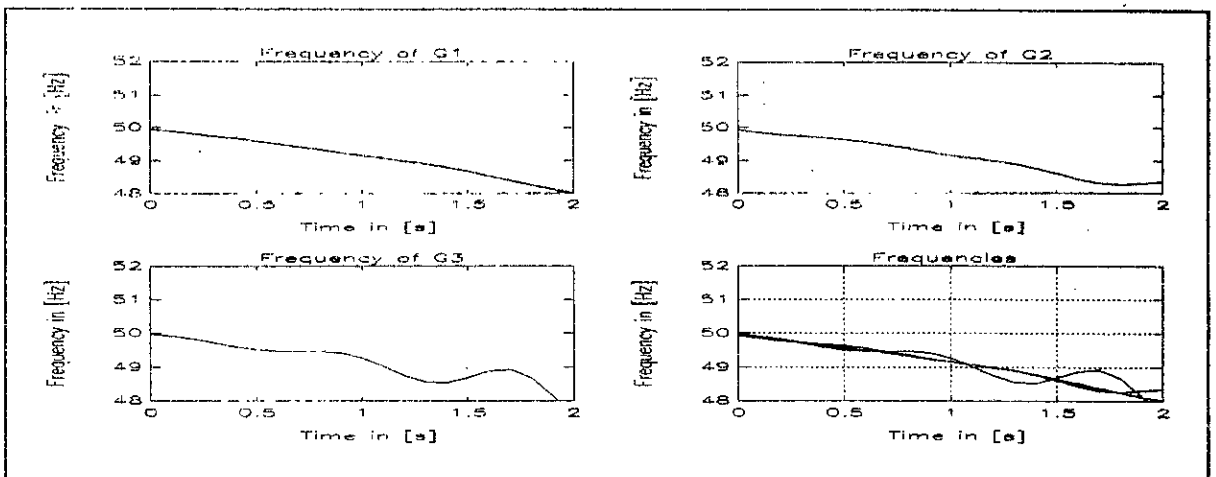


Figure 24

2° MODIFICATION DE Y_d

On augmente la valeur de Y_d au noeud N°6 de 400 % et celle du noeud N°5 de 200 %

. Nous obtenons la caractéristique de la figure (10).

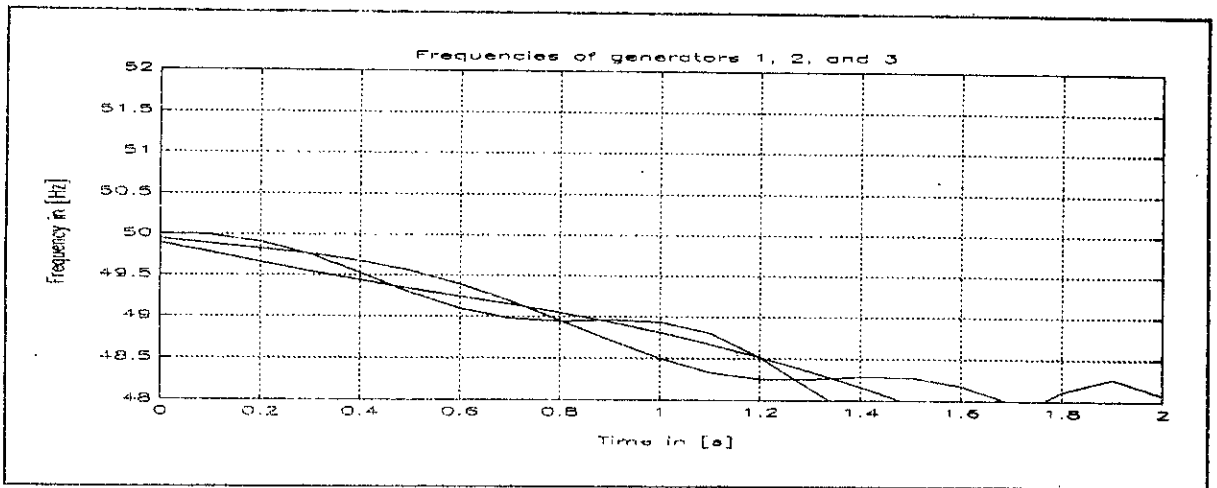


Figure 25

III.7 CONCLUSION

Un programme d'analyse de la stabilité transitoire a été réalisé

(MULTI-TAB). Il permet de visualiser les variations de plusieurs grandeurs en fonction du temps.

