

M0020/98B

République Algérienne Populaire et Démocratique

Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la recherche scientifique

Ecole nationale Polytechnique

DER de génie Electrique et Informatique

THESE

المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
BIBLIOTHEQUE — المكتبة
Ecole Nationale Polytechnique

Présentée par

BENKACI ALI HASSENE

Ingénieur d'Etat en Electrotechnique
De l'Ecole Nationale Polytechnique

Pour obtenir le titre de

MAGISTER en ELECTROTECHNIQUE

Option : Réseaux et haute tension

THEME

EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE EN TEMPS REEL

Application à la chaîne de calcul Temps Réel Etendu de la SONELGAZ

Soutenue publiquement le 01 Juillet 1998 devant le Jury composé de :

Mr M. S. BOUCHERIT	Maitre de conférence à l'E.N.P.	Président
Mr A. HELLAL	Maitre de conférence à l'E.N.P.	Rapporteur
Mr M. GHEZALI	Chef de département Sonelgaz / RD (PhD) ...	Rapporteur
Mr A. BOUBAKEUR	Maitre de conférence à l'E.N.P.	Examineur
Mr L. NEZLI	Chargé de cours à l'E.N.P.	Examineur
Mr M. BOUDOUR	Chargé de cours à l'U.S.T.H.B.	Examineur

REMERCIEMENTS

Je tiens avant tout à remercier tous ceux qui m'ont soutenu et encouragé à suivre mon magistère : mes parents, mes frères et sœurs, mes amis et proches...

Je tiens également à remercier le Docteur A. HELLAL, sous la Direction duquel le travail a été réalisé et auprès duquel j'ai beaucoup appris.

Je remercie également Mr M. GHEZAILI chef du département Etudes et Fonctionnement des Réseaux de la Direction Recherche et Développement pour avoir proposé ce sujet et le suivi. Je remercie aussi Mme N. Ould Ali pour l'aide fournie.

J'adresse mes remerciements au Docteur M.S. BOUCHERIT d'avoir accepté de présider le Jury, ainsi que les membres du Jury qui ont accepté d'examiner cette thèse en lui apportant de l'intérêt.

Je remercie aussi les collègues et responsables de la Sonelgaz (XD – DTM – RD) pour leur étroite collaboration et soutien qu'ils ont apporté pendant toute la période de ce travail.



SOMMAIRE

PREAMBULE	1
Chapitre I : INTRODUCTION GENERALE	2
1.1. Définition	2
1.2. Etat de l'art	3
1.3. Plan de travail	4
Chapitre II : MODELISATION ET TECHNIQUES DE CALCUL DES REGIMES PERMANENTS 'ON LINE'	6
2.1. Modélisation des lignes, des transformateurs et des charges	6
2.2. Technique de calcul des régimes permanents et de sécurité N-1	9
2.3. Application de la technique des matrices creuses aux systèmes de grande taille	10
2.4. Résolution des systèmes ne différant que par un nombre limité de termes (cas du déclenchement des dipôles et des groupes)	13
2.5. Description du programme de Calcul de Sécurité N-1 REPORTAL	17
Chapitre III : EQUIVALENT POUR LE CALCUL DE LA STABILITE STATIQUE ET DYNAMIQUE 'ON LINE'	21
3.1. Introduction	21
3.2. Agrégation dynamique	22
3.3. Radial Equivalent Indépendant REI	27
3.4. Résultats de simulations	31
3.5. Conclusion	34
Chapitre IV : INDICE DE STABILITE ET EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE	35
4.1. Introduction	35
4.2. Formulation mathématique	35
4.3. Indice de stabilité statique	36
4.4. Evaluation de la stabilité statique	38
4.5. Résultats de simulation	41
4.6. Conclusion	41
Chapitre V : EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE PAR LE CALCUL DES VALEURS PROPRES DOMINANTES	42
5.1. Introduction	42
5.2. Méthode de puissance avec la transformée S	42
5.3. Méthode de puissance appliquée à la transformée de Mœbius	46
5.4. Résultats simulations	48
5.5. Conclusion	49

Chapitre VI : EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE INCLUANT LA REGULATION DE TENSION	50
6.1. Introduction	50
6.2. Modélisation	50
6.3. Résultats de simulations	55
6.4. Conclusion	56
Chapitre VII : CONCLUSION GENERALE	57
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	60
ANNEXE A	
<u>Cas de base : Données</u>	
A.1. Cartes paramètres	65
A.2. Cartes nœuds et consommations active et réactive des nœuds	65
A.3. Cartes groupes	68
A.4. Cartes lignes	68
A.5. Cartes transformateurs	72
A.6. Cartes des nœuds à tension fixée	72
A.7. Cartes production	72
A.8. Codes des nœuds	73
A.9. Paramètres des machines	73
ANNEXE B	
<u>Agrégation dynamique et équivalent.</u>	
B.1. Equivalent du réseau algérien vu du réseau marocain.	74
B.2. Equivalent du réseau algérien vu du réseau tunisien	75
ANNEXE C	
<u>Indice de stabilité par le signe du Jacobien</u>	
C.1. Indice de stabilité pour les régimes établis après perte d'ouvrages	76
ANNEXE D	
<u>Indice de stabilité par les valeurs propres dominantes du modèle des machines réduit</u>	
D.1. Valeurs propres dominantes après déclenchement des lignes	81
D.2. Valeurs propres dominantes après déclenchement des transformateurs	84
D.3. Valeurs propres dominantes après déclenchement des groupes	85

ANNEXE E

Influence de la régulation de tension (modèle complet)

E.1 Valeurs propres dominantes après déclenchement de lignes	86
E.2 Valeurs propres dominantes après déclenchement des transformateurs	90
E.3 Valeurs propres dominantes après déclenchement des groupes	90

LISTE DES FIGURES

Fig. 2.1 Schéma en Π d'une ligne de transport	6
Fig. 2.2 Schéma en Π d'un transformateur	7
Fig. 2.3 Caractéristique statique de la charge $Q_c = F(V)$	8
Fig.3.1 Schéma de principe des l'interconnexions Maghreb – Europe	21
Fig.3.2 Représentation du système externe par un équivalent	28
Fig.3. 3 Phases de calcul du nœud consommateur équivalent.	28
Fig.3. 4 Phases de calcul du nœud générateur équivalent.	29
Fig.3.5 Passage du réseau initial au réseau équivalent	30
Figure 3.6 Représentation du générateur calibrating.	31
Fig.3.7 Equivalent algérien Vu côté tunisien à travers les postes El-Hadjar 90 kV ; El Aouinet 220 et 90 kV, Djebel Onk 150 kV.	32
Fig.3. 8 Equivalent algérien Vu côté marocain à travers les postes 220 kV Ghazaouet et Tlemcen.	32
Fig.4.1 Schéma de principe d'un régulateur à plusieurs boucles	39
Fig.5.1 Régions stables des valeurs propres dans le plan S et le plan Z	43
Fig.6.1 Schéma bloc d'un système multimachine	51
Fig.6.2 Schéma vectoriel d'un système multimachine par rapport à un repère synchrone Q, D	52
Fig.6.3 Schéma du régulateur de tension simplifié	55

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 Valeurs standards des coefficients des caractéristiques des charges.	8
Tableau 3.1 Groupage des nœuds générateurs en zones cohérentes.	31
Tableau 3.2 Tensions des nœuds du réseau équivalent coté marocain	33
Tableau 3.3 Tensions des nœuds frontaliers au Maroc du réseau initial.	33
Tableau 3.4 Tension des nœuds du réseau équivalent coté tunisien.	33
Tableau 3.5 Tension des nœuds frontaliers à la Tunisie du réseau initial.	34
Tableau 3.6 Pertes dans le réseau initial et les réseaux équivalents.	34
Tableau 4.1 Illustration du comportement d'un système en fonction des lieux des racines de l'équation caractéristique $D(p)$	37
Tableau A.1 Consommations actives et réactives des nœuds.	67
Tableau A.2 Caractéristiques des machines.	68
Tableau A.3 Caractéristique des lignes.	71
Tableau A.4. Caractéristiques des transformateurs.	72
Tableau A.5 Nœuds à tension fixée.	72
Tableau A.6. Productions actives et réactives.	72
Tableau A.7. Codes des régions et des niveaux de tension des nœuds.	73
Tableau A.8. Paramètres des machines.	63
Tableau B.1 Réseau équivalent algérien vu du Maroc.	74
Tableau B.2 Réseau équivalent algérien vu de la Tunisie.	75
Tableau C.1 Indice du Jacobien après déclenchement des dipôles.	79
Tableau C.2 Indice du Jacobien après déclenchement des groupes.	80
Tableau D.1. Valeurs propres du système (M.R.) après déclenchement des lignes.	84
Tableau D.2 Valeurs propres du système(M.R.) après déclenchement des transformateurs.	84
Tableau D.3 Valeurs propres du système(M.R.) après déclenchement des groupes.	85
Tableau E.1 Valeurs propres du système(M.C.) après déclenchement des lignes.	89
Tableau E.2 valeurs propres du système(M.C.) après déclenchement des transformateurs.	89
Tableau E.3 Valeurs propres du système(M.C.) après déclenchement des groupes.	90

LISTE DES SYMBOLES

- J** : Jacobien du système d'équation linéaire par la méthode de Newton Raphson.
JA : Jacobien actif du système d'équation linéaire par la méthode de Newton Raphson.
JR : Jacobien réactif du système d'équation linéaire par la méthode de Newton Raphson.
L : Matrice unicolonne facteur de gauche.
R : Matrice uniligne facteur de droite.
V : Tension au nœud.
Z : Impédance du composant électrique.
R : Résistance du composant électrique.
X : Réactance du composant électrique.
Y : Matrice des admittances.
 Y_{ij} : élément i,j de la matrice des admittances.
 K_{ij} : rapport vu coté i du transformateur modélisé en π .
 θ : Argument de l'élément de la matrice Y
 δ : Angle interne des machines.
 φ : Angle de déphasage du courant.
A : Matrice d'état du système d'état.
 λ : Valeur propre de la matrice A du système d'état.
 ω : Vitesse rotorique des machines
 Δ : Déviation des variables d'état
 π : $\pi = 3.14\dots$, ou schéma modélisant un des composants du réseau.
 μ : Vecteur utilisé dans la formule de Woodburry.
 ν : Vecteur utilisé dans la formule de Woodburry.
 t : Temps en seconde
 ∂ : Dérivée partielle.
E : le f.e.m. transitoire, induite par le courant d'excitation
 $E'q$: La f.e.m. transitoire par le flux principal.
 E_{FD} : La f.e.m. d'excitation,
 K_A, T_A : Gain et constante de temps du régulateur de tension.
 K_E, T_E : Gain et constante de temps de l'excitatrice.
 a_p, b_p, c_p : Coefficients de la caractéristique statique de la charge.
P : Puissance active du nœud.
Q : Puissance active du nœud.
x : Vecteur variable.
 T_{Li} : Temps de lancée du groupe i ($=1/2 H_i$).
 S_{nom} : Puissance apparente nominale.
 E_{g1}, \dots, E_{g5} : Tension des nœuds générateurs équivalents.
 E_s : Tension du nœud consommateur équivalent.
 P_i : Racine du polynôme caractéristique.
 D_i : coefficient d'amortissement de la machine i .
 $W\alpha(p)$: Fonction de transfert du régulateur de tension et de l'excitatrice.



PREAMBULE

Ce travail s'inscrit dans le cadre de l'extension de la Chaîne de Conduite Temps Réel Etendu du système de production et de transport de l'électricité de la Sonelgaz actuellement opérationnel au Centre National de Conduite (Dispatching). Cette Chaîne repose principalement sur l'Estimateur d'Etat du Réseau en Temps Réel nommé 'ESTER'.

Ce dernier permet, à partir d'un plan Téléinformation composé principalement de télémesures (TM) en certains nœuds et télésignalisations (TS), de reconstituer au niveau du Dispatching la configuration du réseau et l'estimation des paramètres de conduite (tensions, transits actifs et réactifs ...) non télémesurés « en d'autres termes un premier écoulement de puissance donnant l'état du réseau au moment de l'information sur les TM et TS est déjà élaboré au niveau du Dispatching et mis à la disposition du dispatcher de service ».

Autour de ce programme, gravitent plusieurs autres codes de conduite, dont : Pridor pour l'optimisation du réactif, le télé réglage puissance fréquence, la télécommande centralisée et le programme REPORTAL de calcul de sécurité N-1, objet de cette thèse et dont une description sommaire est donnée.

Un rafraîchissement des TM et TS est fait de manière automatique après analyse de l'état acquis par l'ensemble des programmes qui gravitent autour d'ESTER.

D'après cette chronologie, il se passe donc un certain temps $\Delta t = (t_f - t_0)$ entre le temps t_0 correspondant à l'instant où la mesure a été faite et le temps t_f correspondant à la fin du traitement de cet état par l'ensemble des programmes.

Face à ce traitement, il est évident que la notion Temps Réel perd de son sens et n'est « quasiment » valable que si les variations des charges nodales sont nulles ou relativement négligeables, ou que ce temps Δt soit suffisamment court, pour donner le temps au dispatcher de service de corriger les contraintes éventuelles.

La notion Temps Réel perd totalement son sens dans les baisses ou montées de charges même si Δt est très court. Pour plus de cohérence, il est préférable d'utiliser la notion Temps Réel Etendu (TRE) ou En ligne 'On line'.

Dans cette étude, l'intervention sur la chaîne, se situe au niveau du programme REPORTAL et consiste en des modifications qui permettront d'évaluer en Temps Réel Etendu la stabilité transitoire et statique du système de production et de transport avec la prise en compte des réseaux internationaux tunisien (Société Tunisienne de l'Electricité et du Gaz STEG) et marocain (Office National de l'Electricité ONE) sous forme d'Equivalents 'On line'. Il faut souligner, que l'évaluation de la stabilité transitoire fait partie d'un autre cadre de travail et n'a pas été intégrée dans cette thèse.

CHAPITRE I



INTRODUCTION GENERALE

1.1. Définition.

L'étude de la stabilité des systèmes de production et de transport de l'électricité figure parmi les chapitres les plus importants de la planification et de la conduite des réseaux. La stabilité est définie comme étant la propriété d'un système de retrouver son point de fonctionnement (ou point d'équilibre) après avoir subi une ou plusieurs perturbations [1, 2]. La stabilité c'est également la tenue d'un réseau face à d'éventuelles perturbations relevant de toute nature. C'est aussi la réaction des systèmes de stabilisation : régulateurs de tension, de vitesse et autres moyens de sauvegarde des réseaux tels que compensation, délestage, îlotage etc. ...

Le comportement d'un réseau face aux problèmes de stabilité, dépend du lieu, de la nature et de l'intensité de la perturbation. Cette dernière peut être de nature graduelle (variations lentes de la charge, du plan de tension...) ou brusque (court-circuit sévère, déclenchement d'unités de production ou de lignes fortement chargées...). Compte tenu de ceux-ci, l'expérience et les études ont montré qu'un système de production et de transport peut être sujet à plusieurs types de stabilité.

Stabilité long terme : Elle embrasse l'étude des phénomènes lents [1, 3, 4] engendrés par les baisses ou montées de charges journalières, ainsi que les variations des plans de tension et/ou de fréquence. Les études approfondies de ces phénomènes vont jusqu'à l'analyse des systèmes de régulation des chaudières et leur intégration dans les codes de calcul.

Stabilité statique : Elle concerne l'analyse des phénomènes oscillatoires [5, 2, 6, 7, 8, 9-13, 14, 15, 16, 17, 18, 19] de faibles fréquences causés par les petites mais brusques variations des paramètres de conduites (tension, puissance, fréquence...) tels que défauts résistants, faible report de charge, déclenchement de petites unités de production etc. ... Ces phénomènes sont rencontrés généralement lorsque les moyens de transport et de production sont saturés avec surtout des plans de tension assez bas situés au voisinage des limites techniques d'exploitation.

La stabilité c'est également l'étude des résonances subsynchrones [20, 21] liées aux longues lignes, à la compensation et aux régimes à caractère capacitif, tel que par exemple les creux des courbes de charges journalières pour certains réseaux.

Stabilité transitoire : Ce genre de phénomènes est rencontré lors des grandes perturbations : court-circuit, déclenchement d'unité de production ou de transport à fort transit... La stabilité transitoire [1, 22, 23, 24, 25, 17, 26, 27, 19] est précédée de ce qu'on appelle la stabilité cinétique. L'énergie cinétique emmagasinée dans les masses tournantes est libérée dès l'apparition du défaut (avant même la réaction de systèmes de régulation) et est capable d'appliquer des couples d'accélération aux rotors des

machines, allant même jusqu'à leur désynchronisation du système. A priori, l'étude de la stabilité transitoire nécessite une analyse préalable de la stabilité cinétique.

1-2-Etat de l'art :

Les méthodes qui ont fait l'objet d'études pendant plusieurs années et qui ont été utilisées en pratique en donnant des résultats satisfaisants reviennent périodiquement. Certaines méthodes marginalisées pendant des années reviennent avec une nouvelle approche qui leur permet de donner de meilleurs résultats. Les calculs de la stabilité dynamique ont toujours occupé une place importante dans le transport de l'énergie à grande distance. Les méthodes telles que probabilistiques utilisées surtout en planification [28] et temporelles en analyse de réseau sont aujourd'hui à l'ordre du jour pour la conduite 'On line' tels que la conception des simulateurs de réseau 'EUROSTAG (EDF-France et TRACTEBEL- Belgique), SIMULATOR (ENEL spa-Italie). D'autres méthodes algébriques et fréquentielles [1, 3, 29, 30, 31] classiques fortement utilisées dans le temps sont actuellement en cours de développement surtout pour le calcul des régions de stabilité mais avec des outils mathématiques plus performants.

On note une large application, des méthodes probalistiques, d'analyse par le calcul des valeurs propres, des méthodes de reconnaissance des formes [32, 33, 34] par les réseaux de Neurones qui sont surtout utilisées dans le domaine de calcul de la sécurité des réseaux mais commencent aussi à être appliquées pour la stabilité transitoire et dynamique, en planification et conduite des système électriques.

Ces dernières années, de nouvelles techniques sont apparues et consistent à subdiviser le système en deux sous-systèmes, l'un comportant les modes les plus dominants, le second comportant les modes les moins dominants. L'analyse est faite à partir du premier sous-système : méthodes d'analyse des modes sélectifs 'SMA' [35, 36, 37, 38, 39]. D'autres méthodes similaires à celles-ci ont fait leur apparition qui consiste au calcul du mode le plus dominant appelés aussi méthodes 'd'itération en sous espaces' [40, 41, 42, 16].

En même temps, des méthodes basées sur les couples synchronisants et amortisseurs [43, 7, 44, 45, 46, 47, 48] ont fait leur apparition, elles sont surtout utilisées pour le calcul des régions de stabilité.

Parmi toutes ces techniques, on retient celles [49, 50, 51] des valeurs propres dominantes et leurs vecteurs propres correspondants pour leur simplicité et leur précision.

Plusieurs auteurs, dans le but de la conduite des systèmes de puissance électrique, ont adopté des méthodes d'estimation de la marge de la stabilité en utilisant des méthodes performantes et très simples qui reposent sur le calcul du signe des jacobiens[5, 6]

Dans ce travail, nous présenterons, en plus de la méthode du Jacobien, quelques unes de ces méthodes et appliquerons la plus adéquate pour l'évaluation de la stabilité statique en **Temps Réel Etendu.**

Synthèse des techniques de calcul : Les méthodes directes ou numériques appliquées à la résolution des systèmes d'équations différentielles régissant le fonctionnement des réseaux électriques sont nombreuses et connues par tous, nous présentons ici quelques familles dans lesquelles on peut classer la majorité des méthodes :

- Intégrations numériques des équations différentielles.
- Méthodes probabilistiques.
- Analyse par les méthodes fréquentielles et algébriques : Nyquist, Rooth...
- Méthodes de reconnaissance des formes
- Analyse des jacobiens.
- Analyse des valeurs propres du système d'équations d'état (Analyse modale).

Il est bien entendu que le choix des méthodes à appliquer doit s'inscrire dans l'objectif du calcul en Temps Réel Etendu. Certaines méthodes telles qu'elles se présentent actuellement ne peuvent être utilisées pour le calcul de la stabilité en Temps Réel Etendu (Nyquist, Rooth, ...) pour un grand réseau tel que celui de SONELGAZ ou celui du réseau électrique maghrébin interconnecté.

1.3 Plan de travail :

Vu les techniques de calcul utilisées en Temps Réel Etendu aussi bien pour le calcul de l'écoulement de puissance que pour le calcul de la stabilité statique, nous avons jugé utile de consacrer le chapitre II aux techniques de calcul des écoulements de puissance en Temps Réel Etendu et à la sécurité N-1 des systèmes de production et de transport de l'électricité.

Dans ce chapitre, nous présenterons de manière très succincte la modélisation des composants électriques des réseaux et leur formulation mathématique y compris les techniques de calcul pour le calcul des régimes permanents ainsi qu'une brève description du modèle REPORTAL.

Au chapitre III, nous développerons un modèle de calcul d'équivalent de réseau 'On line' pour la prise en compte des réseaux marocain et tunisien. Ce modèle repose sur un algorithme d'agrégation dynamique pour la détermination des zones électromécaniquement cohérentes et un algorithme basé sur le REI pour le calcul de l'équivalent proprement dit.

Dans le chapitre IV, nous expliquerons de manière simple et un peu plus détaillée la méthode de calcul de l'indice de la stabilité statique en Temps Réel Etendu par analyse du signe du Jacobien à partir des équations des écoulements de puissance par la méthode de Newton Raphson sans la prise en compte des machines électriques.

Au chapitre V, il est question d'introduire les équations des machines sous forme de modèle réduit pour analyser par la méthode des valeurs propres dominantes les cas des régimes établis déclarés par le Jacobien instables, ou à la limite de la stabilité. Le système d'état à analyser est de la forme $dX/dt = AX+BU$ où X est le vecteur de variables d'état.

l'analyse proprement dite repose sur le calcul des valeurs propres dominantes de la matrice d'état A.

Au chapitre VI, toujours avec les mêmes méthodes de calcul seront repris les cas déclarés instables ou à la limite de la stabilité examinés dans le chapitre précédent ; mais avec un modèle plus précis incorporant les effets de la régulation de tension.

Un dernier chapitre intitulé 'Conclusions Générales' synthétisera les méthodes appliquées, les résultats obtenus et leur validation au niveau de la Sonelgaz.

En annexe nous présenterons les tableaux des valeurs d'entrées et les résultats complets de simulation des chapitres III, IV, V et VI.

CHAPITRE II

MODELISATION ET TECHNIQUES DE CALCUL DES REGIMES PERMANENTS 'ON LINE'

2.1 Modélisation des lignes, des transformateurs et des charges.

Les lignes (Fig2.1) sont représentées par un modèle en π :

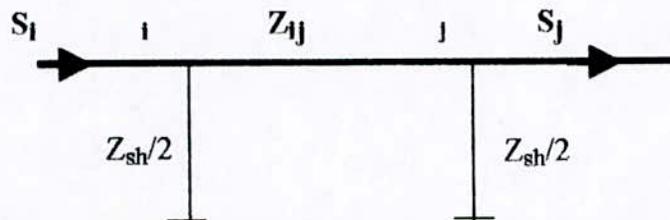


Fig. 2.1 Schéma en Π d'une ligne de transport

où : $Z_{ij} = r_{ij} + jX_{ij}$

$$z_{sh} = \frac{-j}{cw} = 1/y_{sh} \quad \text{et} \quad y_{ij} = \frac{1}{z_{ij}}$$

Le courant transitant du nœud i vers le nœud j est

$$I_{ij} = \frac{V_i - V_j}{Z_{ij}} + V_i Y_{sh}$$

La puissance apparente transitée de i vers j est

$$S_{ij} = I_{ij} V_i^* = V_i^* [(y_{ij} + y_{sh})V_i - y_{ij}V_j] \quad (2.1)$$

La matrice admittance Y est définie par :

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^k y_{ij} + y_{sh}$$

$$Y_{ij} = -y_{ij}$$

Toutes les grandeurs représentées ici sont complexes.

Les transformateurs sont également représentés par des modèles en π faisant apparaître le rapport de transformation k_{ij} , la réactance de fuite Z_{ij} et l'admittance transversale $y_{\pi i}$.

Le schéma équivalent du transformateur se compose de la mise en série d'un transformateur idéal et de l'impédance Z_{ij} .

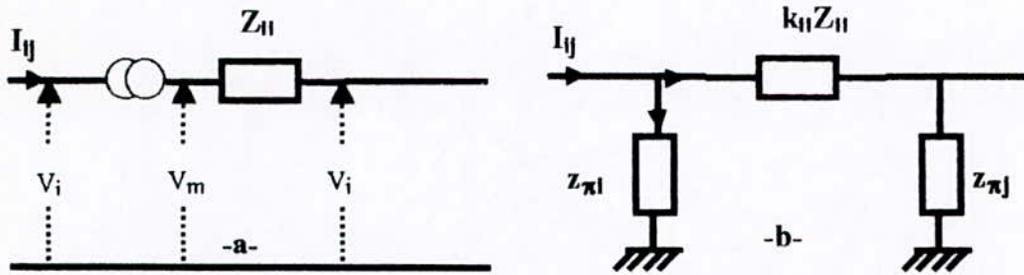


Fig. 2.2 Schéma en Π d'un transformateur

Après plusieurs transformations du schéma a, on aboutit au schéma b qui est le modèle équivalent en Π du schéma réel donné dans le cas -a-, on obtient les égalités suivantes :

Le courant d'injection est :

$$I_{ij} = \frac{V_i - k_{ij} V_j}{Z_{ij}} + V_i y_{\pi i}$$

$$Y_{\pi i} = j \frac{k_{ij} (k_{ij} - k_{ji})}{Z_{ij}} ; Y_{\pi j} = j \frac{k_{ji} (k_{ji} - k_{ij})}{Z_{ij}}$$

avec : $y_{\pi ij} = 1 / z_{\pi ij}$

où k_{ij} et k_{ji} sont respectivement les rapports côté primaire et côté secondaire, en général l'un d'eux est pris égale à un (par exemple $k_{ji} = 1$). Soulignons que la représentation en π n'est pas unique et que les transformateurs peuvent être représentés également par des modèles en Γ .