Dans notre étude, il nous a permis d'abord de voir la variation de la fréquence à la suite d'un déséquilibre entre la charge et la production. Il sera utilisé aussi pour valider le modèle de la réponse de la fréquence du système (modèle SFR du chapitre II).

En dehors de ce travail, MULTI-TAB peut être un très bon outil pour étudier la stabilité transitoire (à notre niveau), surtout s'il sera complété en ajoutant les régulateurs de vitesse et de tension.

CHAPITRE IV

APPLICATION et COMPARAISON

IV.1 RESEAU ETUDIE

Nous prenons comme exemple d'application, un réseau à 9 noeuds et 3 machines génératrices. Nous donnons ci-dessous le schéma du réseau ainsi que ses caractéristiques.

IV.1.a SCHEMA DU RESEAU

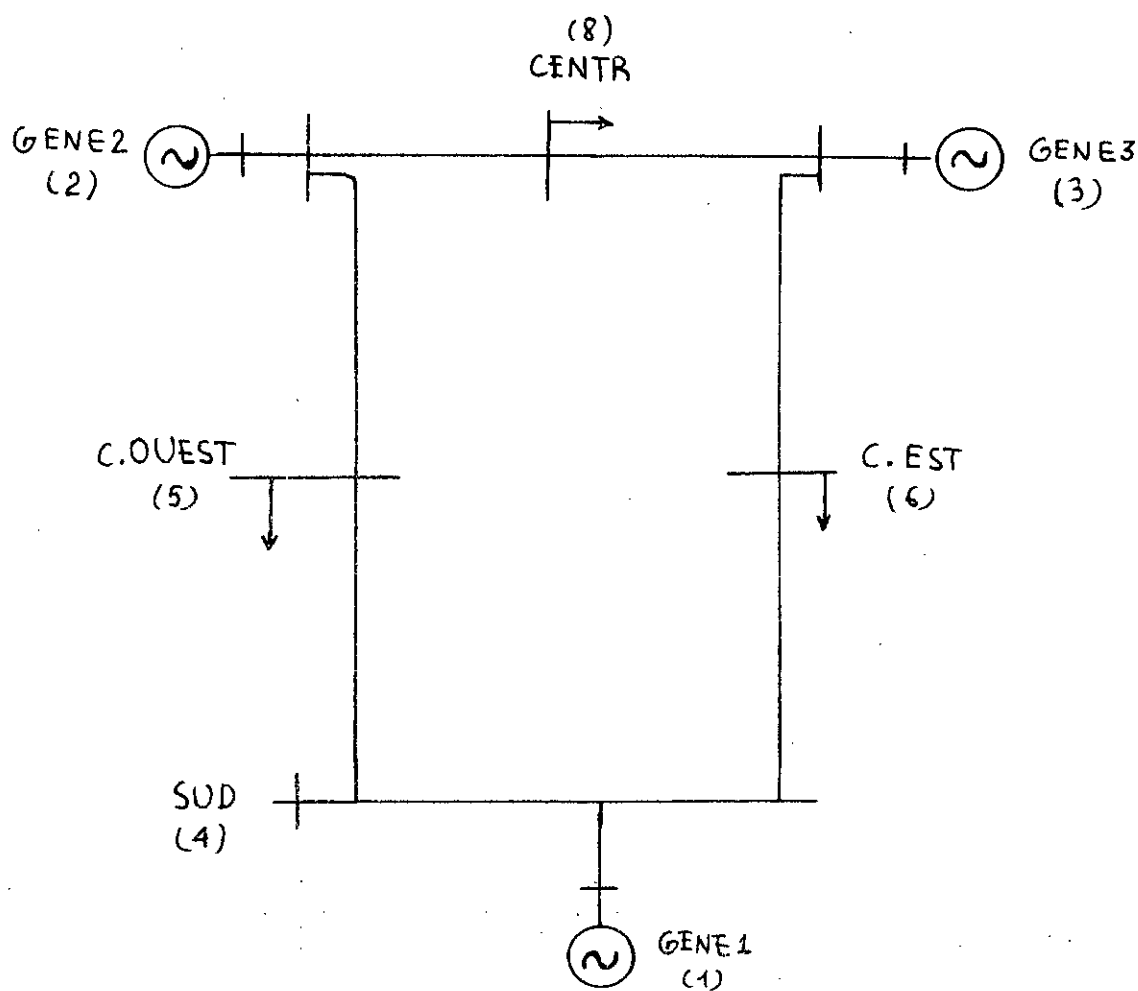


Figure : Schéma du réseau étudié.

Application et comparaison

Le réseau comporte donc 9 noeuds et 9 lignes. Les caractéristiques de ces lignes et noeuds sont données sur les tableaux (1) et (2). Les caractéristiques des machines sont données dans le tableaux (3).

IV.1.b CARACTERISTIQUES DES LIGNES

N° Ligne	Noeud 1	Noeud 2	R(pu)	X(pu)	B/2(pu)
1	GENE1	SUD	0.00	0.0576	0.00
2	SUD	C.OUE	0.01	0.085	0.0088
3	SUD	C.EST	0.017	0.092	0.0079
4	GENE2	OUEST	0.00	0.0625	0.00
5	OUEST	CENTR	0.0085	0.072	0.00745
6	CENTR	EST	0.0119	0.1008	0.01045
7	GENE3	EST	0.00	0.0586	0.00
8	C.EST	EST	0.039	0.1700	0.0179
9	C.OUE	OUEST	0.032	0.1610	0.0153

Tableau N°1

IV.1.e CARACTERISTIQUES DES NOEUDS

Noeud	Pg(MVA)	Qgmin	Qgmax	Pd	Qd
GENE1	100.0	-10.0	10.0	0.00	0.0
GENE2	163.0	-10.0	10.0	0.00	0.0
GENE3	85.0	-15.0	15.0	0.00	0.0
SUD	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0
C.OUE	0.0	0.0	0.0	125.0	50.0
C.EST	0.0	0.0	0.0	90.0	30.0
OUEST	0.0	0.0	0.0	0.00	0.0
CENTR	0.0	0.0	0.0	100.0	35.0
EST	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00

Tableau N°2

IV.1.d CARACTERISTIQUES DES MACHINES

Paramètres	GENE1	GENE2	GENE3
Wc [MW.s]	2364.0	640.0	301.0
Sii [MVA]	247.5	192.0	128.0
D [pu]	0.0	0.07	0.05
X'd [pu]	0.0608	0.1198	0.1813
Xd [pu]	0.1460	0.8958	1.3125
Xq [pu]	0.0969	0.8645	1.2578
T'do [s]	8.960	6.0000	5.89
T'qo [s]	0.0	0.5350	0.60

Tableau N°3

IV.2 ETUDE TEMPORELLE

En utilisant " MULTI-TAB ", le programme d'analyse de la stabilité transitoire, étudié au troisième chapitre, sur notre petit réseau présenté précédemment nous obtenons les résultats suivants :

a. En diminuant brusquement la génération au noeud N°2 de 70 % qui correspond à 40 % de la puissance totale nous avons obtenu la réponse de la fréquence donnée sur les figures (1) et (2).