Les charges peuvent être représentées par leurs caractéristiques statiques sous forme de polynômes du second degré :

$$P_c(V) = \left(a_p + b_p \frac{V}{V_{nom}} + c_p \frac{V^2}{V_{nom}^2} \right)$$

$$Q_c(V) = \left(a_q + b_q \frac{V}{V_{nom}} + c_q \frac{V^2}{V_{nom}^2} \right) \quad (2.2)$$

Ces équations montrent l'influence de la tension sur les charges actives et réactives [52, 53]. En réalité, ces charges dépendent aussi de la fréquence, phénomène non pris en compte dans notre travail. Dans (2.2) les coefficients a, b et c dépendent du type de la charge avec comme valeurs standard les coefficients donnés par le tableau suivant[31] :

Type de caractéristique	a	b	C
Admittance constante	0	0	1
Courant d'injection constant	0	1	0
Puissance constante	1	0	0
Caractéristique Types			
Puissance active	0.83	-0.30	0.47
Puissance réactive	4.90	-10.10	6.20
Puissance réactive	3.70	-7.00	4.30

Tableau 2.1 Valeurs standards des coefficients des caractéristiques des charges.

Une représentation plus fine de la charge réactive en tenant compte des variations de la tension est donnée par les inéquations suivantes :

$$Q_c(V) = \begin{cases} Q_{c0} \left[a_Q + b_Q \frac{V - \Delta V^+}{V_{nom}} + c_Q \left(\frac{V - \Delta V^+}{V_{nom}} \right)^2 \right] & \text{si } V > V_{nom} + \Delta V^+ \\ Q_{c0} & \text{si } V_{nom} - \Delta V^- \leq V \leq V_{nom} + \Delta V^+ \\ Q_{c0} \left[a_Q + b_Q \frac{V + \Delta V^-}{V_{nom}} + c_Q \left(\frac{V + \Delta V^-}{V_{nom}} \right)^2 \right] & \text{si } V < V_{nom} - \Delta V^- \end{cases}$$

représentées graphiquement par la figure 2.3

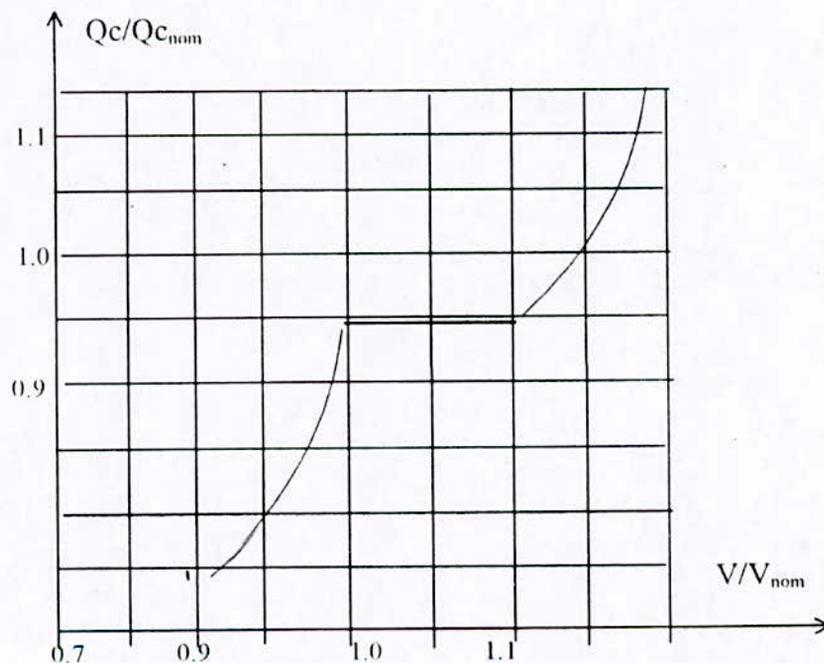


Fig. 2.3 Caractéristique statique de la charge $Q_c = F(V)$

Le même graphique et équations aux coefficients près sont rencontrés en actif.

2.2 Technique de calcul des régimes permanents et de sécurité N-1.

Le calcul des régimes permanents consiste à résoudre les équations bilans actif et réactif des puissances, en cherchant à trouver un plan de tension et de phases tel que : $|\Delta P_i|$ et $|\Delta Q_i| < \epsilon$. Ces équations de la forme $c = f(x)$ sont de type non linéaires par rapport aux paramètres V_i et δ_i . L'application de la méthode de Newton Raphson découplée consiste à résoudre un système d'équations linéaires du type (2.3) obtenu à partir de (2.1).

$$P_i = V_i^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \sin(\theta_{ij}) + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij})$$

et

(2.3)

$$Q_i = V_i^2 \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} \cos(\theta_{ij}) + V_i \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n y_{ij} V_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) - V_i^2 y_{sh}(i)$$

Y_{ij} est l'élément i, j de la matrice des admittances. (en complexe on a $\bar{Y}_{ij} = Y_{ij} \angle -\theta_{ij}$)

La solution δ, V est obtenue à chaque itération en résolvant :

$$\begin{vmatrix} \frac{\partial \Delta P}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta P}{\partial V} \\ \frac{\partial \Delta Q}{\partial \delta} & \frac{\partial \Delta Q}{\partial V} \end{vmatrix} \begin{vmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{vmatrix} = J \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{vmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{vmatrix}$$
(2.4)

Les phases et modules des tensions sont données alors par :

$$\delta_{k+1} = \Delta \delta_k + \delta_k$$

$$V_{k+1} = \Delta V_k + V_k$$
(2.5)

Lorsque le réseau est faiblement résistant on peut négliger les termes des matrices extradiagonales du système (2.4) et on résout alors le système suivant :

$$\left| \frac{\Delta P}{\Delta \delta} \right| |\Delta \delta| = \Delta P$$

et

$$\left| \frac{\Delta Q}{\Delta V} \right| |\Delta V| = \Delta Q$$
(2.6)

qu'on peut écrire :

$$\Delta P = J_A \Delta \delta \text{ et } \Delta Q = J_R \Delta V$$

qui n'est autre que la méthode de Newton Raphson découplée ; ce qui permet d'économiser énormément de temps de calcul et d'espace mémoire.

2.3 Application de la technique des matrices creuses aux systèmes de grande taille [50, 17, 54].

Soit un système linéaire à n équations :

$$Ax = b$$

A est une matrice non singulière creuse ou 'sparse' et d'ordre $(n \times n)$; x est un vecteur colonne dont les éléments ne sont pas tous nuls.

Une matrice creuse est une matrice dont le nombre d'éléments non nuls, comparé au nombre d'éléments nuls est faible. C'est le cas en général des matrices déduites des systèmes électriques de grande taille, même fortement maillés. En général, les matrices Jacobiennes ont moins de 10% d'éléments non nuls. Cette propriété très importante permet de faire des calculs en un temps très court et en utilisant des dimensions très réduites (espace mémoire réduit) par stockage des éléments non nuls dans une table en plus d'autres tables nous renseignant des positions de ces éléments.

Le vecteur solution peut être calculé directement par :

$$x = A^{-1} b \quad (2.7)$$

Cependant cette méthode demande un temps de calcul énorme lorsque la matrice A est de grande dimension. La méthode de programmation indiquée dans [54] permet de conserver la propriété de A (Matrice creuse) pendant son processus de factorisation sans pour autant calculer son inverse.

On note deux méthodes de résolution du système précédent sans inversion de la matrice A . La première est la décomposition triangulaire donnant la factorisation de A sous la forme d'un produit de deux matrices triangulaires L et U . La deuxième méthode consiste à factoriser la matrice A^{-1} en un produit de n matrices. La méthode de bifactorisation combine les caractéristiques des deux méthodes. Elle donne la matrice inverse A^{-1} en produit de $2n$ matrices unilignes ou unicolonnes.

Méthode de bifactorisation.

L'équation de base de la méthode de bifactorisation est donné par les produits matricielles suivant :

$$L^{(n)} L^{(n-1)} \dots L^{(2)} L^{(1)} A R^{(1)} R^{(2)} \dots R^{(n-1)} R^{(n)} = I \quad (2.8)$$

L : matrice facteur gauche 'Left' ; R : matrice facteur droite 'Right' et I matrice identité. Par une simple transformation de ligne on obtient

$$A^{-1} = R^{(1)} R^{(2)} \dots R^{(n-1)} R^{(n)} L^{(n)} L^{(n-1)} \dots L^{(2)} L^{(1)} \quad (2.9)$$

Algorithme. Pour déterminer les matrices facteurs L et R, on écrit l'équation (II.8) sous forme d'une séquence de matrices intermédiaires :

$$\begin{aligned}
 A^{(0)} &= A \\
 A^{(1)} &= L^{(1)} A^{(0)} R^{(1)} \\
 A^{(2)} &= L^{(2)} A^{(1)} R^{(2)} \\
 \dots & \\
 A^{(j)} &= L^{(j)} A^{(j-1)} R^{(j)} \\
 \dots & \\
 A^{(n)} &= L^{(n)} A^{(n-1)} R^{(n)}
 \end{aligned}$$

Les règles suivantes sont utilisées pour déterminer $A^{(j)}$, $L^{(j)}$, $R^{(j)}$ et à partir de $A^{(j)}$ et de $A^{(j-1)}$

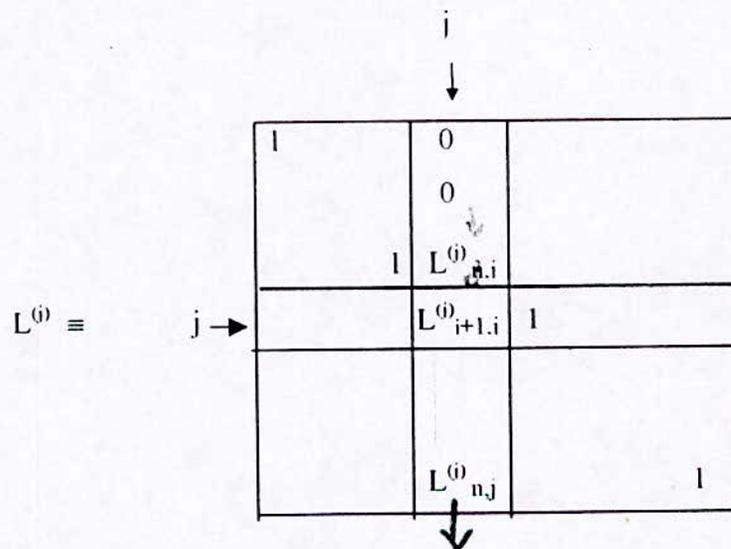
- La matrice réduite $A^{(j)}$

$$a_{ij}^{(j)} = 1 ; \quad a_{ij}^{(j)} = 0 ; \quad a_{jk}^{(j)} = 0 ; \quad a_{ik}^{(j)} = a_{ik}^{(j-1)} - \frac{a_{ij}^{(j-1)} a_{jk}^{(j-1)}}{a_{jj}^{(j-1)}}$$

où : j est le rang du pivot et i, k = (j+1), ..., n

- La matrice facteur $L^{(j)}$

La matrice facteur gauche $L^{(j)}$ est très creuse et diffère de la matrice unité par la colonne j :

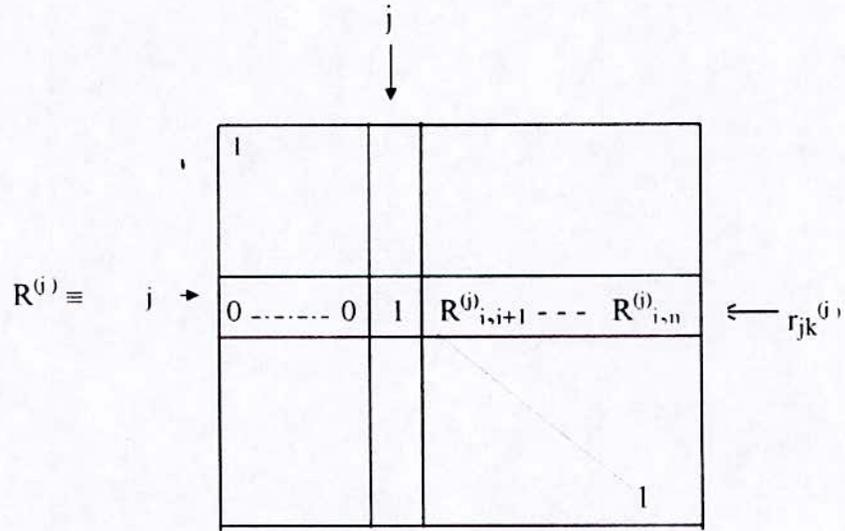


$$L_{jj}^{(j)} = 1/a_{jj}^{(j-1)} ;$$

$$L_{ij}^{(j)} = -a_{ij}^{(j-1)} / a_{jj}^{(j-1)} \quad i = (j+1), \dots, n$$

- La matrice facteur $R^{(j)}$

La matrice facteur droite est très creuse, elle diffère de la matrice unité par la ligne j :



où : $r_{jk} = -a_{jk}^{(j-1)} / a_{jj}^{(j-1)} \quad k = (j-1), \dots, n$

Le terme diagonal est égal à 1 et $R^{(n)} = I$

Cas 1- pour une matrice symétrique en valeur :

$$a_{ik}^{(j-1)} = a_{ki}^{(j-1)} \quad \text{et} \quad r_{jk}^{(j)} = l_{ij}^{(j)} \quad \text{pour } i = k \neq j$$

La j^{ème} ligne de $R^{(j)}$ est identique à la j^{ème} colonne de $L^{(j)}$ sauf le terme diagonal.

Cas.2 pour une matrice de structure symétrique :

$$L^{(j)} = C^{(j)} D^{(j)}$$

$D^{(j)}$ est une matrice diagonale qui ne diffère de la matrice unité que par un élément diagonal.

$C^{(j)}$ est une matrice qui diffère de la matrice unité par la colonne j.

$$d_{jj}^{(j)} = 1/a_{jj}^{(j-1)} = l_{jj}^{(j)} ;$$

$$c_{ij}^{(j)} = -a_{ij}^{(j-1)} / a_{jj}^{(j-1)} = l_{ij}^{(j)} / l_{jj}^{(j)} ; \quad i = (j+1), \dots, n$$

Stratégie d'élimination.

Pendant le processus d'élimination, il y a apparition de termes additionnels qui risquent de remplir les matrices L et R, les rendant ainsi de moins en moins creuses. Le nombre de termes créés et le nombre d'opérations nécessaires dans le processus d'élimination peut varier considérablement lorsqu'on modifie l'ordre des lignes. Des gains considérables en place mémoire et en temps de calcul peuvent être obtenus après détermination d'un ordre optimal des lignes. Mais il ne faut pas que l'occupation et le temps d'exécution du sous programme de recherche d'un ordre optimal annihilent les gains obtenus dans la phase 'élimination'.

C'est pourquoi, dans le choix de l'ordre d'élimination on a recours à une stratégie simple qui donne des résultats satisfaisants. On sélectionne à chaque étape k de l'élimination parmi les lignes restantes de A, la ligne i (ligne pivot) qui possède le moins de termes non nuls. Si plusieurs lignes possèdent ce critère on aura à choisir l'une d'elles.

2.4 Résolution des systèmes ne différant que par un nombre limité de termes (cas du déclenchement des dipôles et des groupes).

Quand on déclenche un ouvrage (dipôle, groupe), les transits et les injections sont modifiés, en particulier aux nœuds dont les tensions et les phases n'ont pas été fixées. Dans ce cas, chacune des matrices Jacobiennes (actif et réactif) se trouve modifiée de quatre termes seulement et la matrice jacobienne complète de 16 termes. Afin d'avoir une solution de l'écoulement de puissance après chaque déclenchement d'ouvrage sans avoir à recalculer le Jacobien, la formule de Woodbury est bien indiquée. Cette dernière consiste à corriger l'inverse du Jacobien initial, c.à.d., trouver la solution par un calcul d'un produit de la matrice jacobienne par des vecteurs préalablement calculés.

Formule de Woodbury.

Soit la matrice identité I d'ordre (n x n) et Y et G' vecteurs nx1 alors :

$$(I + Y G')^{-1} = I - (I + Y G')^{-1} Y G'$$

Démonstration : calculons le produit :

$$\begin{aligned} P &= [I + Y G'] [I - (I + Y G')^{-1} Y G'] \\ &= I + Y G' - (I + Y G') / (I + G' Y) Y G' \\ &= I + Y G' - Y (G' + G' Y G') / (I + G' Y) \\ &= I + Y G' - Y (I + G' Y) / (I + G' Y) G' \\ &= I \end{aligned}$$

Déclenchement des dipôles :

Le déclenchement d'un dipôle dont l'admittance est Y_{ij} , se traduit par la modification de 4 termes des Jacobiens actifs (J_A) et réactifs (J_R).

En supposant λ et μ scalaires définis par : $\lambda = U_0^2 Y_{ij} \cos(\theta_{ij})$ et $\mu = U_0 Y_{ij} \cos(\theta_{ij})$, la représentation matricielle de ces quatre termes est pour l'actif : $u \lambda g^t$ et pour le réactif : $v \mu w^t$ avec u, v, g^t et w^t : vecteurs colonnes et lignes définis comme suit :

$$u = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ -1 \leftarrow i \\ \cdot \\ \cdot \\ +1 \leftarrow j \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \qquad v = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ -1 \leftarrow i \\ \cdot \\ \cdot \\ +1 \leftarrow j \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}$$

Si dans u les nœuds i ou j sont des nœuds de référence, les termes -1 ou $+1$ sont respectivement remplacés par un zéro. De même si dans v le nœud i ou j sont des nœuds à tensions fixées, les termes -1 ou $+1$ sont respectivement remplacés par un zéro.

$$g = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ +1 \leftarrow i \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -1 \leftarrow j \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix} \qquad w = \begin{bmatrix} 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \\ +1 \leftarrow i \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ -1 \leftarrow j \\ 0 \\ \cdot \\ \cdot \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$\begin{array}{c}
 j \\
 \downarrow \\
 u \lambda g^t = \begin{bmatrix}
 0 \dots 0 \dots 0 \dots 0 \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 0 \dots -U_0^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots U_0^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots 0 \leftarrow i \\
 0 \quad 0 \quad \quad 0 \quad \quad 0 \\
 0 \dots \dots \cdot \\
 \cdot \dots \cdot \\
 0 \dots U_0^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots -U_0^2 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots 0 \\
 \cdot \\
 0 \dots 0 \dots 0 \dots 0
 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

$$\begin{array}{c}
 j \\
 \downarrow \\
 v \mu w^t = \begin{bmatrix}
 0 \dots \quad \quad 0 \dots \quad 0 \quad \dots 0 \\
 \cdot \\
 \cdot \\
 0 \dots -U_0 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots U_0 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots 0 \leftarrow i \\
 0 \dots \quad 0 \quad \quad 0 \quad \quad 0 \\
 \dots \quad 0 \dots \\
 0 \dots \\
 0 \dots U_0 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots -U_0 Y_{ij} \cos \theta_{ij} \dots 0 \\
 \cdot \\
 0 \dots \quad \quad 0 \dots \quad \quad 0 \dots \quad 0
 \end{bmatrix}
 \end{array}$$

Supposons connue la solution de base des systèmes :

$$J_A \Delta\theta = \Delta P \quad \text{et} \quad J_R \Delta V = \Delta Q \tag{2.10}$$

et qu'il faudrait résoudre les mêmes systèmes compte tenu du déclenchement d'un dipôle :

$$J_A^* \Delta\theta^* = \Delta P^* \quad ; \quad J_R^* \Delta V^* = \Delta Q^*$$

avec :

$$J_A^* = J_A + u \lambda g^t = J_A [I + J_A^{-1} u \lambda g^t]$$

$$J_R^* = J_R + v \mu w^t = J_R [I + J_R^{-1} v \mu w^t]$$

En supposant que $\Delta\theta^f$ et ΔV^f sont des vecteurs solution fictifs :

$$J_A \Delta\theta^f = \Delta P^* \quad ; \quad J_R \Delta V^f = \Delta Q^*$$

On déduit que :

$$\begin{aligned} \Delta\theta^* &= [I + J_A^{-1} u \lambda g^t] \Delta\theta^f \\ \Delta V^* &= [I + J_R^{-1} v \mu w^t] \Delta V^f \end{aligned}$$

l'application de Woodbury donne :

$$\begin{aligned} \Delta\theta^* &= [I + Y_A (\lambda^{-1} + g^t Y_A)^{-1} g^t] \Delta\theta^f \\ \Delta V^* &= [I + Y_R (\mu^{-1} + w^t Y_R)^{-1} w^t] \Delta V^f \end{aligned}$$

qu'on peut écrire :

$$\Delta\theta^* = \Delta\theta^f - Y_A \xi_A \sigma_A \quad \text{et} \quad \Delta V^* = \Delta V^f - Y_R \xi_R \sigma_R$$

avec :

$$\begin{aligned} Y_A &= J_A^{-1} u \quad ; \quad \xi_A = (\lambda^{-1} + g^t Y_A)^{-1} \quad ; \quad \sigma_A = g^t \Delta\theta^f \\ Y_R &= J_R^{-1} v \quad ; \quad \xi_R = (\mu^{-1} + w^t Y_R)^{-1} \quad ; \quad \sigma_R = w^t \Delta V^f \end{aligned}$$

Déclenchement des groupes. Dans le cas d'un groupe unique le système réactif sera modifié par un vecteur ligne w_0^t dont les composantes qui sont celles du Jacobien, remplaceraient celles de la ligne i de la matrice J_R .

Supposons, comme dans le cas des dipôles, la solution de base (2.10) et qu'il faudrait résoudre les mêmes systèmes en tenant compte du déclenchement d'un groupe :

$$J_A^* \Delta\theta^* = \Delta P^* \quad ; \quad J_R^* \Delta V^* = \Delta Q^*$$

$$J_A^* = J_A \text{ inchangée}$$

$$J_R^* = J_R + v \mu w^t = J_R [I + J_R^{-1} v \mu w^t]$$

En supposant également que $\Delta\theta^f$, ΔV^f sont des vecteurs solution fictifs, on déduit que :

$$\Delta\theta^* = \Delta\theta^f \quad ; \quad \Delta V^* = [I + R^{-1} v \mu w^t]^{-1} \Delta V^f$$

l'application de la formule de Woodbury :

$$\Delta V^* = \Delta V^f - Y_R \xi_R \sigma_R$$

nous donne :

$$Y_R = J_R^{-1} v ; \xi_R = (\mu^{-1} + w^t Y_R)^{-1} ; \sigma_R = W^t \Delta V^t$$

Le vecteur ligne de correction $v \mu^{-1} w^t$ est défini de la façon suivante :

$$\mu = 1 \quad , \quad w^t = w_0^t - v^t$$

$$v = \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ 1 \leftarrow i \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} ; \quad w_0 = \begin{bmatrix} r_{i1} \\ r_{i2} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ r_{in} \\ \vdots \\ r_{im} \end{bmatrix} ; \quad w = \begin{bmatrix} r_{i1} \\ r_{i2} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ r_{in} - 1 \\ \vdots \\ r_{im} \end{bmatrix}$$

$$r_{ij} = - \sum V_0 Y_{ij} \cos(\theta_{ij}) , \quad j \in \alpha(i)$$

$$r_{ii} = \sum V_0 Y_{ij} \cos(\theta_{ij}) + 2 \sum V_0 (Y_{ij} \cos(\theta_{ij}) - C_{ij}) , \quad j \in \alpha(i)$$

$\alpha(i)$ représente tous les nœuds voisins du nœud i .

2.5. Description du Modèle de calcul de la sécurité N-1 REPORTAL

Dans ce programme, les lignes et les transformateurs sont représentés par des modèles classiques en π étant données les longueurs courtes (inférieures à 300 km) du réseau algérien. Les générations et les consommations, sont représentées par les puissances actives P et réactives Q . Le modèle résout ensuite le système d'équations par la méthode de Newton Raphson découplée en utilisant les techniques des matrices creuses (sparsites). Cette dernière consiste à calculer implicitement (par stockage des éléments non nuls dans des tables préalablement dimensionnées) les Jacobiens des puissances actives. Les sous problèmes à résoudre sont :

$$\begin{bmatrix} J_a & 0 \\ 0 & J_r \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

- Bilan de puissance active :

$$J_a \Delta \delta = \Delta P = P_G - P_c - P_l$$

avec J_A Jacobien actif ; P_G^i , P_c et P_i respectivement les puissances actives générées, consommées et injectées au nœud i et ΔP le mismatch actif.

- Bilan de puissance réactive :

$$[J_R][\Delta V] = \Delta Q = Q_G - Q_c - Q_i$$

avec J_R Jacobien réactif ; Q_G , Q_c et Q_i respectivement les puissances réactives générées, consommées et injectées au nœud i et ΔQ le mismatch réactif.

$$[J_A] = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_1}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_1}{\partial \delta_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial P_n}{\partial \delta_1} & \dots & \frac{\partial P_n}{\partial \delta_n} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad [J_R] = \begin{bmatrix} \frac{\partial Q_1}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_1}{\partial V_n} \\ \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial Q_n}{\partial V_1} & \dots & \frac{\partial Q_n}{\partial V_n} \end{bmatrix}$$

Les sous routines essentielles pour le calcul du régime permanent et les déclenchements des dipôles (lignes et transfos) et des générateurs sont : CREMAT, GARE, ORDO, FACTOR, SECOND, SOLUT et NMI dont les fonctions sont définis comme suit :

CREMAT: Crée les éléments des Jacobiens actif et réactif par déroulement de toutes les lignes du réseau ainsi que les éléments non diagonaux

$$\frac{\partial P_i}{\partial \delta_i} \quad \text{et} \quad \frac{\partial Q_i}{\partial V_i}$$

des lignes ($i - j$) à part et les éléments diagonaux à part et fait appel à la sous routine GARE pour le stockage et chaînage des éléments non diagonaux.