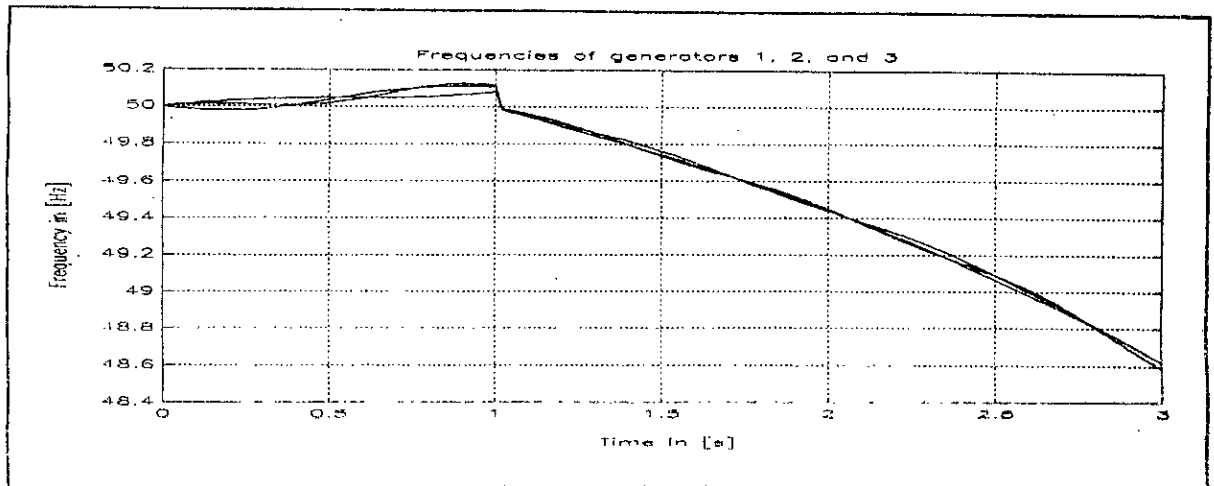


Figure 26

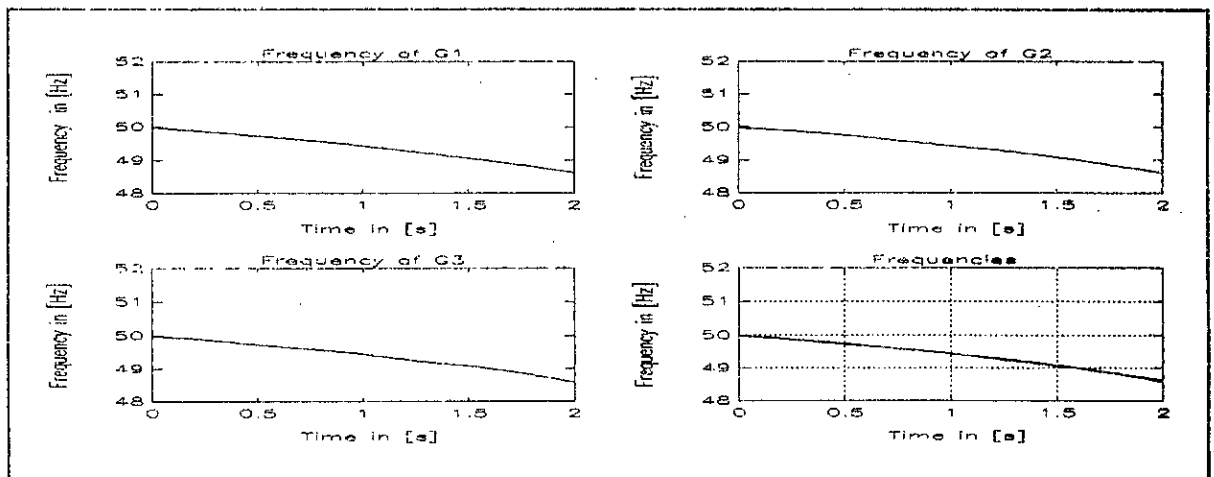


Figure 27

Pour la figure (1) la diminution de P_{g2} a été faite après 1 seconde.

b. Dans ce deuxième cas, nous avons diminué P_g au noeud N°2 de 75% et celle du noeud N°1 de 50%. Ce qui correspond à une diminution totale d'environ 50%.

Nous obtenons les figures (3) et (4).

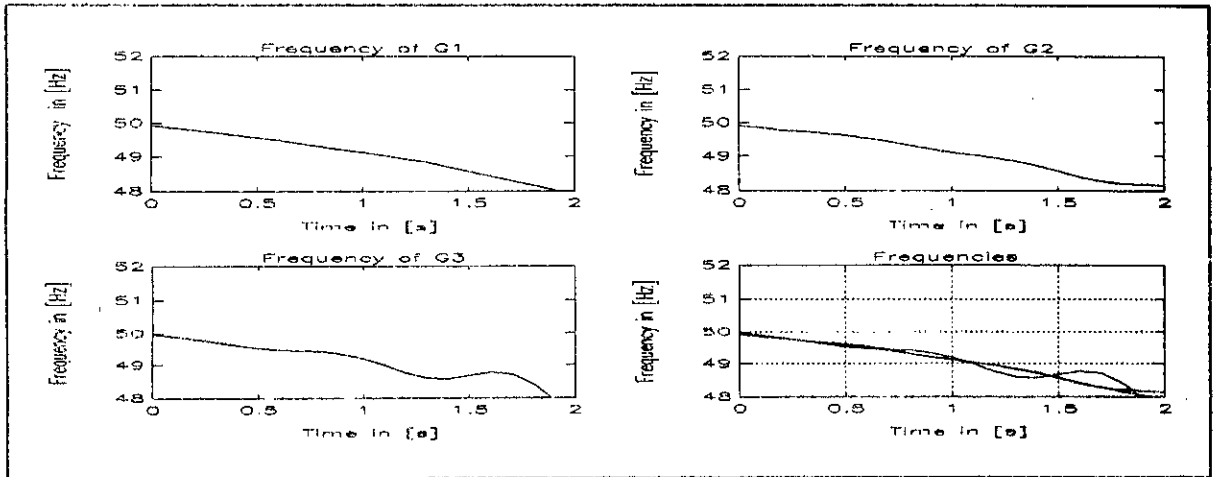


Figure 28

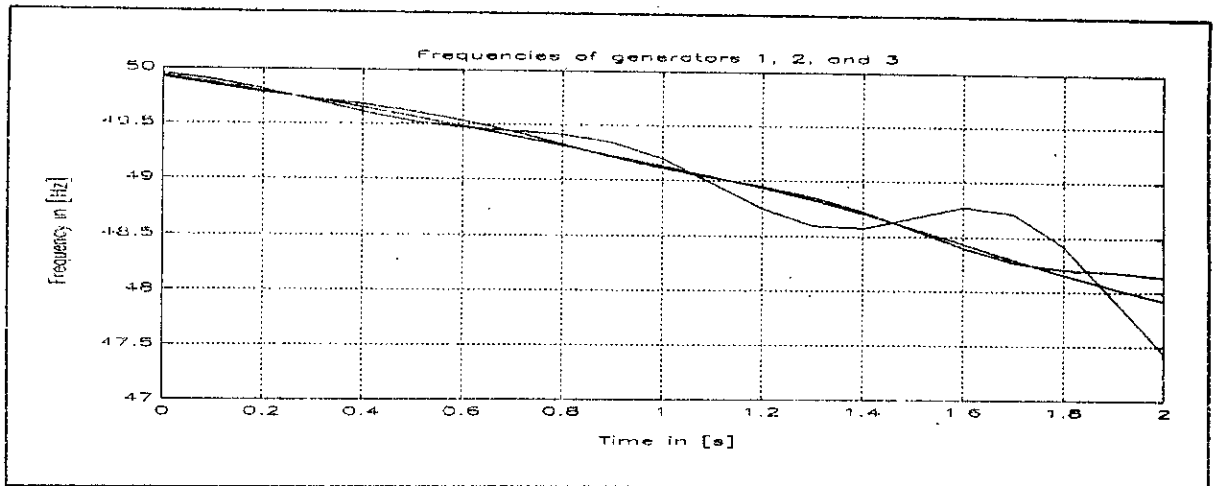


Figure 29

D'après les figures (3) et (4), nous remarquons que la fréquence diminue en fonction du temps, et elle atteint 48 Hz au moyenne après deux (2) secondes.

IV.3 MODELE DE LA REPONSE FREQUENCIELLE

Pour le réseau 9 barres, déjà présenté, nous avons approximé les facteurs du modèle et nous avons obtenu :

$$\begin{aligned}
 H &= 10 \text{ s} & D &= 1 & Tr &= 5 \\
 Fh &= 0.3 & R &= 0.06 & Km &= 0.85
 \end{aligned}$$

RESULTAT DE SIMULATION

Pour la même perturbation (déficit) de 50 % ($P_{step}=0.5 \text{ pu}$), nous avons obtenu la réponse du système donnée dans la figure (5).

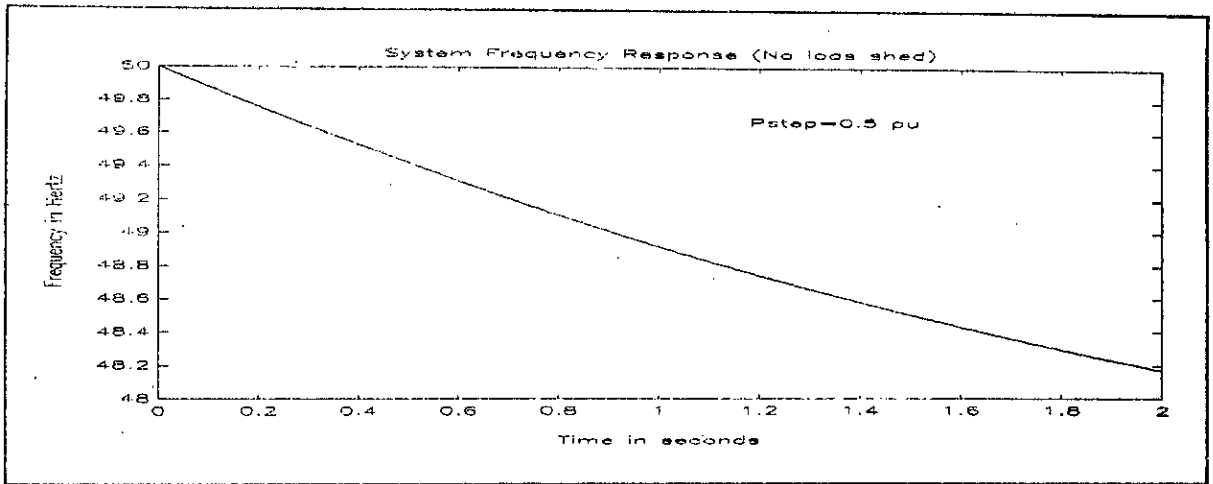


Figure 30

IV.4 COMPARAISON

Pour valider le modèle de la réponse de la fréquence du système nous avons utilisé le même réseau avec le même déficit de production (50 %), nous avons obtenu la réponse du système de la figure (6).