. Appel ORDO pour préparer la factorisation ;

. Appel FACTOR pour factoriser les matrices jacobiennes sous forme de produit de $2n$ matrices unilignes ou unicolonnes.

GARE : Chaque déroulement de ligne ($i - j$), donne deux éléments du jacobien (actif ou réactif) à stocker et à chaîner par colonne. Ces colonnes sont préalablement dimensionnées pour contenir tous les éléments non nuls des matrices creuses jacobiennes plus les éléments additionnels qui vont se rajouter aux tables lors de la factorisation.

ORDO : Cette procédure prépare la factorisation de la matrice jacobienne. Elle réordonne les colonne de la matrice par ordre croissant du nombre de termes non nuls. Ce fait permet de diminuer le nombre de termes additionnels lors de la factorisation et de diminuer le temps de calcul nécessaire au calcul de nouvelles valeurs de ces termes après chaque pivot.

FACTOR : Calcule tous les éléments de la matrice qui s'écrit sous forme d'un produit de $2n$ matrices unilignes ou unicolonnes, l'ordre des colonnes pivot étant déterminé par le module ORDO les éléments des matrices R et L sont stockés dans la matrice J à chaque étape de la factorisation de telle façon à avoir :

$$I = L^{(n)} \dots L^{(1)} \cdot J \cdot R^{(1)} \dots R^{(n)}$$

ce qui permet d'écrire :

$$J^{-1} = R^{(1)} \dots R^{(n)} L^{(1)} \dots L^{(n)}$$

L : Matrice facteur gauche uniligne ; R : Matrice facteur droit unicolonne. et I matrice identité de rang n.

SECOND : Elle permet de calculer les seconds membres actif et réactif ΔP et ΔQ .

SOLUT : Le Jacobien étant factorisé sous forme de produit de matrices de telle façon à avoir :

$$J^{-1} = R^{(1)} \dots R^{(n)} L^{(1)} \dots L^{(n)}$$

La solution peut être alors calculée par la méthode de Newton - Raphson sous la forme matricielle :

$$\begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta V \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_A^{-1} \\ J_R^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}$$

NM1 : est la routine qui simule le déclenchement de toutes les lignes sélectionnées et de tous les groupes à l'exception du groupe unique au nœud de référence.

Aussi bien pour les lignes que pour les groupes le programme utilise la méthode de Woodbury pour corriger l'inverse du jacobien sans avoir à recalculer celui-ci et son inverse, ce qui permet de gagner énormément de temps. La formule de Woodbury découle d'un lemme et qui est similaire au calcul des sensibilités (sensitivity) dans le cas du calcul des valeurs propres.

Déclenchement des lignes et des transformateurs.

Le déclenchement de lignes est fait soit à la demande de l'utilisateur sur la liste des ouvrages à déclencher d'un certain seuil exprimé en % de la limite de transit soit systématiquement toutes les liaisons. Le programme exclut de lui-même le déclenchement des lignes hors service, des lignes en antenne et des lignes dont le déclenchement entraîne l'apparition d'un réseau séparé. Il peut arriver que la tension spécifiée en un nœud PV ne puisse être maintenue si le réactif de ce nœud se trouve après calcul en dehors des limites autorisées. Le nœud est alors converti en un nœud PQ où le réactif spécifié est la valeur limite \bar{Q} ou \underline{Q} du réactif qui a été franchie.

\bar{Q} : valeur limite maximale du réactif.

Q : valeur limite minimale du réactif.

Si plusieurs lignes sont en parallèle et de caractéristiques différentes, c'est la moins impédante qui est déclenchée.

Déclenchement des groupes.

Lorsque le déclenchement des groupes est demandé, le programme simule soit le déclenchement des groupes demandés c.à.d. ceux dont la puissance courante est supérieure au seuil de déclenchement affiché, soit le déclenchement systématique de tous les groupes à l'exception du nœud bilan. Le déficit de puissance est distribué à l'ensemble des groupes en fonction de leur statisme (4% pour le parc thermique et 5% pour les hydrauliques) et de l'énergie réglante du réseau. Cette fonction est prise en compte par le programme de télérégulation puissance fréquence et par REPORTAL lui-même.

Si les problèmes de convergence ne se posent pas dans le calcul de l'état sain (en fait REPORTAL utilise en entrée la solution donnée déjà par ESTER), ils risquent d'avoir lieu lors de la procédure d'exécution du N-1, surtout dans le cas de déclenchements des lignes à forts seuils ou de grandes unités de production. D'où les techniques de calcul minimisant ces risques utilisées dans REPORTAL.

Il est important de souligner que le type de déclenchements est une simple ouverture de ligne ou de groupe à partir du seuil affiché, non précédée de défauts sévères tels les courts circuits par exemple. Les aspects stabilité aussi bien transitoire que statique sont ignorés. Les résultats obtenus concernent uniquement le régime établi. Les contraintes éventuelles apparaissent sous forme de surcharges par rapport au seuil affiché, sans allusion aucune à l'aspect stabilité statique ; ces seuils sont certes, insuffisants pour apprécier la stabilité statique du régime établi.

Mais quand bien même le régime établi apparaît sans contraintes et statiquement stable, il peut ne pas exister étant donné qu'il est précédé d'un défaut (simple ouverture de disjoncteur ou court circuit) non examiné en transitoire. Logiquement, le système doit être examiné comme suit : *Les contraintes en régime établi sont examinées si et seulement si le système est transitoirement stable.* C'est dans ce sens que les modifications sur REPORTAL ont été retenues et abordés dans les chapitres IV, V et VI.

CHAPITRE III

EQUIVALENT POUR LE CALCUL DE LA STABILITE STATIQUE ET DYNAMIQUE 'ON LINE'

3-1- Introduction

La taille des réseaux de production et de transport de l'électricité est de nos jours considérable. La prise en compte intégrale des réseaux dans les codes de calcul, pose des problèmes de mémoire machine et de temps de calcul, aussi bien pour les études de planification que pour la conduite des réseaux en temps réel. En présence des interconnexions internationales, d'autres problèmes liés à la disponibilité des données entre réseaux voisins apparaissent. En conduite 'on line', cette disponibilité est capitale. Elle doit être fiable et instantanée. Dans le cas contraire, les simulations pourraient conduire à des résultats erronés et par conséquent à des prises de décisions et des mesures de sauvegarde non cohérentes. Pour faire face à de telles situations, plusieurs compagnies ont recours aux équivalents de réseaux. Certaines en plus de l'équivalent trouvent un consensus pour intégrer chacune dans sa chaîne de conduite Temps Réel Etendu une partie du réseau frontalier externe. D'autres par contre, toujours à la recherche de la précision, œuvrent pour la création de "pools de données" internationaux mis à jour en temps réel.

En présence de tels pools, le calcul de l'Equivalent peut être refait avec un maximum de précision et ce à chaque changement d'état du système externe. En effet, le système d'acquisition de données étant en automatique, les erreurs engendrées dans le calcul des paramètres de l'équivalent sont pratiquement exclues, sauf bien sûr, dans le cas d'une défaillance de la télémétrie : télémessures erronées, inaccessibilité des postes d'acquisition... et même à ces aléas, il est possible d'y remédier par l'utilisation d'estimateurs d'état performants.

Mais quand bien même les "pools de données" offrent de nombreux avantages dans l'exploitation des systèmes internationaux interconnectés ; les compagnies d'électricité ne sont pas assez favorables à leur développement, en raison des problèmes de confidentialité et d'ingérence mutuelles.

C'est le cas par exemple des systèmes maghrébins dont la conduite devient de plus en plus complexe, non seulement en raison des exigences internes mais aussi à cause de la mise en service de l'interconnexion avec l'Europe (Maroc - Espagne).

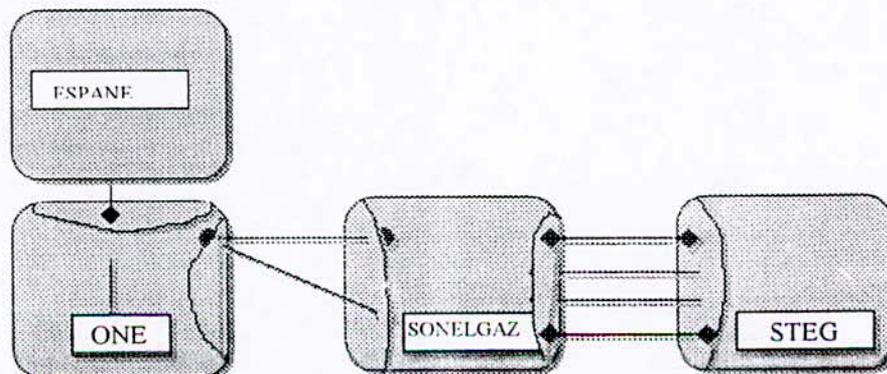


Fig.3.1 Schéma de principe des l'interconnexions Maghreb - Europe

La nécessité de représenter au niveau de chaque compagnie d'électricité, les réseaux voisins par des équivalents devient alors un fait imminent, surtout que l'approche préconisée évite la création d'un pool de données et semble à notre avis unique et mérite une application telle que nous aurons à la décrire dans ce chapitre.

Les approches de calcul d'équivalent examinées jusqu'à présent dans la littérature, maintiennent le réseau interne dans son intégralité et seul le réseau externe ou une partie de celui-ci est soumise à une agrégation en prenant soin de conserver les nœuds essentiels réels et à défaut frontaliers. L'Equivalent qui semble présenter plus de précision est celui décrit dans [55, 56], introduisant le système externe par un ou plusieurs générateurs et une ou plusieurs charges couplés au système interne à travers les nœuds essentiels ou frontaliers. Cet équivalent est dénommé Radial Equivalent Indépendant 'REI' et sera examiné plus loin.

L'équivalent préconisé ici est composé d'un modèle d'agrégation dynamique conçu pour le regroupement des machines ayant le même comportement face aux perturbations et un REI permettant de représenter chaque groupe de machines de même comportement par une machine équivalente et la charge globale du système externe par une charge unique. L'équivalent ainsi obtenu est multimachine et peut servir pour l'évaluation de la stabilité aussi bien transitoire que statique.

La première à notre avis dans le calcul de cette équivalent, par rapport à ce qui existe dans la littérature et dans les compagnies européennes EDF (France), RED ELECTRICA (Espagne), ENEL (Italie), les compagnies de l'Europe de l'Est ..., est que chaque compagnie d'électricité développe son propre équivalent en 'on line' et le transmette aux compagnies voisines interconnectées. Une telle approche est plus précise dans le calcul des paramètres de l'équivalent. Il y a moins d'erreurs dans la transmission de données et pratiquement pas d'ingérence dans la conduite des réseaux voisins. La seule ingérence concerne la synchronisation des changements d'états entre réseaux interconnectés. En ce qui concerne les réseaux maghrébins, l'avantage est considérable étant donné que les dispatchings et les chaînes Temps Réel Etendu en été construits et fournis par le même constructeur.

L'équivalent est calculé pour chaque état sain et après chaque changement d'état, par rapport aux nœuds essentiels ou à défaut nœuds frontaliers. Afin de permettre un bon calage des paramètres de l'équivalent et de réduire les erreurs initialement générées par le programme d'agrégation dynamique qui ne saurait prendre en compte l'influence des réseaux voisins, des études en "off line" sont à faire au niveau de chaque compagnie d'électricité.

3.2 Agrégation dynamique.

Notion de cohérence dynamique : Il a été observé empiriquement que, lors d'une perturbation sur un réseau électrique, certains groupes de machines éloignés du défaut réagissent de la même manière tandis que les mouvements erratiques et désordonnés sont typiquement confinés à des machines proches du défaut. La notion de cohérence dynamique est basée sur cette observation et consiste à grouper les machines du système en zones électromécaniquement cohérentes.

Plusieurs algorithmes ont été proposés dans la littérature pour identifier les zones cohérentes. L'algorithme présenté ici [57] fait appel à la cohérence dite lente. Cette variante consiste à définir la cohérence par rapport aux modes les plus lents du système. Dans ce cas, les oscillations entre zones cohérentes correspondent aux modes les plus lents tandis que les oscillations entre machines fortement couplées à l'intérieur des zones cohérentes correspondent aux modes les plus rapides. Le choix de cet algorithme repose sur le fait que les zones ainsi identifiées sont robustes par rapport aux variations des paramètres et dans la localisation du défaut dans le système, ce qui est un avantage par rapport à d'autres algorithmes qui dépendent du défaut considéré.

L'agrégation dynamique décrite ci-dessous est basée sur le modèle électromécanique d'un groupe générateur décrivant la dynamique de la ligne d'arbre suivant la deuxième loi de Newton. En effet, un système composé de n machines peut être décrit par les équations linéarisées autour du point de fonctionnement suivantes :

$$\begin{aligned} \Delta \dot{\omega}_i &= \frac{D_i}{2H_i} \Delta \omega_i - V_i \times \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{j=n} V_j Y_{ij} \cos \theta_{ij} - \Delta \delta_i + \Delta \delta_j / (2H_i) \quad i=1, n \\ \Delta \dot{\delta}_i &= \Omega \Delta \omega_i \quad i=1, n, i \neq N_{ref} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Sous la forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 \\ H^{-1}K & -H^{-1}D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta \\ \Delta \omega \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

avec $\Delta \delta$ = Vecteur d'angles rotoriques de dimension n

$\Delta \omega$ = Vecteur de vitesse angulaire de dimension n

I = Matrice identité $n \times n$

$H = \text{Diag}(2H_1, \dots, 2H_n)$

H_i = Constante d'inertie du groupe i (en MW - s / MVA)

ω_0 = Vitesse électrique synchrone ($\omega_0 = 100 \pi$ rad / s)

$D = \text{Diag}(D_1, \dots, D_n)$

D_i = Constante d'amortissement du groupe i (s / rad)

La matrice K est une matrice dite de réseau et provenant de la linéarisation du système autour du point d'équilibre. On montre qu'il existe une étroite connexion entre la matrice K et la matrice admittance réduite par la technique des matrices creuses pour les systèmes de grande taille. Cette dernière est formée à l'aide de la matrice admittance réduite du réseau à laquelle on ajoute les charges du système assimilées à des admittances constantes. De ce fait, la matrice K présente d'intéressantes propriétés structurelles résumées comme suit :

- K est une matrice symétrique si le réseau est composé uniquement d'éléments bilatéraux (pas de transformateurs déphaseurs) et si les conductances de transfert sont négligées dans la matrices admittance réduite.

.- K est une matrice semi-définie négative diagonalement dominante avec les éléments diagonaux négatifs et les éléments non diagonaux positifs ou nuls (donc diagonalisable et possède par conséquent des valeurs propres réelles).

.- La somme des éléments non diagonaux de chaque ligne est égale au négatif de l'élément diagonal.

Une analyse modale de la matrice du système révèle des valeurs propres de trois types :

.- Une valeur propre nulle correspond au centre de gravité de tous les angles du système (référence absolue),

.- Une petite valeur propre réelle négative correspond au centre d'inertie des vitesses angulaires du système[57] (fréquence du système),

.- (n-1) paires de modes oscillatoires légèrement amortis qui varient en fréquence de 0.5 à 3 Hz typiquement. En présence des systèmes de régulation de tension et de vitesse, ces modes sont beaucoup plus amortis en amplitude mais peu en fréquence.

La matrice $H^{-1} D$ n'affecte pas beaucoup la fréquence des modes oscillatoires, une analyse simplifiée du modèle

$$\frac{d^2 \Delta \delta}{dt^2} = \omega_0 H^{-1} K \Delta \delta$$

permet de tirer les conclusions suivantes :

a.- La matrice $H^{-1} K$ a une valeur propre nulle $\lambda_1 = 0$ à laquelle correspond le vecteur propre

$$V_1 = [1, \dots, 1]^T$$

b.- La matrice $H^{-1} K$ est diagonalisable car similaire à la matrice $H^{-1/2} K H^{1/2}$

où : $H^{1/2} = \text{diag}(\sqrt{2H_i})$.

Toutes les valeurs propres de $H^{-1} K$ sont donc réelles non négatives.

c.- En négligeant la matrice $H^{-1} D$ dans le modèle original, les relations entre valeurs propres et vecteurs propres des matrices

$$\hat{A} = \begin{bmatrix} 0 & \omega_0 \\ H^{-1}K & 0 \end{bmatrix} \text{ et } A = H^{-1}K$$

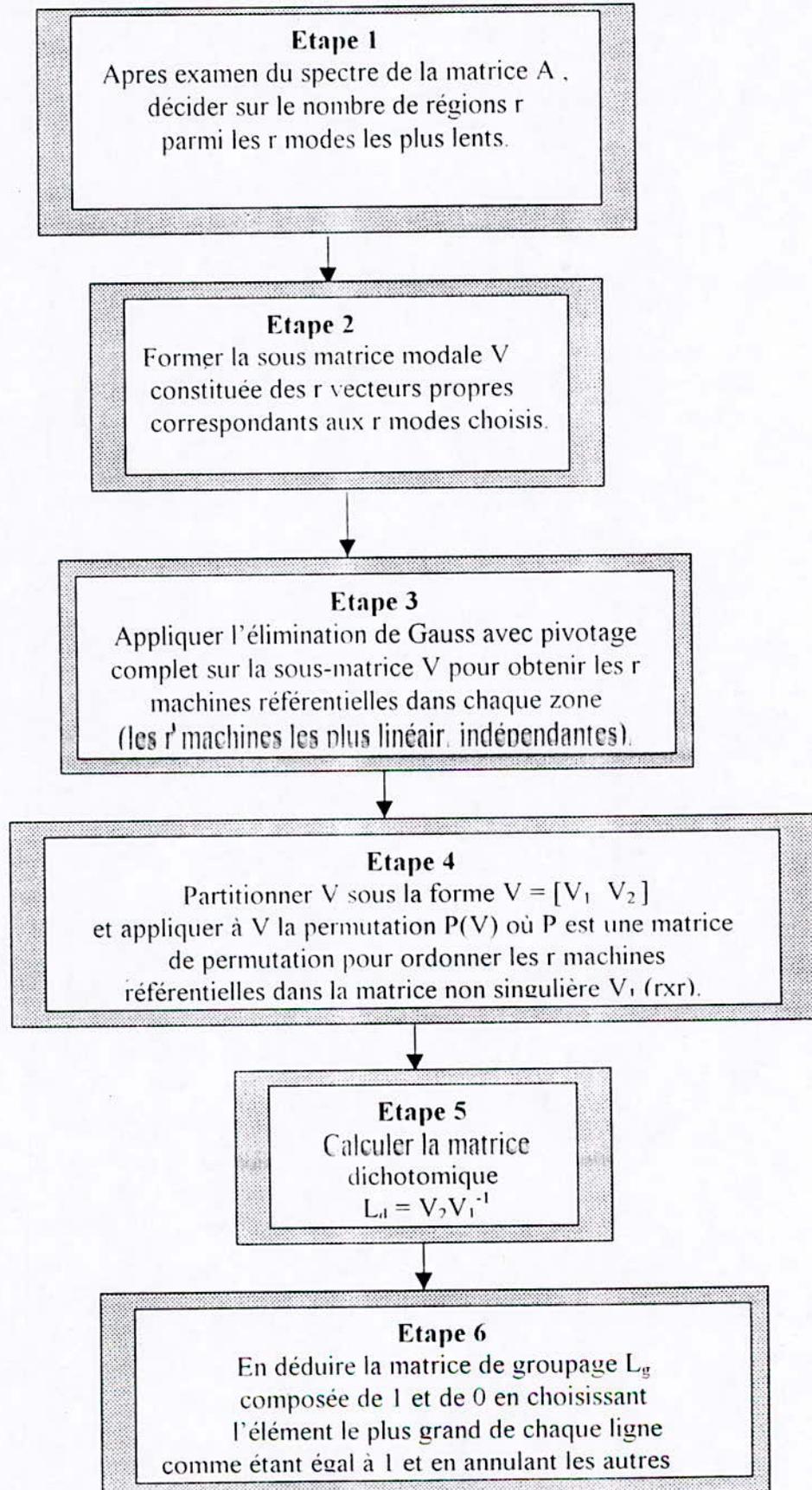
sont

$$\hat{\lambda}_i = \pm j\sqrt{\omega_0|\lambda_i|} \text{ et } \hat{V}_i = \left[V_i^t, \pm j\sqrt{\frac{|\lambda_i|}{\omega_0}} V_i^t \right]$$

Grâce à ces relations simples, il est préférable de travailler sur la matrice A de dimension n au lieu de la matrice \hat{A} de dimension $2n \times 2n$.

Notons que la norme $\|L_d - L_g\|$ donne une indication sur la qualité du groupage. En effet, le groupage est d'autant meilleur que cette norme est petite. Il est recommandé d'utiliser ce critère quand on procède par tâtonnement au lieu de celui utilisé dans l'étape 1 et qui consiste à utiliser la plus grande séparation entre valeurs propres dans le choix optimal des r zones.

Algorithme de calcul : L'algorithme d'identification des zones cohérentes peut être résumé de la manière suivante :

Algorithme d'identification des zones

Implémentation d'AGDYN. Le programme d'agrégation dynamique AGDYN est composé de deux sous programmes : AGDYN1 pour le traitement des résultats de sortie de REPORTAL (états sains) et le calcul et réduction de la matrice d'admittance et AGDYN2 pour la réduction et le groupage des zones électromécaniquement cohérentes.

Les routines utilisées par ce programme sont essentiellement :

SMTX : Formation de la matrice du système.

ALGGRP: Algorithme de groupage

SORT : Trie les valeurs absolues des valeurs propres par ordre décroissant des valeurs.

RG : Calcule des valeurs propres et des vecteurs propres. (Routine du package EISPACK appelant les routines suivantes : BALANC, BALBAK, CDIV, ELMEHES, ELTRAN, HQR et HQR2.

3.3 Radial Equivalent Indépendant REI

De manière générale, le calcul d'un équivalent de réseau, consiste à convertir un ensemble d'éléments réels en un autre ensemble fictif possédant les mêmes effets, surtout vis à vis des systèmes externes avec lesquels il interagit. De ce fait, il en découle des critères facilement vérifiables en régime permanent entre d'une part le système interne et le système externe réel et le système interne et le système externe représenté par un équivalent d'autre part. Ces critères d'équivalence peuvent s'écrire :

$$U_i^{Equiv} = U_i^{Int} ; \delta_{U_i}^{Equiv} = \delta_{U_{ii}}^{Int} S_{ij}^{Equiv} = S_{ij}^{Int} \quad (3.3)$$

$$T_L^{Equiv} = \sum_{i=1}^n \frac{S_{nomi} T_{Li}}{S_{nom syst}} \quad (3.4)$$

La méthode du REI préconisée dans [55, 58] répond implicitement aux critères (3.3) et montre qu'un réseau peut être vu à travers des tensions essentielles (tensions tenues). Le réseau obtenu et délimité par ces nœuds est appelé REI (R pour radial, E comme équivalent et I comme indépendant de toute autre source). Il faut cependant noter qu'en pratique, les problèmes sont plus complexes du fait que les régimes sont variables et que les nœuds producteurs de réactif ne sont pas toujours situés à proximité des nœuds frontaliers ; et quand bien même ils le sont, ils peuvent se trouver dans des situations d'exploitation normales et sans marge de réactif ou particulières avec les moyens de production de réactif indisponibles. Ce cas relève des problèmes d'exploitation et n'a pas été examiné dans ce travail.

Le REI que nous aurons à définir concernera chacune des zones électromécaniquement cohérente définie par AGDYN. La charge globale du système sera représentée par une charge équivalente unique. Avant de procéder à la réduction de réseau par la méthode REI, examinons la procédure à suivre pour délimiter le réseau réel à réduire.

Nœuds essentiels entre systèmes interconnectés : Soit le système A interconnecté au système B, dont il faut calculer l'équivalent.

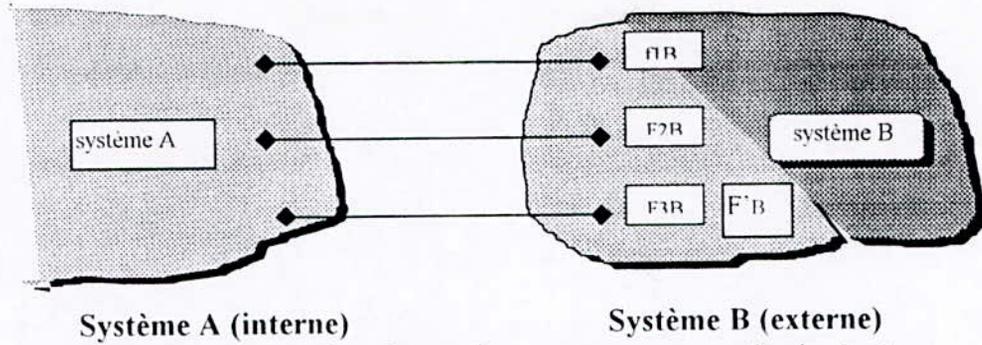


Fig.3.2 Représentation du système externe par un équivalent.

Par expérience, études et intuitions on peut prouver que pour des perturbations suffisamment loin des nœuds f_{1B} , f_{2B} , f_{3B} l'influence du réseau B sur A est moins forte que dans le cas des perturbations situées à proximité de ces derniers. Ceci s'explique, dans le premier cas de défauts, par la forte participation des composants de B situés au voisinage de f_{1B} , f_{2B} , f_{3B} et leur faible contribution, dans le deuxième cas. A priori on peut dire que plus les perturbations sont loin (vers l'intérieur de B) de f_{1B} , f_{2B} , f_{3B} , plus le réseau réel de B situé au voisinage f_{1B} , f_{2B} , f_{3B} est uniquement concerné par l'équivalent. De même, plus ces perturbations sont proches de f_{1B} , f_{2B} , f_{3B} , moins l'intérieur de B est concerné par une agrégation.