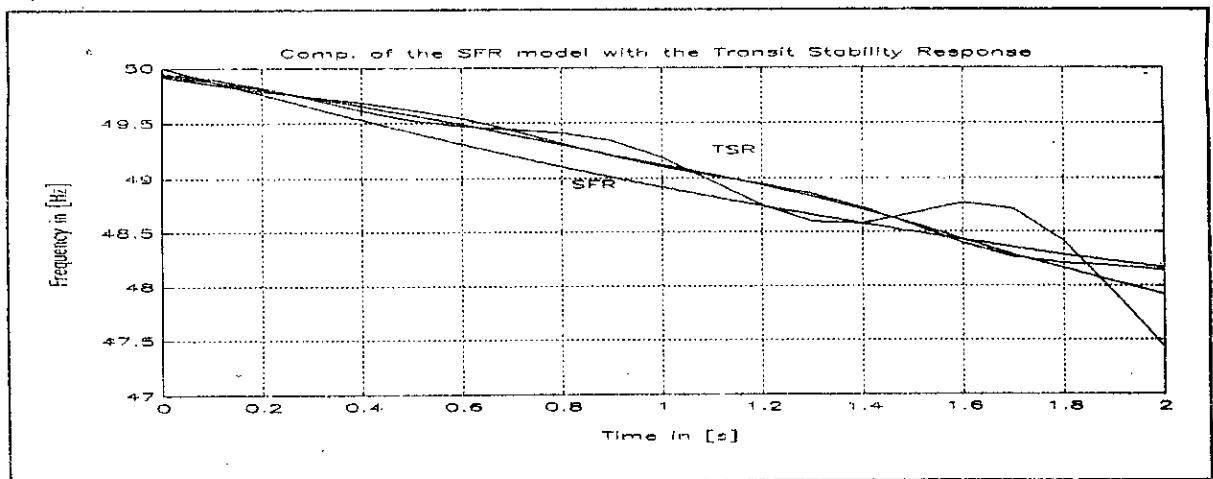


Figure 31

D'après la figure (6), nous constatons que les deux modèles donnent, pratiquement, la même réponse de la fréquence.

La fréquence diminue jusqu'à une valeur moyenne très proche de 48 Hz. Ce qui valide le modèle de la réponse de la fréquence du système qui sera donc un très bon moyen pour étudier le comportement du système à la suite d'une perte soudaine de production.

IV.5 CONCLUSION

L'utilisation de ce petit exemple d'application nous a permis de valider le modèle de la réponse de la fréquence du système (SFR model), et on peut conclure donc qu'il suffit de bien calculer ou approximer les facteurs équivalents du modèle pour l'utiliser comme un outil d'étude de comportement du système à la suite d'un déficit de production ou augmentation imprévue de charge, et pour discuter par la suite le problème de délestage sur les réseaux d'énergie électriques.

*CONCLUSION
GENERALE*

CONCLUSION GÉNÉRALE

La philosophie et la nature du problème de délestage à baisse de fréquence ont été étudiées. On retient que le délestage à baisse de fréquence est la dernière action du plan de sauvegarde d'un système de puissance. Il ne doit être utilisé que lorsque tous les moyens ont été épuisés pour conserver l'intégrité du système et minimiser les dommages des graves perturbations.

Un bon plan (programme) de délestage est le plan qui déleste le minimum de consommateurs à l'endroit et au moment adéquats.

Pour réaliser un tel plan, on doit, nécessairement, faire :

- * Une étude détaillée du réseau à protéger (configuration du système, les réserves d'énergie, les possibilités d'importation de l'énergie, nature des charges...etc).
- * Un très bon choix des équipements (relais à baisse de fréquence), en choisissant des relais fiables et sensibles aux variations de la fréquence, et en faisant une coordination convenable. Les relais numériques présentent plusieurs avantages sur les relais électromécaniques classiques.
- * Des travaux de simulation et des essais sur site pour voir le comportement du système et en déduire les particularités.