REI à charge unique. L'approche pour le calcul du REI à charge unique est très développée [5, 55, 56]. Aussi nous nous contentons de décrire les différentes étapes de calcul des paramètres à partir du schéma de la Fig.3.3 et ses différentes phases de transformation :

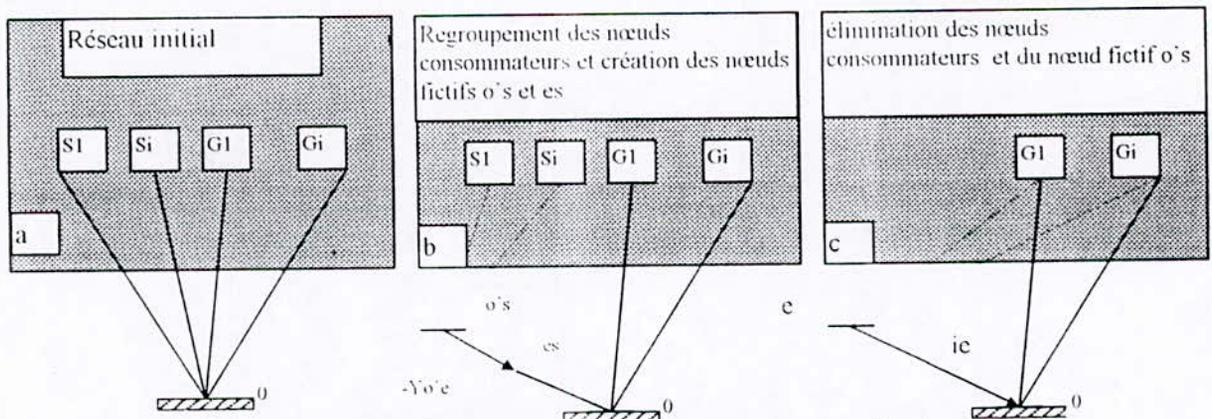


Fig.3. 3 Phases de calcul du nœud consommateur équivalent.

1. Linéarisation des nœuds de charges à éliminer : toutes les charges sont remplacées par les impédances correspondantes au régime de référence connu.

$$Y_{mm} = \frac{Sm}{E_m^2} \tag{3.5}$$

2. Composition de la matrice des admittances :

$$Y = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gs} \\ Y_{sg} & Y_{ss} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

3. Modification de la structure de la matrice Y par le rajout de deux nœuds fictifs o' et e. On obtient une nouvelle matrice :

$$[Y]^{nou} = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{gs} & Y_{go'} & 0 \\ Y_{sg} & Y_{ss} & Y_{so'} & 0 \\ Y_{o'g} & Y_{o's} & Y_{o'o'} & Y_{o'e} \\ 0 & 0 & Y_{eo'} & Y_{ee} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

4. Elimination du nœud fictif (o'), on obtient :

$$\begin{bmatrix} Ig \\ Ie \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{gg} & Y_{ge} \\ Y_{eg} & Y_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} eg \\ ee \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Dans cette expressions I_g , Y_{gg} , Y_{ge} , eg sont des matrices correspondantes aux nœuds générateurs et I_e , Y_{eg} , ee , les matrices correspondantes au nœud fictif (e) où est appliquée la charge équivalente.

5. Calcul des admittances Y_{mo} des branches reliant les charges ($m=1, \dots, s$) au nœud (o) et les générateurs ($m=1, \dots, g$) au nœud (o) ; par l'expression (3.5).

REI à générateur unique. Les opérations à faire pour obtenir l'équivalent REI à générateur unique sont les mêmes que celles pour l'équivalent à charge unique.

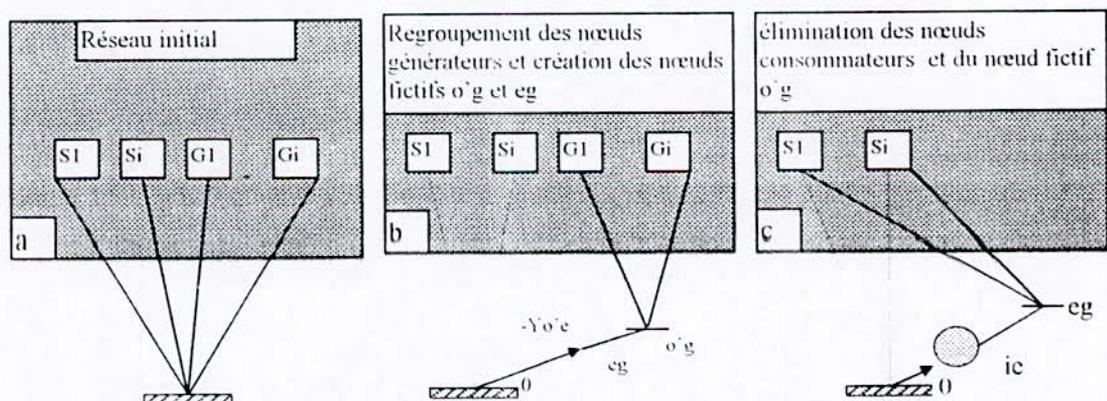


Fig.3. 4 Phases de calcul du nœud générateur équivalent.

Le réseau de la figure (3.4.a) comprend (n) générateurs notés (g) et (n) nœuds de charge (s). On traite les nœuds générateurs de la même manière dont ont été traités les nœuds de charge. On garde dans l'équivalent uniquement les nœuds des charges.

On relie les nœuds générateurs au nœud o' par des admittances fictives négatives qui correspondent aux puissances actives et réactives débitées par les générateurs dans le

régime de référence connu. On détache le nœud o' de la terre (tout en conservant son potentiel nul) et on lui ajoute la branche $o'e$ traversée par le courant I_e . On élimine les nœuds g et le nœud o' par la méthode de Gauss ou par la transformation étoile polygone. En appliquant le modèle REI aux nœuds générateurs et aux nœuds de charge, nous obtenons un équivalent REI réduit à deux nœuds e_g pour les générateurs et e_s pour les charges.

Finalement le schéma obtenu est simple et est composé d'une ligne de transport reliant les nœuds g (générateurs) et s (charge). Chacun de ces nœuds est relié par une branche linéaire au nœud neutre (terre), ces deux branches dont les admittances ont été notées Y_{go} et Y_{so} sont obtenues seulement si dans les opérations de réduction on n'a pas relié également les branches linéaires (nœuds - terre) des nœuds fictifs (o'). Y_{go} et Y_{so} correspondent aux branches linéaires (nœuds - terre) du réseau initial, branches provenant de la structure de réseau (des équivalents, des capacités des lignes, etc.).

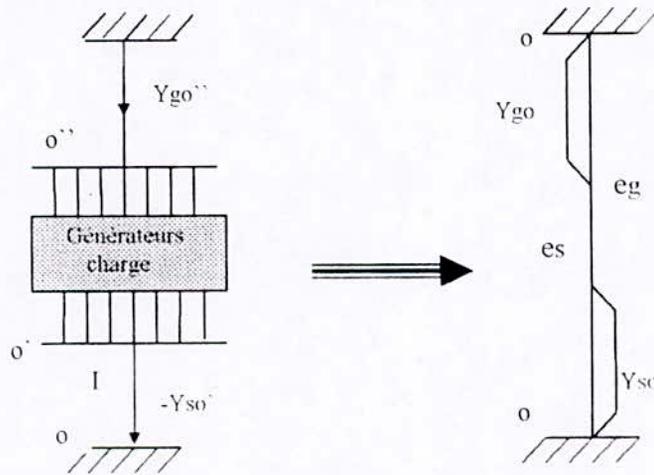


Fig.3.5 Passage du réseau initial au réseau équivalent.

X-REI. Couplage de l'équivalent REI aux nœuds essentiels ou frontaliers à défaut.

Le calcul de l'équivalent à partir des nœuds voisins des nœuds essentiels [56], l'absence de marge de puissance réactive au niveau des nœuds essentiels (les tensions ne sont plus maintenues) et surtout les écarts de synchronisation des systèmes d'acquisition entre réseaux voisins, font qu'au moment du couplage du REI, il apparaît des écarts de transits et de tension par rapport à l'état initial et ce à chaque acquisition de données. Les critères d'équivalence (3.3)- (3.4) ne sont alors plus vérifiés.

Pour rester conforme avec ces critères, on propose une compensation de ces déséquilibres par le couplage au REI d'un générateur d'appoint "Calibrating Generator". L'équivalent obtenu représenté en Fig.3.6 composé d'un REI normal et du calibrating generator est par analogie à [56] dénommé X-REI. La procédure de calcul des paramètres du "Calibrating Generator" est la suivante :

- Couplage du REI aux nœuds frontaliers considérés comme nœuds $[V, \delta]$ et calcul d'un écoulement de charge sur l'ensemble du système interne - REI.

- Evaluation des écarts de transit $\Delta S = \Delta P + j\Delta Q$ par rapport à l'état initial.

Etalon

- Assimilation des écarts ΔS à des charges appliquées aux nœuds essentiels et calcul par la méthode REI des paramètres Y_{mo} et $Y_{o'e}$ des branches reliant les nœuds essentiels au "Calibrating Generator".

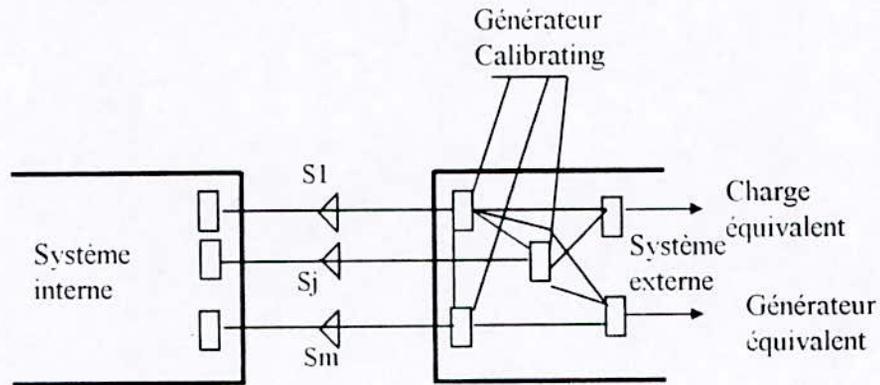


Figure 3.6 Représentation du générateur calibrating.

3.4 Résultats des simulations:

Le nombre de zones électromécaniquement cohérentes obtenues à partir d'AGDYN est au nombre de 5, elles sont données par le tableau 3.1.

ZONE 1	ZONE 2	ZONE 3	ZONE 4	ZONE 5
5TILGH6	6HMSNO6	3EHADJ6	1OUJDA6	2ALEST6
		3SKIKD6	1MEHAP6	1TIARE6
			1ZAHAN6	2ARBAA6
				4DARGU6
				4JIJEL6
				4MSILA6

Tableau3.1 Groupage des nœuds générateurs en zones cohérentes.

Le schéma du réseau qui illustre le découpage en zones cohérentes est donné en annexe.

Le REI pour les besoins de la chaîne TRE STEG vu à partir des nœuds frontaliers EL-Aouinet 220 kV et 90 kV, Djebel Onk 150 kV et essentiel El-Hadjar 90 kV est celui représenté en Fig.3.7

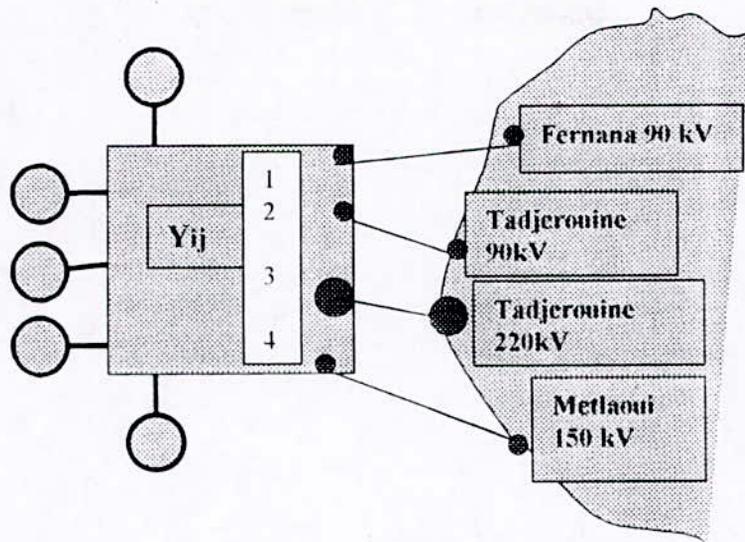


Fig.3. 7 Equivalent algérien Vu côté tunisien à travers les postes El-Hadjar 90 kV (1) ; El Aouinet 220 et 90 kV(2-3), Djebel Onk 150 kV(4).

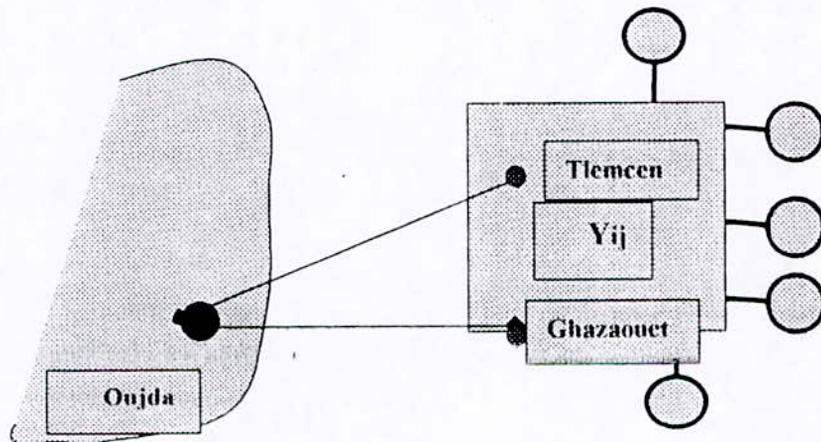


Fig.3. 8 Equivalent algérien Vu côté marocain à travers les postes : 220 kV Ghazaouet et Tlemcen.

Le REI pour les besoins de la chaîne TRE ONE vu à partir des nœuds essentiels 220 kV, Ghazaouet et Tlemcen est représenté par la Figure 3.8

En annexe B sont données les caractéristiques électriques des lignes du réseau équivalent pour les besoins de la Tunisie et pour les besoins du Maroc.

Dans le calcul de l'équivalent on s'intéresse plus aux tensions finales et aux pertes dans les lignes qui doivent être proches de celles du réseau initial. La présence de résistances et réactances négatives est purement théorique et n'a pas de sens physique.

Concernant les limites de transit il a été considéré la somme des capacités de transit des lignes sortant de tous les générateurs initiaux composant le nœud équivalent.

Après calcul de l'équivalent à charge unique et à générateur unique pour chaque zone électromécaniquement cohérente, il y a lieu de vérifier le réseau final par le calcul par des tensions aux nœuds frontaliers et des pertes de puissances. Connaissant les admittances des lignes équivalentes (e - m), (m - m) et les charges aux nœuds frontaliers, il est possible de déduire les impédances des lignes pour leur prise en compte dans REPORTAL .

a - Tensions du réseau équivalent pour les besoins du Maroc.

Les tensions des nœuds frontaliers et équivalents avant et après calcul de l'équivalent sont représentées aux tableaux 3.2 et 3.3.

NŒUD	TENSION (kV)	PHASE (degré)
IGHAZA6	215.68	-14.89
ITLEMC6	218.10	-13.89
Eg ₁	230.00	-07.00
Eg ₂	243.00	-09.40
Eg ₃	240.00	-16.19
Eg ₄	240.00	-09.30
*Eg ₅	243.00	00.00
Es	222.45	-10.93

Tableau 3.2 Equivalent coté marocain : Tensions nodales

* Nœud origine des phases.

Nom du nœud	Amplitude	Phase
IGHAZA6	217.07	-9.02
ITLEMC6	218.85	-8.32

Tableau 3.3 Réseau initial : Tensions des nœuds frontaliers au Maroc.

b - Tensions du réseau équivalent pour les besoins de la Tunisie.

Les tensions des nœuds frontaliers et équivalents avant et après calcul de l'équivalent sont représentées aux tableaux 3.4 et 3.5.

NŒUD	TENSION (kV)	PHASE (degré)
3DJONK5	151.35	-10.31
3EAOUI4	88.09	-10.31
3EAOUI6	222.36	-10.03
3EHADJ4	90.05	-10.40
Eg ₁	219.54	-9.02
Eg ₂	243.00	-9.91
Eg ₃	240.00	-13.37
Eg ₄	240.00	-10.27
*Eg ₅	243.00	0.00
Es	224.79	-11.14

Tableau 3.4 Equivalent coté tunisien : Tensions nodales

*Nœud origine des phases.

Nom du nœud	Amplitude	Phase
3DJONK5	147.85	-9.39
3EAQUI4	85.44	-8.46
3EAQUI6	219.35	-3.22
3EHADJ4	86.19	-7.42

Tableau 3.5 Réseau initial : Tensions des nœuds frontaliers à la Tunisie.

c - Comparaison des pertes entre réseaux initiaux et équivalents.

Les pertes totales du réseaux initial et du réseau équivalent pour les besoins du Maroc et de la Tunisie sont données au tableau 3.6

Réseau voisin	Pertes du réseau initial(MW)	Pertes du réseau équivalent(MW)
Tunisien	86	121.66
Marocain	86	147.07

Tableau 3.6 Pertes dans le réseau initial et les réseaux équivalents.

On constate une augmentation des pertes de 50 % avec une faible côte part coté tunisien

3.5 Conclusion :

- La Sous routine de calcul de l'équivalent présente une grande souplesse étant donné qu'en entrée elle nécessite uniquement l'information sur les nœuds par rapport auxquels il faudrait calculer l'équivalent ;
- Elle s'exécute automatiquement pour chaque état sain et à chaque changement d'état physique sur le réseau. Cependant, vu l'absence des sources de production de réactif surtout coté Est, l'équivalent se trouvera toujours calculé par rapport aux nœuds frontaliers et sera certes moins précis ;
- Aussi, Il appartiendra à l'exploitation, qui a une meilleure connaissance du réseau de définir les nœuds frontaliers où les tensions sont les plus tenues quant au calcul de l'équivalent. Des problèmes de coordination et de synchronisation des acquisitions de données influençant les paramètres des équivalents et leurs couplages aux systèmes réels seront probablement rencontrés entre compagnies maghrébines d'électricité. Ces problèmes relèvent purement de l'exploitation.

CHAPITRE IV

INDICE DE STABILITE ET EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE

4-1- Introduction.

La stabilité statique est définie comme étant la propriété d'un système de retrouver son point de fonctionnement initial, ou une position d'équilibre voisine après avoir subi une faible perturbation rapide ou lente. Les cas de stabilité statique sont rencontrés dans les régimes généralement dégradés c.à.d. des situations de réseau présentant des déficits de production par rapport à la consommation.

De tels états sont caractérisés par des absences de réserve tournante et des déficits de réactif au niveau des moyens de production, un manque de moyens de compensation accompagné d'un plan de tensions faibles et même une fréquence de réseau basse, généralement comprise entre 49 et 50 Hz se traduisant ainsi par des surcharges des lignes de transport d'énergie. Les problèmes de stabilité statique sont aussi bien des problèmes de puissance active que de puissance réactive et ont fait l'objet de plusieurs critères pratiques d'approche.

4.2. Formulation mathématique :

Un système électrique est décrit par le système d'équations différentielles non linéaires du 2^{ème} ordre [27, 59, 60, 61] suivant :

$$\sum_{j=1}^m (A_{ij} \frac{d^2 x_i}{dt^2} + B_{ij} \frac{dx_i}{dt} + C_{ij} x_i) = F_j(t) \quad (4.1)$$

où les coefficients A_{ij} , B_{ij} , C_{ij} sont calculés à partir des fonctions non linéaires $\Phi(x_i)$ et des paramètres ou variables d'état x_i du réseau. Les fonctions $F_j(t)$, variables dans le temps, représentent l'action des forces externes origines des perturbations. Lorsque $F_j(t) = F_{j0}$, le système (4.1) a pour solution :

$$x_i(t) = x_{i0} ; dx_i / dt = 0 ; \sum C_{ij} x_{i0} = F_{j0}$$

qui n'est autre que l'équation du régime permanent. L'analyse de la stabilité statique de ce régime, consiste à étudier son comportement transitoire en présence de petites variations des variables $x_i(t)$ et des forces externes par rapport à l'état initial. La linéarisation de (4.1) donne :

$$\sum_{j=1}^m (a_{ij} \frac{d^2 \Delta x_i}{dt^2} + b_{ij} \frac{d\Delta x_i}{dt} + c_{ij} \Delta x_i) = f_j(t) \quad (4.2)$$

Le système (4.2) est sous une forme qui permet d'analyser les phénomènes transitoires libres (c.à.d. ceux apparaissant après les premières perturbations) et forcés (ceux ayant lieu en présence de l'action de forces externes). L'application de la transformée de Laplace à (4.2) donne :

$$\sum_{j=1}^m (a_{ji} p^2 + b_{ji} p + c_{ji}) \Delta x_i(p) = \Psi_j(p)$$

avec comme solution :

$$\Delta x_i(p) = \sum_{j=1}^m \frac{D_{ji}(p) \Psi_j(p)}{D(p)}$$

$D(p)$ - déterminant du système appelé aussi polynôme caractéristique. Peut s'écrire aussi sous la forme :

$$D(p) = A_0 p^n + A_1 p^{n-1} + A_2 p^{n-2} + \dots + A_{n-1} p + A_n \quad (4.3)$$

ce qui donne comme solution temporelle[31] :

$$\Delta x_i(t) = \sum_{k=1}^n \sum_{j=1}^m \frac{D_{ji}(p_k) \Psi_j(p_k)}{D'(p_k)} e^{p_k t} \quad (4.4)$$

L'équation (4.4) peut s'écrire :

$$\Delta x_i(t) = c_{1i} e^{p_1 t} + c_{2i} e^{p_2 t} + c_{3i} e^{p_{31} t} + \dots + c_{ni} e^{p_n t} \quad (4.5)$$

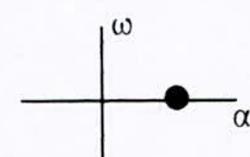
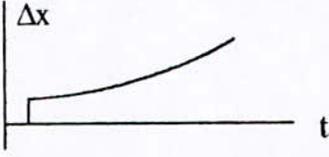
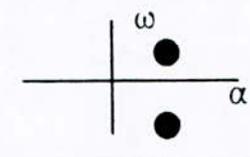
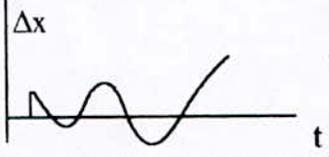
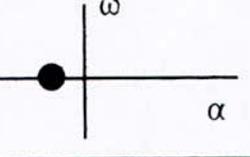
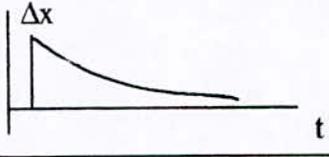
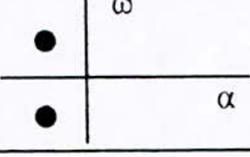
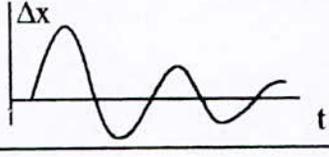
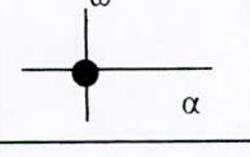
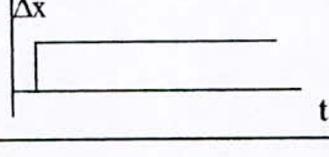
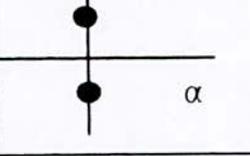
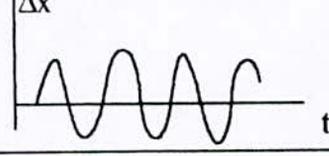
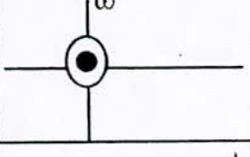
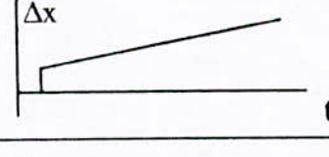
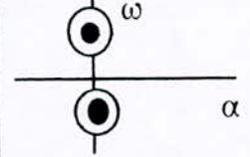
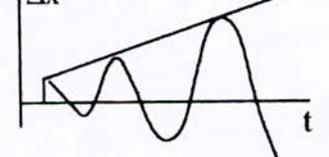
4.3 Indice de stabilité statique.

On montre que dans un domaine stable, d'après le premier théorème de Liapounov, que toutes les racines réelles et les parties réelles des racines complexes conjuguées du polynôme caractéristique (4.3) sont négatives et situées dans le demi-plan complexe gauche. Toute variation physique et lente du régime permanent, suivie d'une instabilité statique, se traduit par une variation des coefficients du polynôme (4.3), tel qu'une racine réelle ou un couple de parties réelles des racines complexes - conjuguées s'annulent puis changent de signe : du signe (-) moins vers le signe (+) plus.

Le tableau 4.1 illustre l'allure des phénomènes transitoires libres qui est totalement déterminé par les racines du polynôme caractéristique $D(p)$

Dans le cas où une racine réelle change de signe, le phénomène d'instabilité se manifeste par une évolution lente des angles rotoriques et des vitesses des machines. Cette image de déplacement des racines d'un domaine stable vers un autre instable est impliquée au terme libre A_n , à travers le produit des racines du polynôme (4.3) lorsque p est égale à zéro (0) :

$$A_n = D(0) = \prod_{i=1}^n P_i \quad (4.6)$$

Racines α $j\omega$		Lieux des Racines	Comportement	
+	0			Exponentiel croissant
+	\pm			Oscillatoire non amorti (enveloppe exponentiel)
-	0			exponentiel décroissant
-	\pm			oscillatoire amorti
0	0			Ecart constant non évolutif
0	\pm			oscillatoire entretenu
0	0	Racine double Système 2e ordre. 		linéaire croissant
0	\pm	Racine double système d'ordre 2n 		oscillatoire non amorti (enveloppe linéaire)

Tab.4.1 Illustration du comportement d'un système en fonction des lieux des racines de l'équation caractéristique $D(p)$.