Dans notre présent travail de recherche, on a pu développer un modèle de réponse fréquentielle du système (SFR Model) qu'on a validé en utilisant un programme de

----- *conclusion générale* -----

stabilité transitoire " MULTI-TAB ", que nous avons développé en parallèle, et ce, en faisant une application sur un réseau à 9 barres.

Le modèle SFR a donné des résultats satisfaisantes, et il nous a permis de faire plusieurs essais de simulation pour étudier les facteurs associés à la formulation du plan de délestage et en déduire ou confirmer plusieurs notions de base, entre autres :

* Le plus important dans un plan de délestage n'est pas la façon avec laquelle on déleste la charge, mais la quantité de charge suffisante qu'on doit délester.

* Il ne faut jamais attendre le dernier moment pour commencer le délestage car l'action peut être en retard et donc inefficace.

* Il vaut mieux délester un peu plus de charge que de perdre tout le système en délestant une quantité insuffisante. ...etc.

Le seul problème rencontré est le calcul des facteurs du modèle pour un réseau donnée, qui doit être sujet d'un travail de recherche complémentaire.

" MULTI-TAB ", en dehors de ce travail permet de faire plusieurs simulations à la suite d'un court-circuit triphasé ou une modification de la génération ou de la charge, et visualiser par la suite toutes les grandeurs au noeuds générateurs.

Un programme d'écoulement de puissance tenant compte de la fréquence et de la tension des charge a été réalisé.

Ce travail rentre dans le cadre d'un autre travail d'optimisation de délestage par un modèle non linéaire du système qu'on n'a pu compléter à cause des difficultés rencontrées pour trouver les coefficients adéquats du modèle.

BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- [1] COMELEC 92, SONELGAZ (Direction de la production et du transport de l'électricité, sous direction de transport).
- [2] D.N Ewant, "Whys and Wherefores of Power System Blackouts", an examination of the factors that increase the likelihood and the frequency of system failure IEEE spectrum 1978.
- [3] S.M. chan & F.C. Schweppe, "A generation reallocation and Load Shedding algorithm", IEEE trans. on power systems. Vol. Pas98, No. 1, Jan/Feb 1979.
- [4] ROBERT C. DURBECK, "Simulation of Five Load Shedding Schedules", IEEE Vol. Pas-89, No. 5/6, May/June 1970.
- [5] S.A. Nirenberg, McInnis & K.D Sparks, "Fast acting Load Shedding", IEEE Vol. 7, No. 2, May 1992.
- [6] A.M.H. Rashed, A. Moussa & M.Y. Gamal El-din, "Steady State Optimal Load Shedding Solution in Power Systems", IEEE, Paper A 79 449-0, 1979.
- [7] T.K.P. Medichela, R. Billinton & M.S. Sachdev,
 1. "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate line overloads -Analysis", IEEE, Vol. Pas-98, No.6, 1979.
 2. "Generation Rescheduling and Load Shedding to Alleviate line overloads -System Studies", IEEE, Vol. Pas-100, No.1, January 1981.
- [8] LASZLO P. HAJDU, John PESCHON & William F.TINNEY, "Optimum Load Shedding Policy for Power Systems", IEEE, Vol. Pas-87, No. 3, march 1968.
- [9] L.A. Finley, T.R. Standish & R.C. Phillips, "Optimizing system performance through dynamic Load Shed scheduling", IEEE, Vol. Pas-104, No. 6, June 1985.
- [10] D.K. SUBRAMANIAN, "Optimum Load Shedding Trough Programming Techniques", IEEE, Vol. Pas-90, No. 1, Jan/Feb 1971.
- [11] M. Okamura, Y. O-ura, S. Hayashi, K. Uemura & F. Ishiguro, "A new power flow model and solution methode including load and generation characteristics and effects of system control devices", IEEE, Vol. Pas-94, No. 3, May/June 1975.
- [12] K.A. Palaniswamy & J. Sharma, "Optimum load shedding taking into account of voltage and frequency characteristics of loads", IEEE, Vol. Pas-104, No. 6, June 1985.

- [13] I.P BATES, R.A. GAWLER & K.FREASON, "Analyse des plans de sauvegarde des réseaux", Groupe de travail N°1 (commande d'urgence) du comité d'étude 39 CIGRE 1986.
- [14] H. BENTARZI, A. BENSENOUCI, A. BADACHE, M. ARIF & M. SMADI "Under-frequency load shedding scheme analysis, application to the Algerian power system", 2ième Seminaire National sur l'Electrotechnique : "Amelioration des performances des systèmes électroénergetique", SNAPSE '93, Vol. 2, Annaba 25-26 Mai 1993.
- [15] Adly A. Girgis & Fredric M. Ham, "A New FFT-Based digital frequency relay for load shedding", IEEE, Vol. Pas-101, No. 2, February 1982.
- [16] IEEE Comittee report, " Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power Systems Studies ", IEEE trans. on power systems, Vol. Pas-92, No. 6, Nov/Dec 1973.
- [17] P.M. Anderson & M. Mirheydar, "An adaptative methode of setting underfrequency load shedding relays", IEEE, Vol. 7, No. 2, May 1990.
- [18] P.M Anderson & A.A. Fouad, "Power System Control and Stability", IWWA State University Press, USA.
- [19] ELGERD, "Théorie d'énergie du système électrique : Introduction", (l'édition Arabe 1982).
- [20] K. MEKHNACHE et K. KHAT, "Etude de la stabilité transitoire d'un réseau électrique HT", Projet de fin d'étude, ENP 1991.
- [21] Glenn W. Stagg & Ahmed H. El-Abiad, "Computer Methods in Power System Analysis", McGRAW-HILL 1981, USA.
- [22] M.A. BERKOVITECH, N.V. CHERNOROBROV, V.H. ERMOLENKO & M.I. TZAREV, "Automatismes permettant d'éviter les défauts des ensembles énergétiques interconnectés", 34-06, CIGRE 1970.
- [23] Papport du comité N°32 du CIGRE, "Tendances actuelles dans la surveillance et la maîtrise automatique de la sécurité d'exploitation des réseaux électriques", 32-12, CIGRE 1970.
- [24] Dans le " Stability of large electric power systems", la partie V : Load Shedding, IEEE Press :
I. R.M. Maliszewski, R.D. Dunlop & G.L Wilson, "Frequency actuated load shedding

- and restoration-Part I : Philosophie"
2. S.H. Horowitz, A. Politis & A.F. Gabrille, "Frequency actuated load shedding and restoration -Part II : Implementation".
 3. H.E LOKAY & V. BURTONYK, "Application of underfrequency relays for automatic load shedding", IEEE, Vol. Pas-87, No. 3, March 1968.
- [25] G.D. BUOTIN, N.S. MARKOSHEVICH, M.G. PORTNOY, R.S. RABINOVICH, S.A. SOVALOV & E.D ZEILIDZON, "Délestage automatique en fonction de la fréquence dans les réseaux de l'Unio Sovietique", 34-04, CIGRE 1972.
- [26] C.W. Taylor, F.R; Nassief & R.L. Cresap, "Northwest power pool transient stability and load shedding controls for generation-load imbalances", IEEE, Vol. Pas-10, No. 7, 1981.
- [27] Dans "Automatic control in power generation, distribution and protection", proceedings of IFAC symposium pretoria, Republic of South Africa, September 1980.
1. C.P Levy & C.A. Haupt, "Automatic underfrequency load shedding in ESCOM".
 2. P. Harrison, "Restoring system stability by underfrequency load shedding in circumstances of sudden supply deficiency".
- [28] R.O DANDENO, "Automatismes de secours en cas de perte de puissance dans le nord-est des Etat-Unis et en Ontarion (Canada), 34-06 , CIGRE 1972.
- [29] D.M. BERRY, R.D. BROWN, J.J. REDMOND & W.WASTON, "Protection à baisse de fréquence du réseau de l'Ontarion-Hydro", 32-14, CIGRE 1970.
- [30] Technique de l'ingénieur, Volume (D678,7), Pages 6-8.
- [31] E.A. Udren, "Load shedding and fréquence relaying", chapitre 21 du "Applied Protective Relaying", 2ième édition 1979.
- [32] S. Shah & S.M Shahidehpour, "A Heuristic approach to load shedding scheme", IEEE trans. on power systems, Vol. 4, No. 4, October 1989.
- [33] M.M. Adibi & D.K. Thorne, "Local Load Shedding", IEEE, Vol. 3, No. 3, August 1988.
- [34] A. OLWEGARD, K. NORBACK, R. BLONDEL & L. LOHAGE, "Le délestage en suède en fonction des nécessités du réseau et des essais des relais de fréquence", 34-09, CIGRE 1972.
- [35] Mohamed Bachir BENABID, "Les protections du réseau électrique a SONELGAZ", Publication OPU, Alger.