Le terme libre A_n s'annule et change de signe dès qu'une racine change de signe. Par ailleurs, la condition nécessaire de la stabilité statique pour que (4.6) soit stable, est que tous ses coefficients A_i soient positifs. Il en découle que dans un domaine stable, A_n est toujours positif ($A_n > 0$). Il en est de même pour le coefficient A_0 :

$$A_0 = \prod_{i=1}^n T_{Li} \tag{4.7}$$

où T_{Li} est le temps de lancer des machines et n leur nombre.

Dans le cas où la partie réelle du couple des racines complexes conjuguées change de signe, on notera une apparition de phénomènes d'auto oscillations des angles rotoriques et des vitesses des machines, évoluant au voisinage des valeurs initiales. Dans ce qui suivra, on exclue la présence des phénomènes d'auto oscillations sur le réseau, pour nous servir de ce critère (démontré comme étant une condition nécessaire de la stabilité statique) comme indice d'évaluation de la stabilité statique en Temps Réel Etendu.

4.4 Evaluation de la stabilité statique

L'approche classique du calcul de la stabilité statique des réseaux de production et de transport consiste en la résolution du système d'équations différentielles linéarisées autour du point de fonctionnement [6].

- Les équations de mouvement des machines s'écrivent :

$$T_{Li} P_i^2 \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial \theta_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial \theta_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial p_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial p_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) = 0 \tag{4.8}$$

- Les équations des régimes transitoires dans les enroulements rotoriques sont :

$$T_{doi} P_i \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial E_{qi}}{\partial V_j} \Delta V_j \right) + \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial E_{qi}}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \sum_{\alpha=1}^{\epsilon} w_{i\alpha}(p) \sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial \pi_{\alpha}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial \pi_{\alpha}}{\partial V_j} \Delta V_j \right) = 0$$

$i = 1, \dots, k$

(4.9)

- Les bilans des puissances nodales :

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial p_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial p_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \frac{\partial p_i(v)}{\partial V_j} \Delta V_j = 0 \tag{4.10}$$

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \frac{\partial Q_i(v)}{\partial V_j} \Delta V_j = 0 \tag{4.11}$$

où (1 à k) sont des nœuds générateurs et ($k+1$) à n des nœuds de consommation. T_{Li} , T_{doi} respectivement les temps de lancer et constante de temps des enroulements rotoriques ; δ_i phase de la tension V_i ; P_{is} paramètre utilisé comme canal de stabilisation dans le

système de régulation de tension ; θ_i angle rotorique de la machine i et $W_{is}^1(p)$ fonction de transfert du régulateur de tension fig.4.1 et de l'excitatrice :

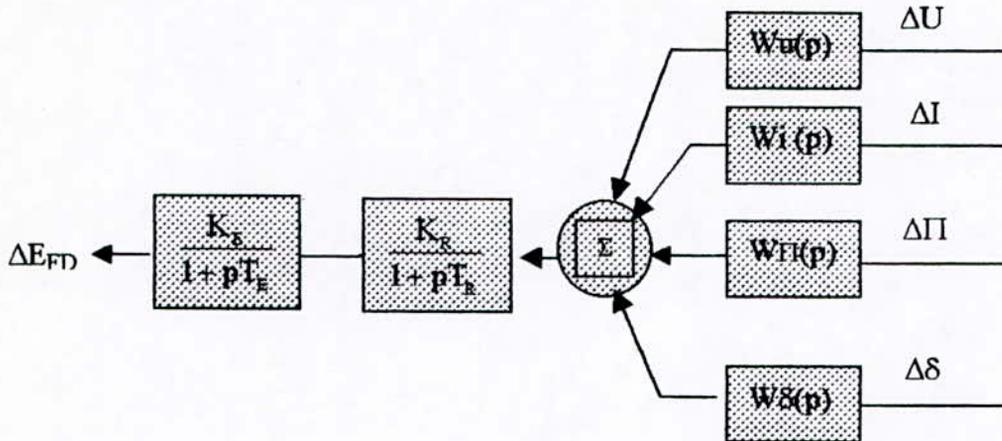


Fig.4.1 Schéma de principe d'un régulateur à plusieurs boucles

$$W_{\Pi is}^1 = W_{ei}(p)W_{ri}(p)\sum_{s=1}^m W_{\Pi is}$$

où $\Delta\Pi$ est $\Delta Q, \Delta P, \Delta I', \Delta V'$

Nous supposons que dans le système à étudier on dispose d'un nœud où la tension est constante en module et en fréquence. Ce sera par exemple le nœud bilan.

Supposant $p=0$ dans le système d'équations dans (4.8), (4.9), (4.10) et (4.11). Les équations (4.10) et (4.11) resteront inchangées et (4.8) et (4.9) prendront respectivement les formes suivantes :

$$\sum_{i=1}^n (\frac{\partial p_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial p_i}{\partial V_j} \Delta V_j) = 0 \tag{4.12}$$

$$\sum_{i=1}^n (\frac{\partial E_{qi}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial E_{qi}}{\partial V_j} \Delta V_j) - \sum_{\alpha=1}^s w_{i\alpha}(0) \sum_{i=1}^n (\frac{\partial \pi_{i\alpha}}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial \pi_{i\alpha}}{\partial V_j} \Delta V_j) = 0, \tag{4.13}$$

$i = 1 \dots j$

De manière générale, les réseaux électriques sont équipés de systèmes de régulation de tension du type proportionnel réagissant aux écarts de tension et de courant, soit[6] :

$$\sum_{\alpha=1}^s W_{i\alpha}(0) \pi_{i\alpha} = -K_{Vi} \Delta V_i + K_{Ii} \Delta I_i$$

où I_i et V_i sont respectivement le courant statorique et la tension aux bornes de la machine et K_{Vi} et K_{Ii} les gains en tension et courant du régulateur de tension. On peut écrire (4.13) sous la forme :

$$\frac{1}{K_{Vi}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial E_m}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial E_m}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \frac{K_{Ih}}{K_{Vi}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial I_h}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial I_h}{\partial V_j} \Delta V_j \right) + \Delta V_i = 0 \quad (4.14)$$

Etant donné que pour les régulateurs les gains K_V varient entre 50 et 200 unités d'excitation par unité de tension, et que des gains plus élevés n'ont pratiquement pas d'influence sur les caractéristiques statiques du système, on peut approximativement dire que lorsque k_{Vi} ($i=1,k$) tend vers l'infini, l'équation (4.14) est réduite à :

$$\Delta V_i = 0, \quad i = 1, k \quad (4.15)$$

Compte tenu de (4.12), (4.13) et (4.15), le calcul du terme libre A_n sera :

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial p_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \sum_{j=k+1}^n \frac{\partial p_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) = 0 \quad i=(1,k) \quad (4.16)$$

et le système d'équations (4.8) – (4.11) se transforme en :

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial p_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial p_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \frac{\partial p_i^{(Vi)}}{\partial V_j} \Delta V_j = 0 \quad i = (1,n) \quad (4.17)$$

$$\sum_{j=1}^n \left(\frac{\partial Q_i}{\partial \delta_j} \Delta \delta_j + \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} \Delta V_j \right) - \frac{\partial Q_i^{(Vi)}}{\partial V_j} \Delta V_j = 0 \quad i = (k+1,n) \quad (4.18)$$

Pour $p=0$, le déterminant représente le terme libre A_n du polynôme caractéristique $D(p)$ et sert de critère de stabilité statique aperiodique.

$$A_n = D(0) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P}{\partial \delta} & \frac{\partial P}{\partial V} \\ \frac{\partial Q}{\partial \delta} & \frac{\partial Q}{\partial V} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A & B \\ C & D \end{bmatrix}$$

Avec : A - matrice carrée d'ordre $n \times n$; B- matrice rectangulaire d'ordre $n \times (n-k)$;
C- matrice rectangulaire d'ordre $(n-k) \times n$ et D- matrice carrée d'ordre $(n-k) \times (n-k)$.

Les éléments des sous matrices du Jacobien A_n peuvent être obtenus facilement à partir du système d'équations nodales (4.10) ; (4.11).

En présence d'un système de régulation de tension du type fig.4.1 ; on aboutira aux mêmes résultats. Il suffit pour ce faire, de ressortir de (4.13) l'expression du canal proportionnel de stabilisation de la tension ΔV ; On obtient après transformation :

$$\frac{1}{K_{Vi}} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial E_m}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial E_m}{\partial V_i} \Delta V_i \right) - \left(\frac{\partial V_i}{\partial \delta} \Delta \delta + \Delta V_i \right) - \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial V_i}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial V_i}{\partial V_i} \Delta V_i \right) - \frac{1}{K_{Vi}} \sum_{i=1}^n w_{Vi}^{(0)} \sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial \pi_i}{\partial \delta} \Delta \delta + \frac{\partial \pi_i}{\partial V_i} \Delta V_i \right) = 0, \quad i=1, \dots, k$$

et de tenir compte des propriétés de K_V pour montrer que cette expression est nulle.

Ainsi, il est possible uniquement à partir des écoulements de puissance d'évaluer la limite de la stabilité statique des régimes permanents sans la prise en compte des machines électriques. C'est dans ce sens et dans une première phase qu'a été envisagée l'extension du modèle REPORTAL à l'évaluation de la stabilité statique des régimes établis obtenus par la procédure N-1.

4.5 Résultats de simulations.

Initialement, nous disposons d'un cas de base sans contraintes d'exploitation avec une grande marge de stabilité.

Le réseau sur lequel les simulations ont été faite est donné en annexe A.

Le balayage de ce régime par le (N - 1) a donné des Jacobiens très élevés pour les régimes établis, caractérisés d'ailleurs par un plan de tension confortable et de faibles reports de charges. Il a fallu donc se mettre dans une configuration de réseau dégradé, ce qui peut s'obtenir aisément par la mise hors service d'ouvrages (lignes, groupes, transformateurs). Dans notre cas, nous avons conservé la topologie du réseau et avons simplement augmenté la consommation par rapport à la production.

La consommation globale du réseau est alors de 4227 MW.

La Production globale est elle de 3870 MW.

A l'état sain, l'indice de stabilité qui représente le déterminant du Jacobien est : 24,39.

Le coefficient de normalisation pour tous les déterminants est égale à e^{1294}
e étant la base du logarithme népérien.

Ce changement (Annexe C.) a dégradé le plan de tension, augmenté les transits sur certaines lignes et certains groupes se sont retrouvés en butée d'actif et de réactif. Le Jacobien de cet état a sensiblement diminué. Le balayage par N-1, montre que le Jacobien diminue progressivement par rapport à celui de l'état sain et ce au fur et à mesure que la charge des ouvrages déclenchés est importante. Nous constatons à partir des résultats donnés en Annexe C des cas situés vraiment à la limite de la stabilité, tels les régimes établis correspondant aux déclenchements de Marsat - Sidi Bel Abbas ; Benisaf-Zahana ; et des transformateurs d'interconnexion Tebessa (220/90 kV), Oued Sly (220/60kV) ; Berrouaghia (220/60 kV) ; Tizi-Ouzou (220/60 kV) ; et Bouira (220/60 kV). On constate également une diminution du Jacobien correspondant aux déclenchements d'ouvrages importants par la charge qu'ils transitent.

4.6 Conclusion.

La conduite du système de production et de transport de l'électricité par l'analyse uniquement du Jacobien tel que développé dans ce chapitre permet d'apprécier les marges de stabilité d'une part, d'autres part, elle permet au dispatcher, surtout par l'apport de la normalisation du Jacobien, de prendre des décisions nécessaires comme dans le cas des Jacobiens nuls.

CHAPITRE V

EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE PAR LE CALCUL DES VALEURS PROPRES DOMINANTES.

5.1. Introduction.

Dans ce chapitre il est question uniquement des régimes établis situés à la limite de la stabilité statique ou carrément instables d'après l'analyse du Jacobien. Bien que réduit, ce modèle est plus précis que la méthode qui repose sur l'analyse du Jacobien, puisqu'il tient compte des machines électriques. Le type de modèle [1] utilisé, est donné par le système (5.1). Dans ce modèle, nous nous passons de la description de la matrice A suffisamment analysée dans le chapitre III. Nous insisterons beaucoup plus sur le calcul de la valeur propre dominante[62] qui, en complément au Jacobien, servirait d'indicateur de stabilité.

Dans le chapitre IV, les différents cas de stabilité statique ont été largement abordés et se résument en une règle générale : *Un système est dit statiquement stable si toutes les parties réelles des racines du polynôme caractéristique D(p) sont négatives cf. Tableau 4.1.* La racine la plus proche de l'axe imaginaire du plan complexe, ou la plus petite en module peut servir d'indicateur de marge de stabilité pour un système stable.

$$\Delta\omega_i = \frac{D_i}{2H_i} \Delta\omega_i - V_i \sum_{j=1}^{i-1} V_j Y_{ij} \cos\theta_{ij} - \Delta\delta_i + \Delta\delta_j / (2H_i) \quad i=1,n \quad (5.1)$$

$$\Delta\delta_i = \Omega \Delta\omega_i \quad i=1,n, i \neq N_{\text{ref}}$$

Le calcul des valeurs propres par les méthodes classiques, d'un système décrit par $dX/dt = A X$ où $X = [\Delta\delta, \Delta\omega]^T$ représente les variables d'état du système, est une tâche fastidieuse et son application en Temps Réel Etendu n'est pas conseillée. Aussi examinons quelques méthodes appliquées en Temps Réel Etendu.

5.2 Méthode de puissance avec la transformée S :

Cette méthode[49, 50] fait une transformation bilinéaire de la matrice A_S vers la matrice A_Z et donc du plan S ou la limite de stabilité est l'axe des imaginaires au plan Z dans lequel les valeurs propres qui se trouvaient dans le demi-plan complexe gauche vont se retrouver dans un cercle de rayon l'unité et de centre l'origine des axes après transformation.

Méthode de la matrice S. Soit λ_s les valeurs propres de A_s . On peut dire que si :

$$\text{Re}(\lambda_s) \begin{cases} < 0 : \text{Système stable} \\ = 0 : \text{Etat critique} \\ > 0 : \text{Système instable} \end{cases}$$

où $\text{Re}(\lambda_s)$ est la partie réelle de la valeur propre λ_s .

La transformation de la matrice A_s par la méthode de la matrice S nous donne la matrice A_z après discrétisation du plan fig.5.1 par l'application :

$$A_z = (A_s + h I) (A_z - h I)$$

où A_z est la matrice du système dans le plan Z et h un nombre réel positif. La relation entre λ_s et λ_z d'une part et entre A_z et A_s d'autre part sont données par les équations suivante :

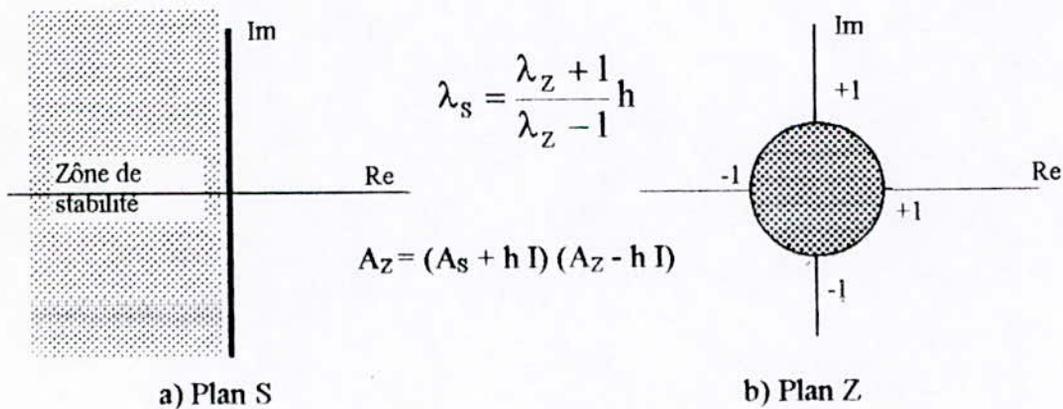


Fig.5.1 Régions stables des valeurs propres dans le plan S et le plan Z

Dans la méthode de matrice S, la dynamique du système de puissance peut être déterminée par le calcul de la valeur propre critique comme suit :

$$|\lambda_{\max}| \begin{cases} < 1 : \text{Système stable} \\ = 1 : \text{Etat critique} \\ > 1 : \text{Système instable} \end{cases}$$

Ainsi grâce à cette méthode, on ne calcule que la valeur propre ayant le plus grand module.

La méthode des puissances [12, 26] est la méthode la plus appropriée pour ce calcul car elle converge vers la valeur propre ayant le plus grand module.

Méthode des puissances :

Soit A une matrice à n vecteurs propres V_i et n valeurs propres telles que :

$$|\lambda_1| > |\lambda_2| > \dots > |\lambda_n|$$

L'ensemble des vecteurs propres $\{V_i\}^n$ forme une base de R^n .

Soit Y^0 un vecteur de R^n et soit $Y^1 = A Y^0$, alors :

$$Y^1 = A \sum (C_i V_i) = \sum C_i \lambda_i V_i$$

$$Y^2 = A Y^1 = \sum C_i \lambda_i^2 V_i$$

.....

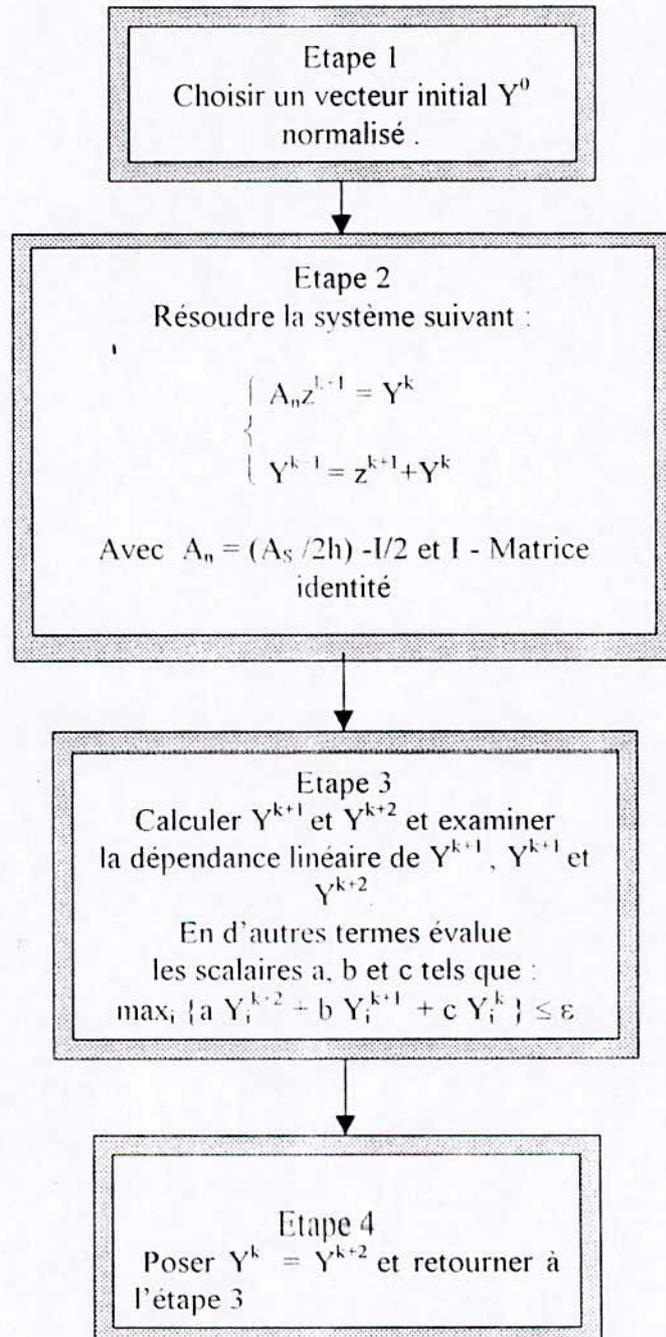
$$Y^n = \lambda_1^k (C_1 V_1 + \dots + C_n (\lambda_n / \lambda_1)^k V_n)$$

Ainsi lorsque le nombre d'itération k est assez grand on peut écrire :

$$\lambda_1 = Y^{k+1} / Y^k$$

On peut voir par ces formules qu'après un nombre d'itérations k la méthode converge vers la valeur propre ayant le plus grand module. C'est celle-ci, qui dans le plan Z sera la valeur propre dominante et renseigne sur la stabilité du système. L'organigramme de l'algorithme qui permet le calcul de cette valeur est :

Organigramme de la méthode de puissance avec la transformée S



La convergence est atteinte lorsque $\max \{a Y_i^{k+2} + b Y_i^{k+1} + c Y_i^k\}$ est inférieur à une tolérance ϵ .

Dans l'étape 3, l'estimation des paramètres a, b et c consiste à résoudre un système surdéterminé ayant n équations $n > 3$ et trois inconnues a, b et c : c'est cette étape qui est la plus importante et pour laquelle on propose deux approches : celle des moindres carrés ou le choix de deux équations à deux inconnues parmi les n équations (le coefficient c étant fixé à 1). On peut conclure que :

- Cette méthode présente un nombre élevé d'itérations et occulte le calcul du vecteur propre (Y^k lorsque k atteint la dernière itération), son degré de précision jugé suffisant pour un indicateur de stabilité.

- Dans le cas de la résolution par la méthode des moindres carrés, les erreurs sont dues au nombre élevé d'équations, certaines d'entre elles ne permettent pas d'avoir une bonne précision. Dans le cas où le système est ramené à deux équations, le choix de ces dernières pour aboutir à une solution n'est pas évident.

- Cette méthode (S-Matrix) dite de l'inverse est en réalité un cas particulier de la méthode de puissance appliquée à la transformée de Möbius [51] de la matrice A (i.e., fraction linéaire). Dans ce qui suit, nous allons remplacer cette méthode par une plus générale, par application de la méthode des puissances à la transformée conforme de la matrice d'état A .

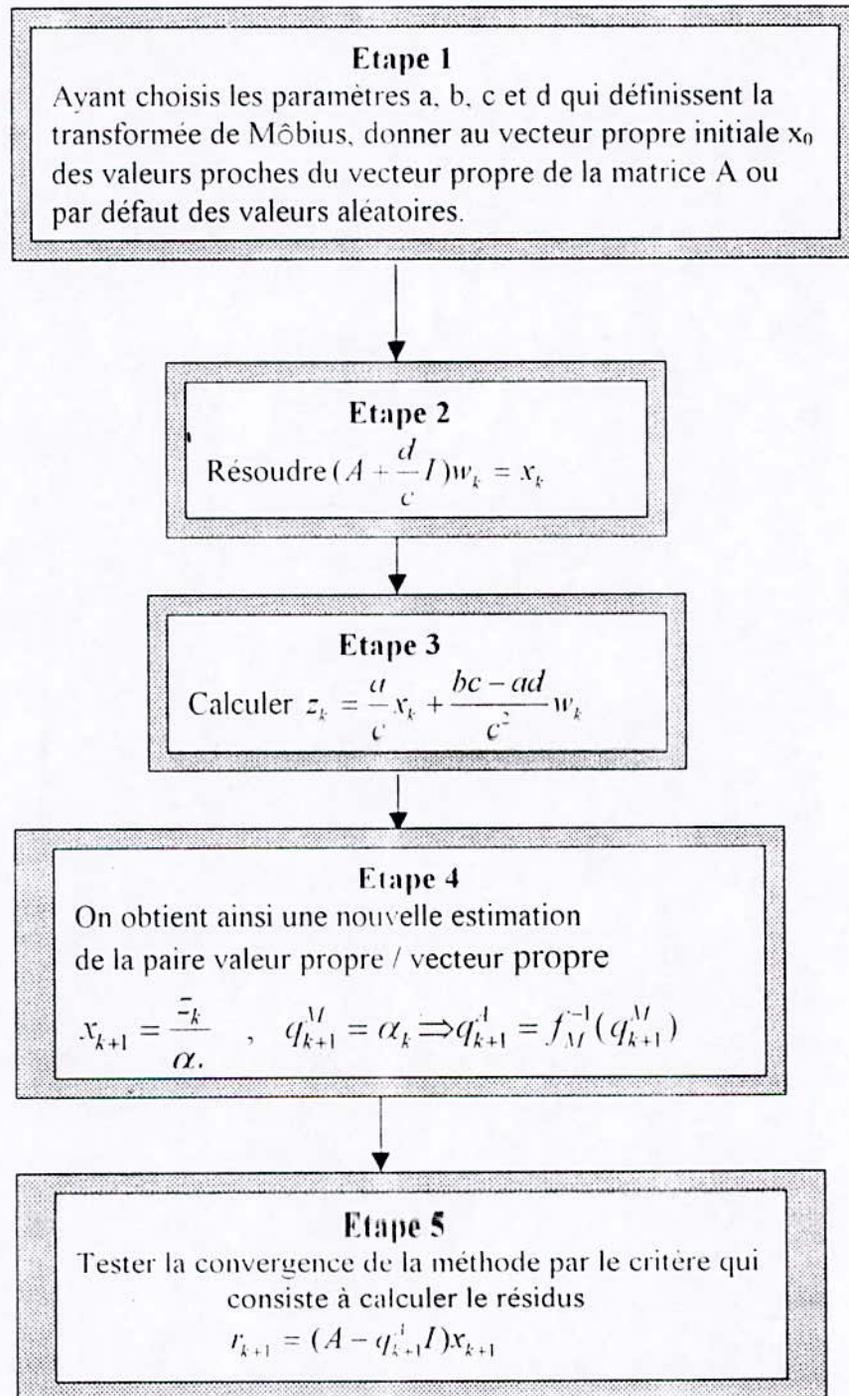
5.3 Méthode de puissance appliquée à la transformée de Möbius.

Transformations spectrales. La méthode de l'inverse et la méthode de la matrice S peuvent être considérées comme méthodes de puissance appliquée à une fonction spéciale de la matrice d'état A , qui modifie le spectre de la matrice originale A , permettant ainsi une meilleure convergence dans un domaine bien déterminé des valeurs propres de la matrice d'état. La transformée de Möbius de la matrice A peut s'exprimer par :

$$M = f_{\lambda}(A) = (aA + bI)(cA + dI)^{-1}$$

où : a, b, c et d sont des constantes complexes ($ad - bc \neq 0$).

Organigramme de la méthode de puissance avec la transformée de *Môbius*



Si le résidu $\|r_{k+1}\|_{\infty}$ est plus grand que la tolérance, aller à l'étape 2 jusqu'à convergence de la méthode vers la valeur propre dominante et son vecteur propre correspondant.

La valeur propre dominante renseigne sur les modes les moins amorties ou instables et le vecteur propre correspondant permet de connaître les groupes qui contribuent le plus au

mode dominant et donc de pouvoir agir sur le voisinage de ce groupe ou sur les paramètres des groupes en question.

En effet un système d'équations différentielles linéaires du premier ordre donné matriciellement par : $\dot{x} = Ax$ possède comme solution temporelle le vecteur

$x = \sum_{i=1}^n \overline{V}_i e^{(\lambda_i t)}$ où λ_i sont les valeurs propres (scalaires) de la matrice A et V_i les vecteurs propres correspondants.

Les vecteurs propres V_i sont donc les poids de la fonction exponentielle et donc la contribution pour chaque mode.

Remarques :

- 1.- La convergence de la méthode vers le vecteur propre revient à dire que la multiplication répétée d'un vecteur quelconque par une matrice tend à couler ce vecteur le long de la direction propre correspondante à la valeur propre de plus grand module[63].
- 2.- La méthode de puissance appliquée à la transformée de Möbius converge vers la valeur propre dominante et le vecteur propre correspondant, ainsi on peut trouver les groupes qui contribuent le plus au mode dominant. (i.e. le groupe i dont la valeur du module de $V(i)$ est max.).
- 3.- Le temps de calcul nécessaire à la résolution du système (5.1) est très réduit en utilisant les techniques des matrices creuses.

5.4 Résultats de simulations.

L'état de base du réseau de production et transport de Sonelgaz est le même que celui décrit dans le chapitre IV.

A l'état sain la valeur propre dominante est égale à (-0.066161, -6.891595). La partie réelle négative conforte le résultat donné par le Jacobien.

Les régimes établis déclarés à la limite de la stabilité ou instables par le Jacobien sont automatiquement repris par cette méthode pour une analyse plus profonde (Annexe D). Dans ce passage, nous avons volontairement calculé les Valeurs Propres Dominantes (VPD) pour tous les cas de déclenchement. On constate alors, que les VPD, caractérisant les marges de stabilité dans chaque situation de réseau, augmentent par rapport à la VPD de l'état initial au fur et à mesure que le transit sur la ligne ou le transformateur est important et que l'incident est à proximité des groupes les plus contributeurs (3, 15), c.à.d. ceux dont la marge de stabilité est la plus réduite par rapport aux autres à l'état sain.

Les cas d'instabilité sont ceux correspondant au déclenchements des lignes à Jacobiens faibles (proche de la limite de stabilité) ou nuls (à la limite de la stabilité) c'est le cas du déclenchement de la ligne 220 kV Beni Saf - Zahana et de la ligne Tiaret - Oued-Sly pour lesquelles la stabilité statique se trouve compromise.

Pour ce dernier cas, l'indice de stabilité donné par le jacobien au chapitre précédent n'est pas nul ou négatif, mais sa valeur est faible par rapport aux autres cas de déclenchement.

Le seuil du jacobien au dessous duquel on suppose l'instabilité est à calculer en comparant les résultats des deux méthodes.

Dans le cas des déclenchements de groupes, la diminution des VPD des groupes les plus contributeurs s'explique par une répartition plus forte du déficit sur les autres machines en service.

La réduction des VPD, dans certains cas, s'explique par le fait que l'ouvrage déclenché est électriquement éloigné des groupes (3.15) et que les contraintes résultants de ces déclenchements sont répercutées sur le comportement des autres machines dont les valeurs propres n'ont pas été calculées parce qu'elles ne sont pas dominantes.

5.5 Conclusion.

Le contrôle du système par les VPD du modèle réduit confirme ou infirme les limites de stabilité signalées par le Jacobien. Dans le cas d'une infirmation, le dispatcher est toujours en possession d'une information se rapportant à une contrainte éventuelle et pourrait les lever si les marges de manœuvre le permettent. Dans le cas d'une confirmation, les avantages de la régulation de tension sont sollicités dans un autre modèle pour apprécier définitivement les marges de stabilité.

CHAPITRE VI

EVALUATION DE LA STABILITE STATIQUE INCLUANT LA REGULATION DE TENSION

6.1 Introduction

Dans ce chapitre, seront traités les cas situés à la limite de la stabilité ou carrément déclarés instables par le modèle réduit examiné dans le chapitre précédent par introduction des systèmes de régulation de tension des machines électriques.

6.2 Modélisation

Considérons l'état du réseau décrit à chaque instant par les équations (4.8), (4.9), (4.10) et (4.11) et celle du régulateur de tension représenté en fig.4.1 et réduit uniquement aux canaux ΔU et $\Delta \delta$ de stabilisation. La linéarisation de ces équations autour du point de fonctionnement est décrite par les équations suivantes :

$$\sum_{j=1}^n (K_{2ij} \Delta E'_{qj} + K_{1ij} \Delta \delta_j) = -\Delta \omega_i (M_i s + D_i) \quad (6.1)$$

$$s \Delta \delta_i = (2\pi f) \Delta \omega_i \quad (6.2)$$

$$(1 + s T_{dvi} K_{3ii}) \Delta E'_{qi} = K_{3ii} (\Delta E_{FDi} - \sum_{j=1}^n \frac{1}{K_{3ij}} \Delta E'_{qj} - \sum_{j=1}^n K_{4ij} \Delta \delta_j) \quad (6.3)$$

$$-K_{4ii} \sum_{j=1}^n (K_{6ij} \Delta E'_{qj} + K_{5ij} \Delta \delta_j) = (1 + s T_{4i}) \Delta E_{FDi} \quad (6.4)$$

Dans ce système, $K_{1ij} \dots K_{6ij}$ proviennent de la linéarisation des équations des machines (équation de mouvement, équations des enroulements rotoriques, régulation de tension) qui aboutissent aux équations (6.1) (6.2) (6.3) et (6.4) et caractérisent le point de fonctionnement pour lequel la stabilité est à étudier. Le coefficient D représente l'amortissement mécanique, E_{FD} et E'_{q} respectivement les tensions d'excitation et la f.e.m. derrière la réactance transitoire X'_d .

Le système d'équations d'état formé par (6.1)- (6.4), représenté sous forme de schéma bloc Fig. 6.1, peut être écrit sous la forme matricielle :

$$dX/dt = A X + BU \quad (6.5)$$

$$\text{avec : } X = [\Delta \delta, \Delta \omega, \Delta E'_{q}, \Delta E_{af}]^t$$

Dans (6.5) la matrice A renseigne sur l'état du système par le calcul des valeurs propres dominantes examinées dans le chapitre précédent. Cette matrice est creuse et ses éléments sont calculés à partir des conditions initiales du point de fonctionnement :

$$A = \begin{pmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{K_1}{M} \\ -\frac{K_1}{T_{d0}} \\ -\frac{K_5 K_A}{T_A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} wb \\ -\frac{D}{M} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ -\frac{K_2}{M} \\ -\frac{1}{K_3 T_{d0}} \\ -\frac{K_6 K_A}{T_A} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ \frac{1}{T_{d0}} \\ -\frac{1}{T_A} \end{bmatrix} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} A_1 & A_2 & A_3 & A_4 \\ B_1 & B_2 & B_3 & B_4 \\ C_1 & C_2 & C_3 & C_4 \\ D_1 & D_2 & D_3 & D_4 \end{pmatrix}$$

avec :

- A_1, B_1, C_4 : Matrices carrées diagonales 'sparses'.
- $A_2, A_3, C_2, C_3, D_2, D_3$: Matrices carrées ou rectangulaires pleines.
- $A_4, B_2, B_3, B_4, C_1, D_1, D_4$: Matrices carrées ou rectangulaires nulles.

Les matrices T'_{d0} , T_A et K_A sont des matrices diagonales.

Les matrices K_1 à K_6 sont données plus loin.

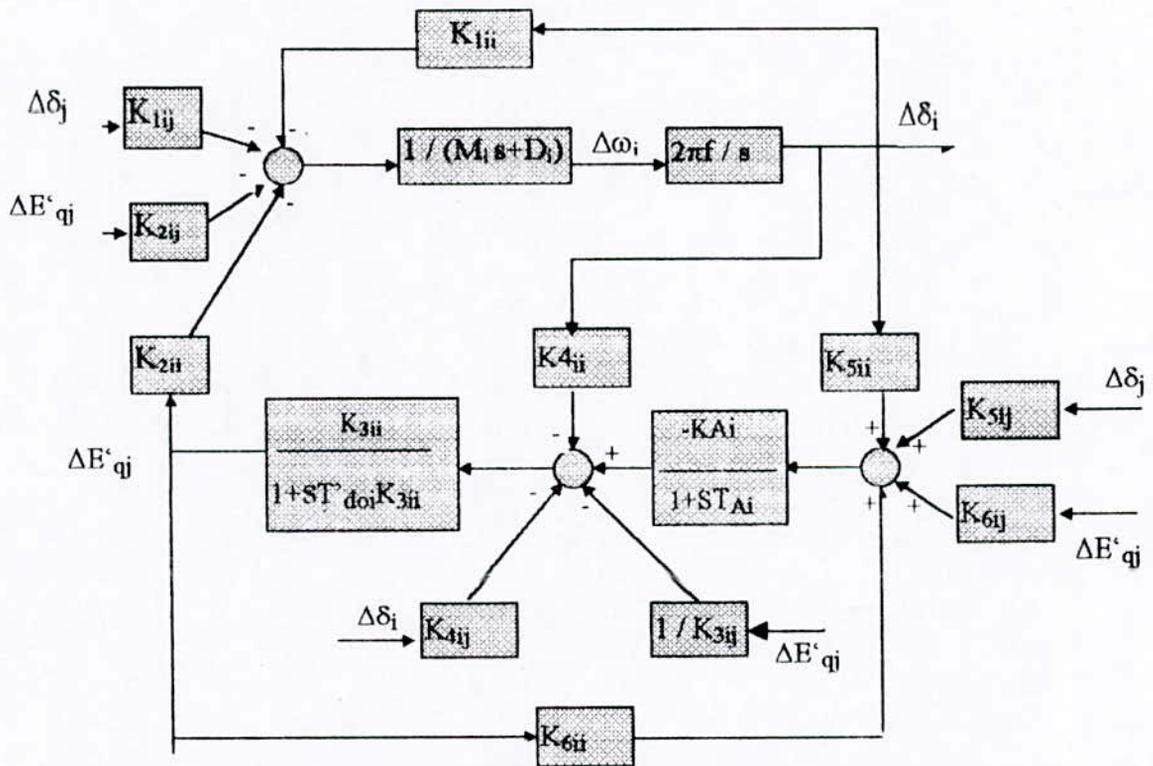


Fig.6.1 Schéma bloc d'un système multimachine selon (6.1) – (6.4)

L'équation donnant la tension terminale aux bornes de la machine i dans son repère (d_i, q_i) est :

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_i - jX'_{di}I_{di} - jX_{qi}(jI_{qi}) = \bar{E}'_i - jX'_{di}\bar{I}_i - j(X_{qi} - X'_{di})\bar{I}_{qi} \quad (6.6)$$

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_i e^{j\delta_i} - jX'_{di}\bar{I}_i + (X_{qi} - X'_{di})\bar{I}_{qi} e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \quad (6.7)$$

Dans le repère synchrone (D, Q) , l'équation suivante est vérifiée :

Pour remplir les éléments de la matrice d'état A , la connaissance des valeurs initiales des variables d'état est nécessaire.

Le calcul des valeurs initiales des grandeurs E'_q, I_d, I_q et δ peut être extrait du schéma vectoriel [2] Fig.6.2 :

Les tensions V_i sont calculées à partir de l'écoulement de puissance, ainsi que le courant I_i représentées par la figure dans le repère multimachine D, Q .

A partir de l'équation (6.) nous calculons la grandeur E'_q $|\delta$, et nous en déduisons la valeur initiale de l'angle δ . Après projection du courant I sur les axes d, q , on déduit les courants I_d et I_q et par la suite la valeur de E'_q .

Le diagramme des phases de la machine i du système multimachine est représenté par la figure suivante :

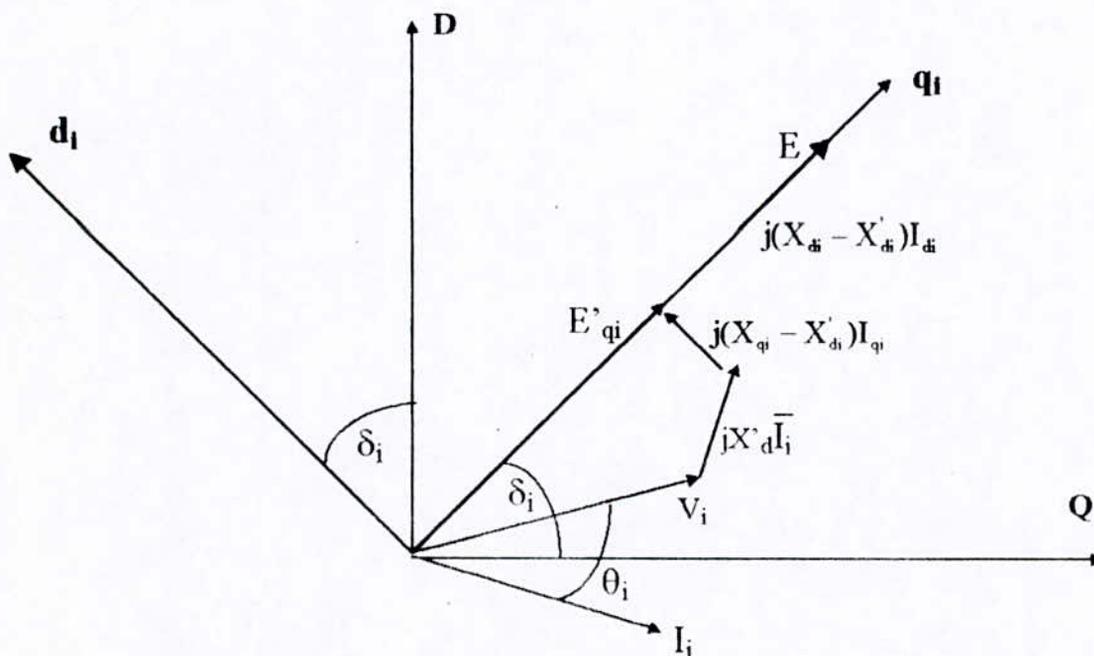


Fig.6.2 Schéma vectoriel d'un système multimachine par rapport à un repère synchrone Q, D

Pour chaque machine, les expressions suivantes sont vérifiées :

$$\bar{E}_q = \bar{V}_t + jx_q \bar{I} \quad (6.8)$$

$$\bar{E} = \bar{E}'_q - j(x_d - x'_d) \bar{I}_d \quad (6.9)$$

$$\bar{E}_q = j E_q; \quad \bar{E}'_q = j E'_q; \quad \bar{E} = j E \quad (6.10)$$

$$\bar{I}_d = I_d + 0j; \quad \bar{I}_q = j I_q; \quad \bar{I} = I_d + j I_q \quad (6.11)$$

$$E'_q = \frac{1}{\sqrt{3}} (\omega_R \frac{kM_f}{L_r}) \lambda_r; \quad E = \frac{1}{\sqrt{3}} (\omega_R kM_f) i_r; \quad E_{FD} = \frac{1}{\sqrt{3}} (\omega_R kM_f) \frac{V_r}{r_r} \quad (6.12)$$

avec :

E'_q la f.e.m. transitoire induite par le flux principal.

E la f.e.m. transitoire, induite par le courant d'excitation

E_{FD} la f.e.m. d'excitation.

λ_r le flux dans l'enroulement rotorique.

V_r la tension aux bornes de l'enroulement rotorique

i_r le courant dans l'enroulement rotorique

r_r la résistance de l'enroulement rotorique

Toutes les valeurs complexes sont représentées avec une barre.

Le modèle du système multimachine précédent est donc général et très souple (il permet l'extension à d'autres blocs). on peut par exemple rajouter dans la boucle mécanique le bloc du régulateur de vitesse, étendre le système de régulation de vitesse..., ou omettre d'autres blocs.

- Calcul des coefficients matrices K_1 à K_6 [2].

Ils sont tirés de la linéarisation des équations des machines et des équations des courants injectés par chaque machine i et sont donnés par les équations suivantes :

$$K_{1ij} = D_t F_{dij} + Q_t F_{qij} \quad (6.13)$$

$$K_{2ii} = D_t Y_{dii} + Q_t Y_{qii} + I_{qi0} \quad , \quad K_{2ij} = D_t Y_{dij} + Q_t Y_{qij} \quad (6.14)$$

$$K_{3ii} = [1 + [x_{di} - x'_{di}] Y_{dii}]^{-1} \quad (6.15)$$

$$K_{3ij} = [[x_{di} - x'_{di}] Y_{dij}]^{-1} \quad (6.16)$$

$$K_{4ij} = [x_{di} - x'_{di}] [F_{dij}] \quad (6.17)$$

$$[K_5] = [D_v][x_q] [F_q] - [Q_v][x'_d] [F_d] \quad (6.18)$$

$$[K_6] = [D_v][x_q] [Y_q] - [Q_v][x'_d] [Y_d] + [Q_v] \quad (6.19)$$

dans lesquelles :

$$D_t = (x_{qi} - x'_{di}) I_{qi0} \quad , \quad Q_t = (x_{qi} - x'_{di}) I_{di0} + E'_{qi0} \quad (6.20)$$

$$[D_v] = [V_{i0}]^{-1} [V_{d0}] \quad , \quad [Q_v] = [V_{i0}]^{-1} [V_{q0}] \quad (6.21)$$

$$[Y_d] = [Q_d] + [M_d] [Y_q] \quad , \quad [F_d] = [P_d] + [M_d] [F_q] \quad (6.22)$$

$$[Y_q] = [L_q]^{-1} [Q_q] \quad , \quad [F_q] = [L_q]^{-1} [P_q] \quad (6.23)$$

avec :

$$P_{dij} = -Y_{ij} [C_{ij} E'_{qi} + (x_{qi} - x'_{dj}) S_{ij} I_{qi}] \quad , \quad j \neq i \quad (6.24)$$

$$P_{qij} = -Y_{ij} [S_{ij} E'_{qi} - (x_{qi} - x'_{dj}) C_{ij} I_{qi}] \quad , \quad j \neq i \quad (6.25)$$

$$P_{qii} = -\sum P_{qij} \quad , \quad j = 1, n \quad ; \quad j \neq i \quad (6.26)$$

$$P_{dii} = -\sum P_{dij} \quad j = 1, n \quad ; \quad j \neq i \quad (6.27)$$

$$Q_{dij} = -Y_{ij} S_{ij} \quad , \quad Q_{qij} = Y_{ij} C_{ij} \quad (6.28)$$

$$L_{qij} = -Y_{ij} (x_{qi} - x'_{dj}) S_{ij} \quad j \neq i \quad (6.29)$$

$$L_{qii} = 1 - Y_{ii} (x_{qi} - x'_{di}) S_{ii} \quad (6.30)$$

$$M_{dij} = Y_{ij} (x_{qi} - x'_{dj}) C_{ij} \quad (6.31)$$

V_{i0} , V_{d0} , V_{q0} , D_v et Q_v sont des matrices diagonales, l'indice 0 indique l'état de la grandeur électrique avant la perturbation (régime permanent).

Structure du régulateur de tension :

L'utilisation des régulateurs de tension dans les réseaux électriques répond à un double objectif, le premier consiste en l'élargissement du domaine de stabilité de la machine et le second en le maintien du niveau de tension désiré. Dans ce travail, il est question d'un régulateur du 1^{er} ordre de structure simplifiée : " IEEE – Type 1 (Fig. 6.3)"

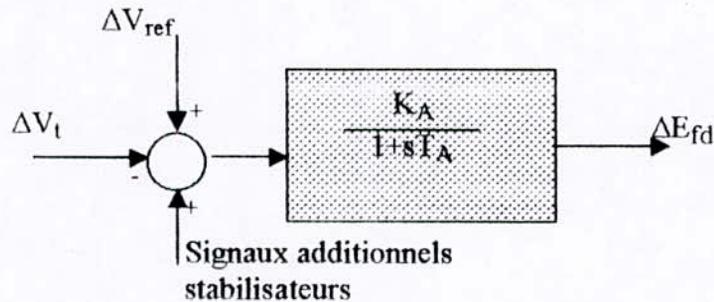


Fig. 6.3 Schéma du régulateur de tension simplifié

Le régulateur de tension représenté ici est de type à 'réponse rapide', dans les cas des autres régulateurs, ex. système à excitation rotative, le bloc de la régulation de tension doit être étendu en rajoutant d'autres fonction de transfert et par conséquent d'autres variables d'état. La boucle de retour n'est pas représenté dans ce schéma.

6.3 Résultats des simulations.

A l'état sain la valeur propre dominante est de $(-0.073512 \quad -4.049424)$, sa partie réelle est légèrement supérieure à celle obtenue dans le chapitre précédent pour le même cas de figure.

En présence de la régulation de tension, l'état sain et les états résultants des déclenchements sont de manière générale caractérisés par rapport aux cas précédents par les corrections des VPD. Ces résultats appuient fortement ceux des deux premiers (Jacobien et modèle réduit). En annexe E, on constate une diminution des parties réelles des valeurs propres dominantes, donc une augmentation des marges de stabilité pour certains cas (Exemple : Cas du déclenchement de la ligne Berrouaghia - Ain Ouessera et des cas à la limite de stabilité) que l'on explique par la présence de la régulation de tension située à proximité. Malgré cette dernière on note tout de même le cas d'instabilité provoqué par le déclenchement la ligne 220 kV Beni Saf - Zahana et le déclenchement de la ligne Tiaret - Oued Sly.

Ceci, s'explique par le choix des coefficients de stabilisation (standards) et de l'absence de la coordination de la régulation de tension [64, 65, 66] dont la prise en compte est plus complexe et n'est pas examinée dans cette thèse.

Une augmentation du Gain $K_A = [2.0 \text{ pu à } 3.0 \text{ pu}]$ aboutit à une meilleure stabilisation du système [53, 18] ; caractérisé par une diminution des VPD passant de $(-0.098, 5)$ jusqu'à $(-1.3, 4)$ ce qui se traduit par un meilleur amortissement des oscillations

6.4 Conclusion.

Cette phase finale de l'évaluation de la stabilité en TRE est à la base de toute décision de manœuvre sur le réseau. Pour pouvoir s'approcher des marges de stabilité réelles et éviter des prises de décision erronées, surtout en situation dégradée où les manœuvres peuvent être accompagnées de conséquences graves, il appartient à l'exploitation de bien modéliser les systèmes de régulation existant au niveau des centrales électriques.

CHAPITRE VII

CONCLUSION GENERALE

L'objectif de ce travail consiste en l'évaluation de la stabilité statique en Temps Réel Etendu du système électrique de production et de transport de Sonelgaz où les réseaux électriques tunisien et marocain sont à prendre en compte par leurs équivalents.

C'est dans ce sens, qu'au chapitre II ont été abordés et étudiés les modèles de calcul des régimes permanents et certaines techniques de calcul déjà utilisées par le modèle 'REPORTAL'. Dans ce chapitre, il a été surtout question de l'étude, de la description et de la familiarisation avec le modèle de base REPORTAL en vue d'appliquer les techniques de calcul Temps Réel "matrices creuses". Les techniques des matrices creuses sont très recommandées pour le temps réel et pour minimiser l'espace mémoire.

Une prise en compte des réseaux tunisien et marocain par des équivalents en temps réel a été proposée et développée. Le modèle proposé repose sur l'agrégation dynamique et la théorie du REI et permet les analyses de stabilité des systèmes maghrébins à partir des Centres de Conduite (Dispatchings). Le fait que ce type d'équivalent soit calculé par chaque compagnie et pour son propre réseau puis transmis aux autres, avoisinantes, présente des avantages considérables : pas d'ingérence dans la conduite des systèmes voisins ; meilleure confidentialité et moins de paramètres dans la transmission de données entre compagnies.

Les résultats de simulation ont montré que les tensions des nœuds frontaliers du réseau équivalent sont proches de celles du réseau initial.

jugée comme étant une méthode très rapide, l'indice de la stabilité statique par le calcul du signe du Jacobien a été utilisé dans le chapitre IV et a montré qu'on pouvait réduire énormément le temps de calcul en faisant "une première sélection" des ouvrages dont la perte conduirait fort probablement à un état instable. Ces méthodes basées sur le signe des Jacobien (ou d'autres matrices qui dérivent du jacobien) sont très performantes et ont donné des résultats très satisfaisants en temps réel. La normalisation des déterminants des jacobiens ont permis de mieux apprécier la marge de stabilité.

Le complément apporté à la méthode du Jacobien dans le chapitre V par l'introduction des machines permet d'approfondir avec plus de précision les marges restantes de stabilité.

Il y a été investi dans ce chapitre le calcul des valeurs propres dominantes du système multimachine représenté par un modèle des machines réduit.

Cette méthode a permis de réduire davantage le nombre d'ouvrages qui conduirait à un système instable.

Pour affiner davantage les calculs et dans le but de se rapprocher le plus de la réalité des phénomènes physiques transitoires qui se produisent pendant la phase transitoire, il a été utilisé dans le chapitre VI un modèle des machines plus complet que celui du chapitre V en incluant les systèmes de régulation de tension.

Le modèle utilisé est plus souple et peut être étendu par d'autres blocs représentant d'autres systèmes de contrôle plus complet et plus performants.

Les résultats de simulation ont montré que les cas instables donnés par le modèle réduit sont aussi détectés par le modèle utilisé dans le chapitre VI, mais sont plus instables dans ce cas ce qui démontre l'utilité d'une étude plus approfondie des paramètres optimisés des régulateurs de tension en 'off line'.

Les temps de calcul des trois méthodes, pour le réseau de production et de transport de la Sonelgaz avec déclenchement de tous les ouvrages, sont tous inférieurs à 2 mn en utilisant la machine UNIX (15 sec par la méthode du jacobien, 50 sec par le modèle réduit des machines par analyse modale et 1mn 40 sec par le modèle complet) ce qui avantage leur utilisation en temps réel. L'utilisation des calculateurs vectoriels réduirait davantage ces temps.

En résumé il ressort de l'étude les conclusions générales suivantes :

1.- La conduite en TRE du système électrique algérien avec la prise en compte des réseaux voisins (marocains ONE et tunisien STEG) sous forme d'équivalents calculés en TRE, peut prévenir des situations de réseaux dégradés et des cas d'instabilité pour peu que la base de données alimentant cette chaîne soit viable et que le réseau de télémétrie soit fiable.

2.- Les trois méthodes d'évaluation de la stabilité statique en Temps Réel Etendu d'un système de production et de transport de l'électricité ont donné chacune des résultats satisfaisants et complémentaires. La première, celle du Jacobien décèle les régimes établis favorables à l'instabilité statique ; ces derniers sont ensuite repris puis confirmés ou infirmés par des modèles plus approfondis.

3.- Dans les conditions d'exploitation actuelles la notion de TRE est jugée insuffisante quant à la prise de décisions en cas d'incident réel surtout en montée de charge. C'est la raison pour laquelle nous suggérons l'exploitation de cette chaîne sur un temps

prévisionnel allant de une heure jusqu'à un horizon de trois heures environ et aussi une sélection stochastique, basée sur la méthode de Monté Carlo quant aux ouvrages à déclencher et qui conduirait fort probablement à des cas d'instabilité.

4.- Compléter cette chaîne par un 'Indicateur de stabilité transitoire' devient une nécessité absolue ; Ceci réduira remarquablement le temps des régimes établis transitoirement instables et traités par la chaîne actuelle.

5.- Enfin, une fois validée au niveau du Centre Nationale de Conduite, la chaîne peut être implémentée aux Dispatchings Nationaux de Tunis et de Casablanca.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- [1] P. M. Anderson, A. A. Fouad, 'Power system control and stability', The IOWA State university press, Ames, IOWA, 1977.
- [2] Y. N. Yu, 'Electric power system dynamics', New York Academic Press, 1983.
- [3] A. A. Varanova, 'téoria avtomatitcheskova oupravlenie perpaya tchast moskva' "vichaya chkola" 1970.
- [4] M. Trotignon, 'Stabilité en exploitation', E.D.F., 1981.
- [5] S. C. Savelascu, M. L. Oatts, J. G. Pruitt, F. Williamson, R. Adapa, 'Fast steady-state stability assesment for real time and operationnal planning', IEEE Trans. On Power systems, Vol-8, No.4, pp.1557-1569, November 1993.
- [6] V. A. Venikov, V. A. Stroev, V. I. Idelchick, V. I. Tarasov, 'Estimation of Electrical power Steady-State Stability in Load Flow Calculation', IEEE Trans. On power Apparatus and Systems, Vol. Pas-94, N°3, pp. 1034-1040, May / June 1975.
- [7] F. P. Demello, T. F. Laskowski, 'Concepts of power system dynamic stability', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol-PAS-94, No.3, pp. 827-834, May/June 1975.
- [8] Arcidiacono, et al, 'Studies on damping of electromechanical oscillations in multimachine power systems with longitudinal structure', IEEE Trans. on Power Systems, Vol. PAS-95, pp. 450-459, 1976.
- [9] J. P. Barret, 'Puissance maximale transmissible par un réseau, stabilité statique', Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [10] J. P. Meyer, 'Possibilité d'amélioration de la stabilité statique d'un alternateur par l'utilisation des grandeurs tension, vitesse et puissance dans la commande de l'excitation' Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [11] J. P. Barret, 'Impact de l'évolution du réseau sur sa stabilité', Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [12] J. P. Barret, 'Réglage de la tension'. Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [13] Y. Logeay, J. P. Meyer, 'Problèmes d'exploitation posés par la stabilité du réglage de tension des turboalternateurs. Méthodes d'études - solutions apportées', Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.

- [14] **Y. Y. Hsu, S. W. Shyue, C. C. Su**, 'Low frequency oscillations in longitudinal power systems: Experience with dynamic stability of Taiwan power system', IEEE Trans. On Power Systems, Vol-PWRS2, No.1, pp. 92-100, February 1987.
- [15] **R. Doraiswami, W. Liu**, 'Real-time estimation of the parameters of the power system small signal oscillations', IEEE Trans. On Power Systems, Vol-8, No.1, pp. 74-83, February 1993.
- [16] **E. Z. Zhou**, 'Functionnal sensitivity conception and its application to power system damping analysis', IEEE Trans. On Power Systems, Vol-9, No.1, pp.518-523, February 1994.
- [17] **Y. Walashe**, 'Calculations and programs for power systems networks', Wayne state university, 1986.
- [18] **X. Yang, A. Feliachi**, 'Stabilisation of inter-area oscillations modes through excitation systems', IEEE Trans. On Power Systems, Vol-9, No.1, pp. 494-501 February 1994.
- [19] **G. W. Stagg, A. H. El-Abiad**, 'Computer methods in power system analysis', Mc Graw-Hill, New York, 1968 IOWA.
- [20] **A. Yan, Y. N. Yu**, 'Multimode stabilization of torsional oscillations using output feedback excitation control', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-101 No.5, pp. 1245-1253, May 1982.
- [21] **Y. Y. Hsu, L. h. Jeng**, 'Analysis of torsional oscillations using an artificial neural network', IEEE Trans. On Energy Conversion, Vol.7, No.4, pp. 684-689, December 1992.
- [22] **E. W. Kimbark**, 'Power system stability', New York, Willey 1973.
- [23] **R. Subramanian, R. K. Bensal**, 'Estimation of Power system stability domains using quadratic Lyapounov functions', Proceedings, IEE, Vol-124, No.7, pp.597-601, July 1977.
- [24] **F. L. Alvarado**, 'Parallel solution of transients problems by tapezoidal integration', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-98, No.3, pp.1080-1088, May/June 1979.
- [25] **J. P. Barret**, 'Stabilité transitoire', Séminaire sur le fonctionnement des réseaux SONELGAZ-EDF 10-13 Novembre 1984.
- [26] **G. T. Heydt**, 'Computer analysis methods for power systems', Perdue university 1986.
- [27] **V. A. Venikov**, 'Electritchiski System Moskva', 'Vichaya chkola' 1970.

- [28] **R. C. Burchett G. T. Heydt**, 'Probabilistics methods for power system dynamic stability studies', IEEE Trans. on power Apparatus and Systems, Vol PAS-97, No.3, pp. 695-701, May/June 1978.
- [29] **A. A. Varanova**, 'téoria avtomatitcheskova oupravléniá vtaraya i perpaya tchast Moskva' "vichaya chkola" 1970.
- [30] **K. Bollinger, A. Laha, R. Hamilton, T. Harras**, 'Power stabilizer design root locus methods', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-94, No.5, pp.1484-1488, September/October 1975.
- [31] **O. V. Cherbatchev, A. N. Zeiliger et autres**, 'Primenie tsifrovikh vetchislitilnies machinie v électroénerguetike', Energuia 1980.
- [32] **C. K. Pang, F. S. Prabhakara, A.H. El-Abiad, A. J. Koiva**, 'Security evaluation in power system using pattern recognition', IEEE Trans. Vol PAS-93, pp. 969-976, May 1974.
- [33] **M. E. H. Aggoun**, 'Power system security assessment using artificial neural networks', PHD Thesis Washington 1988.
- [34] **D. J. Sobajic, Y. H. Pao**, 'Artificial neural-net based dynamic security assessment for electric power systems', IEEE Trans on Power Systems, Vol.4, No.1, pp. 220-228, February 1989.
- [35] **S. Okuba, H. Suzuki, K. Uemura**, 'Modal analysis for power system dynamic stability', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol-PAS-97 No.4 pp.1313-1318, July/Aug 1978.
- [36] **J. L. Sancha, I. J. Perez-Arriaga**, 'Selective modal analysis of power oscillatory instability', IEEE Trans. on Power Systems. Vol.3 No.2 pp. 429-438, May 1988.
- [37] **L. Roucou, I. J. Perrez-Arriaga**, 'Multiarea analysis of small signal stability in large electric power systems by SMA', IEEE Trans. On Power Systems Vol.8, No.3 pp.1257-1265, August 1993.
- [38] **D. J. Stadnicki, J. E. Van Ness**, 'Invariant subspace for eigenvalue computation', IEEE Trans. On Power Systems, Vol.8, No2, pp.572-581, May 1993.
- [39] **I. Kamwa, R. Grondin, J. Dickinson, S. Fortin**, 'A minimal realisation approach to reduced-order modelling and modal analysis in power system response signals', IEEE Trans. On Power Systems, Vol.8, No.3, pp. 1020-1029, August 1993.
- [40] **D. E. Sherman**, 'Normal modes and mode shapes applied to dynamic stability analysis,' IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol.PAS-94, No.2, pp. 224-229, March/April 1975.

- [41] **A. B. R. Kumar, E. F. Richards**, 'An optimal law by eigenvalue assignement for improved dynamic stability in power systems', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-101, No.6, pp.1570-1577, June 1982.
- [42] **T. S. Med**, 'Feasible eigenvalue sensitivity for large power systems', IEEE Trans. On Power Systems, Vol-8, No.2, pp. 555-565, May 1993.
- [43] **F. P. Demello, C. Concordia**, 'Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control', IEEE Trans.on Power Apparatus and systems, Vol.PAS-88, No.4, pp.316-328, april 1969.
- [44] **R. T. H. Alden, A. A. Shaltout**, 'Analysis of damping and synchronizing torques. Part1: General calculation method. Part2: Effect of operating conditions and machine parameters', IEEE Trans. On Power Apparatus and Systems Vol-PAS-98, No.5, pp. 1693-1708, Sept/Oct 1979.
- [45] **M. Boudour**, 'Evaluation de la stabilité dynamique par les couples synchronisants et amortisseurs', thèse de magister, 1994.
- [46] **A. A. Shaltout, E. A. Abu-Al-Feilat**, 'Damping and synchronizing torques computation in multimachine power systems', IEEE Trans. On Power Systems, Vol.7, No.1, pp. 280-286, February 1992.
- [47] **Sebastia. E. M. de Oliveira**, 'Synchronizing and damping torques coefficients and power system steady-state stability as affected by static var compensation', IEEE Trans. On Power System Vol-9, No.1, pp. 109-119, February 1994.
- [48] **D. K. Mugwanya, J. E. Van Nass**, 'Mode coupling in power systems', IEEE Trans. On Power Systems, Vol.PWRS-2, No.2, pp.264-270, May 1987.
- [49] **N. Uchida, T. Nagao**, 'A new eigen-analysis method of steady-state stability studies for large power systems: S-matrix', IEEE Trans. on Power Systems, Vol.3, No.2, pp 706-714, May 1988.
- [50] **H. Mori, J. Kanno, S. Tsuzuki**, 'A sparsity-oriented technique for power system small signal stability analysis with a precondition conjugate residual method', IEEE Trans. on Power systems, Vol.8, No.3, pp 1150-1158, August 1993.
- [51] **L. T .G. Lima, L. H. Bezerra, C. Tomei, N. Martins**, 'New Methods for fast small-signal stability assessment of large scale power systems', IEEE Trans. On Power Systems, Vol. 10. N°4, pp. 1979-1985, November 1995.
- [52] **IEEE Working group report**, 'System load dynamics simulation effect and determination of load constant', IEEE Trans. On Power Apparatus And Systems, Vol-PAS-92, pp.599-609, Nov./Dec. 1973.
- [53] **M. K. El-Shirbiny, D. M. Mehta**, 'Dynamic system stability. part1: Investigation of the effect of different loading and excitation systems', IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems ,Vol. PAS-92, pp. 212-220, Sept./Oct. 1973.

- [54] **W. F. Tinney, J. W. Walker**, 'direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization'. Proceedings of the IEEE, Vol. 55, N° 11, pp. 1801-1809, November 1967.
- [55] **P. Dimo**, 'Analyse modal des réseaux d'énergie', 1975
- [56] **T. E. Dy Liacco, S. C. savulescu, K. A. Ramarao**, 'An on-line topological equivalent of a power system', IEEE Trans. On Pow. App. And Systems, Vol PAS-97, N° 5, pp. 1550-1563, Sept/Oct1978.
- [57] **J. R. Winkelman, J. H. Chow, B. C. Bowler, B. Avremovic, P. V. Kokotovic**, 'An analysis of interarea dynamics of multi-machines systems', IEEE Trans. On Pow. App. And Systems, Vol PAS-100, N°2, pp754-763, February 1981.
- [58] **N. Ould Ali, M. Ghezaili**, 'Equivalent pour la conduite en temps réel des systèmes électriques maghrébins', Cigre regional meeting for the african continent, 27 - 30 September 1997 Cairo - Egypt.
- [59] **V. A. Venikov**, 'Electritchiski System Moskva' '' Vichaya chkola'' 1981.
- [60] **V. I. Ideltchik**, 'rachiote oustanovivchissia rejimov elektritcheski system'. Moskva Energuia, 1977.
- [61] **P. C. Jdanov**, 'Voproce Electritchiski System', Moskva Energuia 1979.
- [62] **H. Benkaci Ali, M. Ghezaili, A. Hellal**, 'Evaluation de la Stabilité Statique en Temps Réel', Cigre regional meeting for the african continent, 27 - 30 September 1997 Cairo - Egypt.
- [63] **A. Angot**, 'Compléments de mathématiques à l'usage des ingénieurs de l'électrotechnique et des télécommunications', 1961.
- [64] **A. Feliachi, X. Zhang, C. S. Slims**, 'Power system stabilizers design using reduced order models Part1: Model reduction. Part2: Design', IEEE Trans. On Power systems Vol.3, No.4, pp.1670-1684, November 1988.
- [65] **G. P. Chen, O. P. Malik, Y. H. Qin, G. Y. Xu**, 'Optimisation technique for the design of linear optimal power system stabilizer', IEEE Trans. On Energy conversion, Vol-7, No.3, pp. 453-459, September 1992.
- [66] **Y. Zhang, G. P. Chen, O. P. Malik, G. S. Hope**, 'An artificial neural network based adaptive power system stabilizer', IEEE Trans. On Energy conversion, Vol-8, No.1, pp. 71-77, March 1993.

ANNEXE A

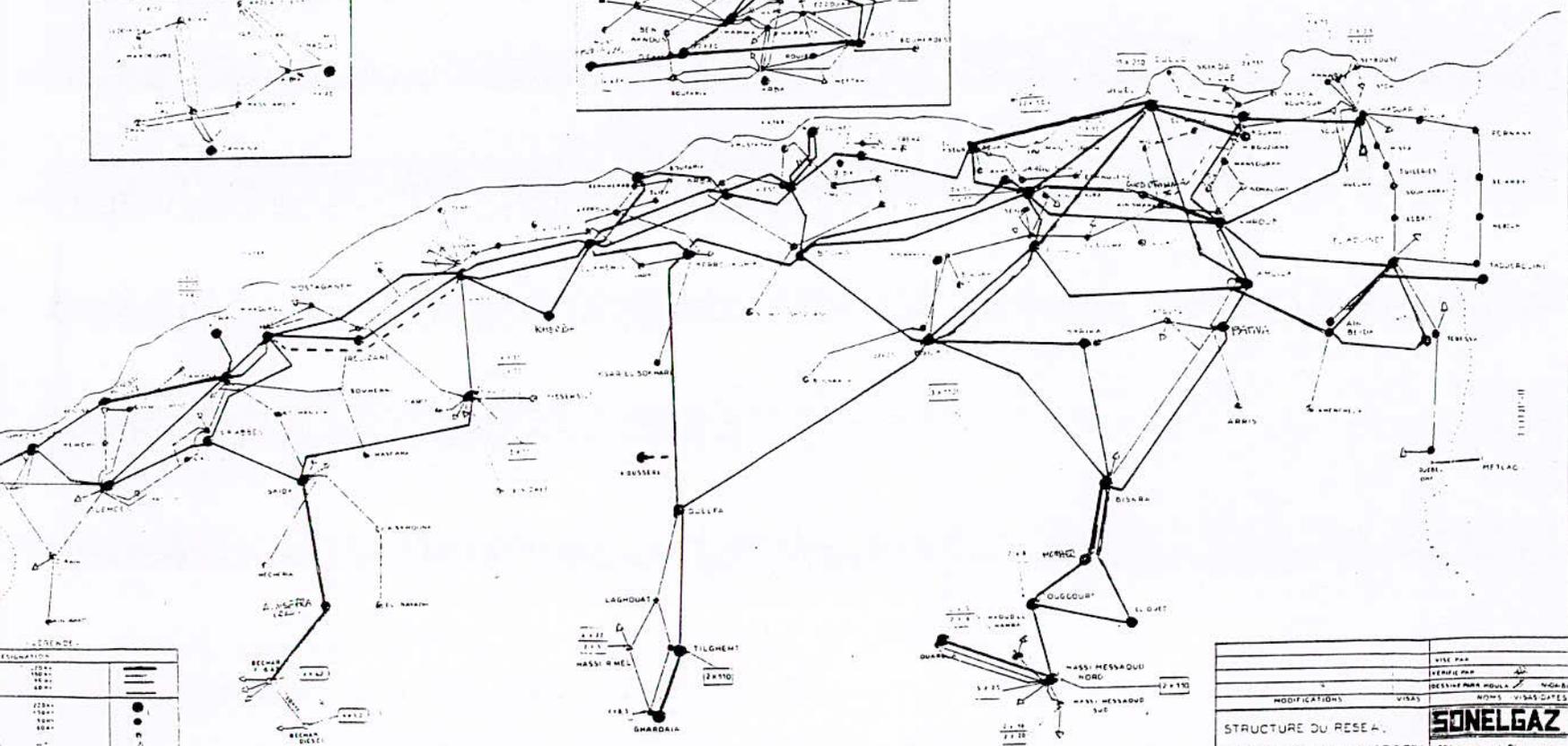
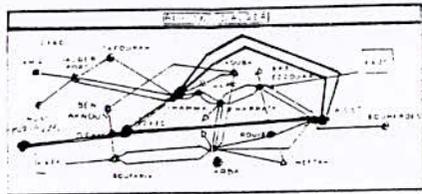
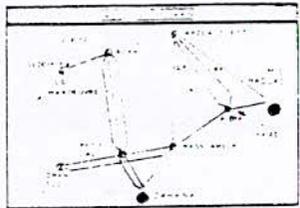
Cas de base : Données**A.1. Cartes paramètres**

Nombre de groupes max. = 48 ; Nombre d'itérations max. = 55
 Nombre de liaisons max. = 180 ; Nombre de lignes max. = 180
 Nombre de sommets max. = 120 ; Nombre d'éléments chaînés max. = 1200
 Tension de base = 220 KV ; Ecart actif = 0.1
 Ecart réactif = 0.1 ; Type de calcul = 1 => Avec déclenchement des lignes.
 Tension min. = 200 kV ; Tension max. = 255 kV

A.2. Cartes nœuds et consommations active et réactive des nœuds (3/3)

NOM DU NŒUD	TENSION (KV)	Cons.Act. (MW)	Cons.Réac.(MVAR)
1OUJDA6	220	0.00	0.00
1GHAZA6	220	036.00	17.00
1ZAHAN6	220	064.00	31.00
1MEHA16	220	125.00	94.00
1MEHA26	220	335.00	250.00
1TLEMC6	220	078.00	37.00
1SBABE6	220	055.00	26.00
1RELIZ6	220	050.00	24.00
1BESAF6	220	040.00	19.00
1SAIDA6	220	42.00	21.00
1TIARE6	220	96.00	47.00
1BECHA6	220	31.00	15.00
1AISEF6	220	13.00	6.00
1PELAC6	220	136.00	65.00
1RABLA6	220	0.00	0.00
1PELA16	220	0.00	0.00
2ALEST6	220	0.00	0.00
2ALEST3	60	0.00	0.00
2APORT3	60	11.00	5.00
2ARBAA3	60	14.00	9.00
2ARBAA6	220	70.00	52.00
2BAEZO3	60	42.00	25.00
2BEAKN3	60	23.00	11.00
2EHARA3	60	60.00	36.00
2GLAC3	60	17.00	8.00
2HAMMA3	60	55.00	26.00
2HAMM16	220	0.00	0.00
2HAMM26	220	0.00	0.00

2KOUBA3	60	37.00	18.00
2OFAYE3	60	30.00	15.00
2OFAYE6	220	0.00	0.00
2ROUIB3	60	40.00	24.00
2ROUI13	60	29.00	14.00
2TAFOU3	60	29.00	14.00
2BARAK3	60	33.00	16.00
2ABENI3	60	17.00	8.00
2A.TAY3	60	11.00	5.00
2AURAS3	60	20.00	10.00
2GOLF3	60	20.00	10.00
2CHLEF3	60	21.00	10.00
2OUSLY3	60	53.00	32.00
2OUSLY6	220	0.00	0.00
2KHEMI3	60	31.00	18.00
2KHEMI6	220	0.00	0.00
2ADEF3	60	12.00	6.00
2ADEF13	60	0.00	0.00
2KHERB3	60	21.00	10.00
2KHERB6	220	0.00	0.00
2TENES3	60	13.00	6.00
2OFODA3	60	4.00	2.00
2GHRIB3	60	1.00	1.00
2BOUFA3	60	56.00	27.00
2BLIDA3	60	16.00	8.00
2EAFFR3	60	21.00	10.00
2CHERC3	60	18.00	9.00
2MEDEA3	60	33.00	20.00
2BERRO3	60	35.00	21.00
2BERRO6	220	0.00	0.00
2BEMER3	60	36.00	17.00
2BEMER6	220	0.00	0.00
2KOLEA3	60	27.00	13.00
2BOUME3	60	22.00	11.00
2TIOUZ3	60	49.00	29.00
2TIOUZ6	220	0.00	0.00
2FREHA3	60	11.00	5.00
2DBKHE3	60	35.00	21.00
2TIMED3	60	10.00	5.00
2SEDJE3	60	11.00	5.00
2SGHOZ3	60	20.00	10.00
2ILLIT3	60	7.00	3.00
2BOUIR3	60	36.00	22.00
2BOUIR6	220	0.00	0.00
2SIMUS3	60	36.00	22.00
2AOUSS6	220	0.00	0.00



LEGENDE

DESIGNATION	SYMBOL
20KV	—
10KV	—
5KV	—
20KV	●
10KV	○
5KV	○
15 Producteurs	⊖
4 Pu des Groupes	(NWN)

DATE	1982
REVISION	01
DESIGNER	MOULOUA
MODIFICATIONS	VISAS
NOMS	VISAS DATES
STRUCTURE DU RESEA.	
PRODUCTION & TRANSPORTS	
HORIZON 1998*	
SEF Mouvement D'energie	
XP-2PM	MT 39-82

SONELGAZ

2AOUS16	220	0.00	0.00
2AOUSS2	30	12.00	6.00
2K.BOU3	60	7.00	3.00
2MUSTA3	60	13.00	7.00
2AMIRA3	60	14.00	7.00
3EHADJ6	220	157.00	107.00
3EAOU16	220	0.00	0.00
3KHROU6	220	75.00	36.00
3SKIKD6	220	70.00	51.00
3RADJA6	220	46.00	34.00
3ABEID6	220	45.00	22.00
3TEBE16	220	0.00	0.00
3AMLIL6	220	32.00	15.00
3EHADJ4	90	46.00	22.00
3SOAHR4	90	34.00	17.00
3EAOU14	90	18.00	9.00
3TEBES4	90	44.00	21.00
3DJONK4	90	10.00	5.00
3TEBE14	90	0.00	0.00
4OATHM6	220	48.00	23.00
4AKBOU6	220	35.00	17.00
4AKBO16	220	0.00	0.00
4EKSEU6	220	42.00	20.00
4DARGU6	220	13.00	6.00
4EHAS16	220	105.00	50.00
4JIJEL6	220	33.00	16.00
4MSILA6	220	50.00	24.00
4BBARE6	220	34.00	16.00
4BISKR6	220	66.00	32.00
4BARIK6	220	18.00	9.00
4BARI16	220	0.00	0.00
4BATNA6	220	64.00	31.00
5DJELF6	220	65.00	37.00
5GHARD6	220	22.00	11.00
5TILGH6	220	37.00	18.00
6MGHA16	220	13.00	6.00
6HMSNO6	220	94.00	56.00
6TOUGO6	220	24.00	12.00
6OURGL6	220	23.00	11.00
6EOUED6	220	24.00	12.00

Tableau A.1 Consommations actives et réactives des nœuds.

2AOUS16	220	0.00	0.00
2AOUSS2	30	12.00	6.00
2K.BOU3	60	7.00	3.00
2MUSTA3	60	13.00	7.00
2AMIRA3	60	14.00	7.00
3EHADJ6	220	157.00	107.00
3EAOU16	220	0.00	0.00
3KHROU6	220	75.00	36.00
3SKIKD6	220	70.00	51.00
3RADJA6	220	46.00	34.00
3ABEID6	220	45.00	22.00
3TEBE16	220	0.00	0.00
3AMLIL6	220	32.00	15.00
3EHADJ4	90	46.00	22.00
3SOAHR4	90	34.00	17.00
3EAOU14	90	18.00	9.00
3TEBES4	90	44.00	21.00
3DJONK4	90	10.00	5.00
3TEBE14	90	0.00	0.00
4OATHM6	220	48.00	23.00
4AKBOU6	220	35.00	17.00
4AKBO16	220	0.00	0.00
4EKSEU6	220	42.00	20.00
4DARGU6	220	13.00	6.00
4EHASI6	220	105.00	50.00
4JIJEL6	220	33.00	16.00
4MSILA6	220	50.00	24.00
4BBARE6	220	34.00	16.00
4BISKR6	220	66.00	32.00
4BARIK6	220	18.00	9.00
4BARI16	220	0.00	0.00
4BATNA6	220	64.00	31.00
5DJELF6	220	65.00	37.00
5GHARD6	220	22.00	11.00
5TILGH6	220	37.00	18.00
6MGHA16	220	13.00	6.00
6HMSNO6	220	94.00	56.00
6TOUGO6	220	24.00	12.00
6OURGL6	220	23.00	11.00
6EOUED6	220	24.00	12.00

Tableau A.1 Consommations actives et réactives des nœuds.

A.3. Cartes groupes (1)

Nom du groupe	Type	P. Max. (MW)	Q. Max. (Mvar)	Q min. (Mvar)	Barèm. Coût	nœud de rattachement	x'd (pu)	D (pu)	Tl (s)
1MEHA1	3	450	100	20	450	1MEHA16	0.24	2.0	6.93
1MEHA2	3	450	100	20	450	1MEHA26	0.24	2.0	6.93
1TIARE	1	100	100	0	100	1TIARE6	0.24	2.0	19.0
1RABLA	3	100	100	0	100	1RABLA6	0.20	2.0	7.7
2ALEST	3	450	70	0	450	2ALEST6	0.26	2.0	6.93
2APORT	3	115	50	0	100	2APORT3	0.33	2.0	7.7
2BOUFA	3	115	50	0	100	2BOUFA3	0.20	2.0	16.9
2BAEZO	3	115	50	0	100	2BAEZO3	0.21	2.0	15.12
3ANNAB	3	115	50	0	100	3EHADJ6	0.21	2.0	7.7
3SKIKD	3	100	50	0	100	3SKIKD6	0.25	2.0	8.4
4DARGU	3	100	50	0	100	4DARGU6	0.30	2.0	14.0
4JIJEL	3	200	50	0	200	4JIJEL6	0.34	2.0	9.98
4MSILA	1	200	50	0	200	4MSILA6	0.20	2.0	18.3
5TILGH	1	100	50	0	100	5TILGH6	0.16	2.0	16.35
6HMSNO	1	100	50	0	100	6HMSNO6	0.16	2.0	16.35

Tableau A.2 Caractéristiques des machines.

A.4. Cates lignes (4/4)

N°	R (Ohm)	X(Ohm)	Susc(mho)	Lim (MVA)	Sommet origine	Sommet extrémité
1	4.114	19.505	0.0000626	250	1GHAZA6	1OUJDA6
2	5.905	27.975	0.0000901	250	1TLEMC6	1OUJDA6
3	6.776	24.103	0.0000733	200	1GHAZA6	1TLEMC6
4	13.262	62.678	0.0002017	250	1MEHA16	2OUSLY6
5	6.728	5.883	0.0003045	450	1MEHA16	2OUSLY6
6	1.597	7.647	0.0000996	500	1MEHA16	1ZAHAN6
7	1.355	9.148	0.0000607	450	1MEHA26	1ZAHAN6
8	0.871	6.098	0.0000407	450	1MEHA26	1MEHA16
9	6.970	32.815	0.0001058	250	1MEHA16	1SBABE6
10	1.839	6.534	0.0000200	200	1RABLA6	1PELA16
11	1.984	6.970	0.0000213	200	1PELA16	1ZAHAN6
12	0.629	2.178	0.0000066	200	1PELA16	1PELAC6
13	8.276	30.444	0.0000938	200	1RELIZ6	2OUSLY6
14	8.906	42.108	0.0001357	250	1RELIZ6	1MEHA16
15	7.260	34.316	0.0001105	250	1SAIDA6	1SBABE6
16	11.035	52.078	0.0001676	250	1SAIDA6	1TIARE6
17	7.599	35.816	0.0001153	250	1SBABE6	1TLEMC6
18	8.228	39.010	0.0001256	250	1TIARE6	2OUSLY6
19	13.939	48.981	0.0001508	200	1TLEMC6	1ZAHAN6
20	2.033	13.746	0.0000913	450	1BESAF6	1GHAZA6
21	4.259	29.040	0.0001928	450	1BESAF6	1ZAHAN6

22	24.248	114.466	0.0003686	250	1AISEF6	1BECHA6
23	22.458	105.996	0.0003413	250	1SAIDA6	1AISEF6
24	3.146	11.810	0.0000364	200	2ALEST6	2ARBAA6
25	3.533	13.455	0.0000417	200	2ALEST6	2ARBAA6
26	9.535	35.429	0.0001095	200	2ALEST6	2BOUIR6
27	2.226	11.471	0.0002072	300	2ALEST6	2HAMM16
28	2.952	15.052	0.0001275	350	2ALEST6	2OFAYE6
29	0.823	4.259	0.0001541	300	2OFAYE6	2HAMM26
30	9.583	35.187	0.0001085	200	2ALEST6	2TIOUZ6
31	11.616	41.672	0.0001271	200	2ARBAA6	2KHEMI6
32	1.791	12.245	0.0000812	450	2BEMER6	2OFAYE6
33	2.710	12.729	0.0000409	250	2ARBAA6	2BEMER6
34	5.905	27.975	0.0000901	250	2BEMER6	2KHEMI6
35	5.856	27.540	0.0000886	250	2BERRO6	2KHEMI6
36	10.309	48.739	0.0001570	250	2BOUIR6	4MSILA6
37	8.857	41.769	0.0001345	250	2BOUIR6	2BERRO6
38	7.163	33.928	0.0001091	250	2BERRO6	2AOUS16
39	8.954	42.398	0.0001364	250	2AOUS16	5DJELF6
40	0.290	1.258	0.0000054	250	2AOUS16	2AOUSS6
41	12.003	43.705	0.0001341	200	2KHEMI6	2OUSLY6
42	8.857	41.818	0.0001345	250	2KHEMI6	2OUSLY6
43	3.582	24.490	0.0001624	450	2OUSLY6	2KHERB6
44	1.210	7.647	0.0000506	450	2KHERB6	2KHEMI6
45	16.166	76.327	0.0002457	250	5DJELF6	4MSILA6
46	8.615	31.654	0.0000971	200	2TIOUZ6	4EKSEU6
47	7.357	26.136	0.0000798	200	2BOUIR6	4AKBO16
48	9.825	34.848	0.0001064	200	4AKBO16	4DARGU6
49	0.726	3.388	0.0000110	200	4AKBO16	4AKBOU6
50	1.044	5.029	0.0000472	80	2ALEST3	2BAEZO3
51	0.922	4.439	0.0000417	80	2ALEST3	2A.TAY3
52	0.616	2.959	0.0000278	80	2A.TAY3	2BAEZO3
53	0.209	0.277	0.0000472	60	2APORT3	2HAMMA3
54	0.209	0.277	0.0000472	60	2APORT3	2HAMMA3
55	0.068	0.454	0.0000028	80	2APORT3	2TAFOU3
56	4.853	10.598	0.0000361	50	2ARBAA3	2ALEST3
57	1.354	5.004	0.0000167	40	2ARBAA3	2EHARA3
58	1.325	4.900	0.0000167	40	2ARBAA3	2EHARA3
59	1.148	4.241	0.0000139	40	2ARBAA3	2KOUBA3
60	1.541	5.501	0.0000167	40	2ARBAA3	2BARAK3
61	1.649	5.900	0.0000194	40	2BARAK3	2KOUBA3
62	2.549	8.514	0.0000278	60	2ARBAA3	2ROUIB3
63	1.231	4.111	0.0000139	60	2BAEZO3	2ROUIB3
64	0.860	2.876	0.0000083	60	2BAEZO3	2EHARA3
65	0.860	2.876	0.0000083	60	2BAEZO3	2EHARA3
66	0.860	2.876	0.0000083	60	2BEAKN3	2OFAYE3
67	0.490	1.645	0.0000056	60	2BEAKN3	2ABENI3

68	0.983	3.287	0.0000111	60	2ABENI3	2OFAYE3
69	0.738	2.466	0.0000083	60	2ROUI13	2ALEST3
70	0.860	2.876	0.0000083	60	2ROUIB3	2ROUI13
71	0.500	1.861	0.0000056	30	2HAMMA3	2GLACI3
72	0.590	2.189	0.0000083	60	2EHARA3	2GLACI3
73	0.176	1.145	0.0000056	60	2HAMMA3	2TAFOU3
74	0.428	0.569	0.0000944	60	2KOUBA3	2HAMMA3
75	0.454	2.952	0.0000111	80	2KOUBA3	2GOLF.3
76	0.169	1.105	0.0000056	80	2AURAS3	2TAFOU3
77	5.605	12.337	0.0000417	50	2ALEST3	2SIMUS3
78	3.074	10.901	0.0000333	60	2ALEST3	2SIMUS3
79	1.829	6.988	0.0000222	60	2BOUME3	2ALEST3
80	3.143	7.783	0.0000306	50	2ARBAA3	2BOUFA3
81	3.150	7.801	0.0000306	50	2ARBAA3	2BOUFA3
82	4.277	11.027	0.0000417	50	2EAFFR3	2BEMER3
83	1.296	3.650	0.0000139	50	2BOUFA3	2BEMER3
84	4.417	14.753	0.0000500	60	2BERRO3	2GHRIB3
85	4.918	16.438	0.0000556	60	2BERRO3	2K. BOU3
86	3.373	6.437	0.0000194	35	2BOUFA3	2BLIDA3
87	3.373	6.437	0.0000194	35	2BLIDA3	2EAFFR3
88	2.599	6.440	0.0000250	50	2BOUFA3	2OFAYE3
89	5.756	11.333	0.0000361	35	2BOUIR3	2ILLIT3
90	2.110	5.843	0.0000222	50	2CHLEF3	2OUSLY3
91	4.835	13.122	0.0000444	35	2CHLEF3	2OFODA3
92	3.935	13.151	0.0000444	60	2BOUIR3	2SGHOZ6
93	4.334	7.848	0.0000250	35	2ILLIT3	2SEDJE3
94	3.690	12.330	0.0000417	60	2KHEMI3	2ADEF13
95	7.441	12.802	0.0000417	35	2GHRIB3	2KHEMI3
96	4.306	14.386	0.0000500	60	2EAFFR3	2CHERC3
97	6.149	20.549	0.0000694	60	2CHERC3	2KHEMI3
98	1.476	4.932	0.0000167	60	2SIMUS3	2BOUME3
99	12.049	25.225	0.0000861	40	2SIMUS3	2TIMED3
100	5.933	12.848	0.0000417	40	2SEDJE3	2TIMED3
101	0.428	0.569	0.0000944	60	2KOUBA3	2HAMMA3
102	5.843	20.707	0.0000639	60	2SIMUS3	2DBKHE3
103	2.459	8.219	0.0000278	60	2TIOUZ3	2DBKHE3
104	2.005	6.700	0.0000222	60	2TIOUZ3	2FREHA3
105	2.005	6.700	0.0000222	60	2TIOUZ3	2FREHA3
106	3.690	12.330	0.0000417	60	2MEDEA3	2EAFFR3
107	4.306	14.386	0.0000500	60	2BERRO3	2MEDEA3
108	4.306	14.386	0.0000500	60	2BERRO3	2MEDEA3
109	4.306	14.386	0.0000500	60	2KHERB3	2OFODA3
110	1.231	4.111	0.0000139	60	2KHERB3	2ADEF13
111	4.061	10.058	0.0000389	50	2TIMED3	2DBKHE3
112	4.554	15.210	0.0000528	50	2TENES3	2OUSLY3
113	0.151	0.198	0.0000333	60	2APORT3	2MUSTA3

114	0.378	0.500	0.0000833	60	2APORT3	2AMIRA3
115	1.847	6.538	0.0000194	60	2BEMER3	2KOLEA3
116	0.616	2.178	0.0000056	60	2ADEFL3	2ADEFI3
117	7.647	36.058	0.0001161	250	3ABEID6	3AMLIL6
118	6.728	31.799	0.0001023	250	3ABEID6	3TEBE16
119	4.792	22.603	0.0000727	250	3ABEID6	3EAOU16
120	5.082	23.958	0.0000771	250	3AMLIL6	4BATNA6
121	2.710	12.874	0.0000413	250	3AMLIL6	3KHROU6
122	15.585	60.452	0.0001878	200	3AMLIL6	4EHASI6
123	6.292	29.669	0.0000955	250	4BISKR6	4BARI16
124	8.276	39.010	0.0001256	250	4BARI16	4MSILA6
125	0.726	3.388	0.0000110	250	4BARI16	4BARIK6
126	10.067	47.577	0.0001531	250	4BISKR6	4BATNA6
127	14.665	52.030	0.0001587	200	3EAOU16	3KHROU6
128	15.440	54.644	0.0001667	200	3EHADJ6	3KHROU6
129	9.244	52.718	0.0000998	200	3EHADJ6	3RADJA6
130	2.468	8.712	0.0000267	200	3RADJA6	3SKIKD6
131	9.244	32.718	0.0000998	200	3KHROU6	3SKIKD6
132	4.937	28.943	0.0001558	250	4JIJEL6	4DARGU6
133	5.372	36.736	0.0002436	450	4JIJEL6	4EKSEU6
134	5.856	21.683	0.0000671	200	4DARGU6	4EKSEU6
135	11.180	52.708	0.0001696	250	4EHASI6	4JIJEL6
136	4.937	33.590	0.0000217	450	3AMLIL6	4JIJEL6
137	3.146	21.393	0.0001419	450	4JIJEL6	3RADJA6
138	3.582	24.490	0.0001624	450	3RADJA6	3EHADJ6
139	2.662	18.344	0.0001217	450	3TEBE16	3EAOU16
140	7.889	28.072	0.0000855	200	4DARGU6	4EHASI6
141	5.614	26.475	0.0000853	250	4MSILA6	4BBARE6
142	5.614	26.475	0.0000853	250	4EHASI6	4BBARE6
143	5.372	36.736	0.0002436	450	4EHASI6	4MSILA6
144	17.279	61.710	0.0001897	200	4DARGU6	4OATHM6
145	2.710	12.729	0.0000409	250	4OATHM6	3KHROU6
146	13.154	33.109	0.0001225	60	3DJONK4	3TEBE14
147	2.462	8.699	0.0000257	60	3TEBE14	3TEBES4
148	3.070	10.870	0.0000335	60	3TEBE14	3TEBES4
149	6.286	19.440	0.0000639	60	3EAOU14	3SOAHR4
150	10.967	33.210	0.0001099	60	3EHADJ4	3SOAHR4
151	15.001	25.828	0.0000837	60	3EAOU14	3TEBE14
152	8.954	42.398	0.0001364	250	4BISKR6	6MGHA16
153	8.954	42.398	0.0001364	250	6MGHA16	6TOUGO6
154	20.280	95.784	0.0003085	250	4BISKR6	6EOUED6
156	7.163	33.928	0.0001091	250	5TILGH6	5GHARD6
157	18.779	88.717	0.0002855	250	5TILGH6	5DJELF6
158	9.196	43.366	0.0001395	250	6TOUGO6	6EOUED6
159	14.375	67.857	0.0002184	250	6TOUGO6	6HMSNO6
160	8.083	38.091	0.0001256	250	6OURGL6	6HMSNO6

Tableau A.3 Caractéristique des lignes.

A.5. Cartes transformateurs(1)

N°	R (Ohm)	X(Ohm)	Lim. (MVA)	Sommet origine	Sommet extrémité	Rapport coté primaire	Rapport coté second.
161	5.953	151.976	400	3EHADJ6	3EHADJ4	1.000	1.030
162	3.001	70.277	240	3EAOU16	3EAOU14	1.000	1.030
163	0.581	35.913	240	3TEBE16	3TEBE14	1.000	1.030
164	0.581	35.913	240	2OUSLY6	2OUSLY3	1.000	1.030
165	0.581	35.913	240	2BERRO6	2BERRO3	1.000	1.030
166	1.404	50.965	120	2KHEMI6	2KHEMI3	1.000	1.030
167	0.678	24.974	360	2BEMER6	2BEMER3	1.000	1.030
168	0.920	33.880	180	2TIOUZ6	2TIOUZ3	1.000	1.030
169	0.581	35.913	240	2BOUIR6	2BOUIR3	1.000	1.030
170	0.678	24.974	360	2ALEST6	2ALEST3	1.000	1.030
171	0.774	25.410	240	2ARBAA6	2ARBAA3	1.000	1.030
172	1.162	71.826	120	2HAMM16	2HAMMA3	1.000	1.030
173	1.162	71.826	120	2HAMM26	2HAMMA3	1.000	1.030
174	0.339	23.958	360	2OFAYE6	2OFAYE3	1.000	1.030
175	0.581	35.913	240	2KHERB6	2KHERB3	1.000	1.030
176	4.308	161.656	40	2AOUSS6	2AOUSS2	1.000	1.030

Tableau A.4. Caractéristiques des transformateurs.

A.6. Cartes des nœuds à tension fixée

NOEUD	NOMBRE DE JEU DE BARRES	TENSION (kV)
1MEHA16	1	237.00
2ALEST6	1	235.00
4JIJEL6	1	237.00
4MSILA6	1	238.00
5TILGH6	1	238.00
6HMSNO6	1	240.00

Tableau A.5 Nœuds à tension fixée.

A.7. Cartes production

NOM DU NOEUD	PROD. ACTIVE	PROD. REACTIVE	Snom.
1MEHA1	750.00	400.00	1100.0
1MEHA2	300.00	160.00	0440.0
1TIARE	160.00	030.00	413.0
1RABLA	60.00	030.00	091.2
2ALEST	640.00	400.00	960.0
2APORT	100.00	060.00	150.0
2BAEZO	060.00	040.00	150.0
2BOUFA	080.00	050.00	130.0
3ANNAB	100.00	056.00	160.0

3ANNAB	100.00	056.00	160.0
3SKIKD	230.00	120.00	350.0
4DARGU	100.00	030.00	180.0
4JIJEL	550.00	050.00	800.0
4MSILA	360.00	050.00	1000.0
5TILGH	180.00	085.00	300.0
6HMSNO	200.00	085.00	300.0

Tableau A.6. Productions actives et réactives.

A.8. Codes des nœuds.

	Régions				tensions (kV)				
	ORAN	ALGER	SETIF	ANNABA	10	30	60	90	150
codes	1	2	3	4	1	2	3	4	5

Tableau A.7. Codes des régions et des niveaux de tension des nœuds.

A.9. Paramètres des machines.

Nom du groupe	$x'd$ (pu)	D (pu)	T_1 (s)	$x'q$ (pu)	xq (pu)	x_d (pu)	T_a (pu)	$T'do$ (pu)	K_a (pu)
1MEHA1	0.24	2.0	6.93	0.38	1.90	1.95	0.20	6.93	200
1MEHA2	0.24	2.0	6.93	0.38	1.90	1.95	0.20	6.93	200
1TIARE	0.24	2.0	19.0	0.37	1.87	2.13	0.20	6.67	200
1RABLA	0.20	2.0	7.7	0.38	1.63	1.70	0.20	6.00	200
2ALEST	0.26	2.0	6.93	0.38	2.00	2.13	0.20	8.20	200
2APORT	0.33	2.0	7.7	0.33	2.23	2.25	0.20	5.25	200
2BOUFA	0.20	2.0	16.9	0.20	2.29	2.55	0.20	13.0	200
2BAEZO	0.21	2.0	15.12	0.03	1.87	2.20	0.20	5.20	200
3ANNAB	0.21	2.0	7.7	0.38	1.63	1.70	0.20	6.00	200
3SKIKD	0.25	2.0	8.4	0.37	1.95	1.92	0.20	5.70	200
4DARGU	0.30	2.0	14.0	0.38	0.95	1.52	0.20	5.70	200
4JIJEL	0.34	2.0	9.98	0.38	1.80	2.00	0.20	5.34	200
4MSILA	0.20	2.0	18.3	0.22	1.80	1.80	0.20	6.80	200
5TILGH	0.16	2.0	16.35	0.38	1.45	1.45	0.20	9.37	200
6HMSNO	0.16	2.0	16.35	0.38	1.45	1.70	0.20	9.37	200

Tableau A.8. Paramètres des machines.

ANNEXE B

Agrégation dynamique et équivalent.**B.1 Equivalent du réseau algérien vu du réseau marocain.**

R(ohm)	X(ohm)	Limite(MVA)	nœud origine	nœud extrémité
5.898	20.063	3000	1GHAZA6	1TLEMC6
-2353.626	14346.520	3000	1GHAZA6	Eg1
-2426.987	9265.590	3000	1GHAZA6	Eg2
-55.283	2803.912	3000	1GHAZA6	Eg3
-96.611	300.905	3000	1GHAZA6	Eg4
137.865	2623.813	3000	1GHAZA6	Eg5
61.978	-499.428	3000	1GHAZA6	Es
-218.761	-1299.682	3000	1TLEMC6	Eg1
-79.310	-948.646	3000	1TLEMC6	Eg2
-87.573	-264.825	3000	1TLEMC6	Eg3
10.902	47.454	3000	1TLEMC6	Eg4
-88.365	-246.293	3000	1TLEMC6	Eg5
10.628	48.945	3000	1TLEMC6	Es
-47.559	-604.497	3000	Eg1	Eg2
-54.932	-168.125	3000	Eg1	Eg3
-37.329	-192.871	3000	Eg1	Eg4
-79.301	-166.527	3000	Eg1	Eg5
6.676	30.980	3000	Eg1	Es
-36.717	-152.145	3000	Eg2	Eg3
-12.613	-128.810	3000	Eg2	Eg4
-33.949	-156.402	3000	Eg2	Eg5
2.891	23.233	3000	Eg2	Es
-12.426	-35.800	3000	Eg3	Eg4
-20.646	-38.607	3000	Eg3	Eg5
2.420	6.416	3000	Eg3	Es
-14.031	-32.613	3000	Eg4	Eg5
1.552	6.621	3000	Eg4	Es
2.221	4.848	3000	Eg5	Es

Tableau B.1 Réseau équivalent algérien vu du Maroc.

B.2 Equivalent du réseau algérien vu du réseau tunisien

R(ohm)	X(ohm)	Limite(MVA)	Nœud origine	nœud extrémité
3.498	60.486	3000	3EAOUI4	3EAOUI6
47.084	215.133	3000	3EAOUI4	3DJONK5
49.688	161.836	3000	3EAOUI4	3EHADJ4
-407.388	-1185.635	3000	3EAOUI4	Eg1
-270.910	-1005.801	3000	3EAOUI4	Eg2
-231.383	-348.578	3000	3EAOUI4	Eg3
-79.643	-222.605	3000	3EAOUI4	Eg4
-202.526	-352.172	3000	3EAOUI4	Eg5
17.226	44.551	3000	3EAOUI4	Es
-452.627	1633.909	3000	3EAOUI6	3DJONK5
-870.960	-4320.729	3000	3EAOUI6	3EHADJ4
-85.309	-1270.553	3000	3EAOUI6	Eg1
273.289	-2290.202	3000	3EAOUI6	Eg2
242.029	570.321	3000	3EAOUI6	Eg3
-18.511	-239.388	3000	3EAOUI6	Eg4
214.976	283.312	3000	3EAOUI6	Eg5
4.923	48.485	3000	3EAOUI6	Es
-1207.002	-17786.220	3000	3DJONK5	3EHADJ4
194.583	-4776.402	3000	3DJONK5	Eg1
414.648	-3970.335	3000	3DJONK5	Eg2
-368.056	-1576.276	3000	3DJONK5	Eg3
25.345	-901.166	3000	3DJONK5	Eg4
-261.005	-1560.938	3000	3DJONK5	Eg5
-.497	182.145	3000	3DJONK5	Es
-558.919	-2262.191	3000	3EHADJ4	Eg1
-302.910	-1808.154	3000	3EHADJ4	Eg2
-5.286	182.815	3000	3EHADJ4	Eg3
-110.882	-425.202	3000	3EHADJ4	Eg4
-255.318	-564.110	3000	3EHADJ4	Eg5
24.562	85.266	3000	3EHADJ4	Es
-27.277	-491.594	3000	Eg1	Eg2
-62.173	-169.094	3000	Eg1	Eg3
-18.572	-124.610	3000	Eg1	Eg4
-68.993	-192.090	3000	Eg1	Eg5
4.026	23.252	3000	Eg1	Es
-45.585	-157.299	3000	Eg2	Eg3
-6.311	-92.352	3000	Eg2	Eg4
-29.836	-258.176	3000	Eg2	Eg5
1.748	18.624	3000	Eg2	Es
-12.114	-31.743	3000	Eg3	Eg4
-39.795	-77.296	3000	Eg3	Eg5
2.610	6.354	3000	Eg3	Es
-11.027	-31.876	3000	Eg4	Eg5
.815	4.375	3000	Eg4	Es
2.179	6.046	3000	Eg5	Es

Tableau B.2 Réseau équivalent algérien vu de la Tunisie.

ANNEXE C

Indice de stabilité par le signe du Jacobien**C.1. Indice pour les régimes établis après perte d'ouvrage.**

Ligne Déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Indice
1	1GHAZA6	1OUJDA6	1.84844346536574
2	1TLEMC6	1OUJDA6	3.76718212303640
3	1GHAZA6	1TLEMC6	5.53867995816045
4	1MEHA16	2OUSLY6	2.69110378765729
5	1MEHA16	2OUSLY6	Identique à la précédente
6	1MEHA16	1ZAHAN6	0.03427386256821
7	1MEHA26	1ZAHAN6	1.71167387691778
8	1MEHA26	1MEHA16	0.39336914505317
9	1MEHA16	1SBABE6	0.00000000000000
10	1RABLA6	1PELA16	Réseau non connexe
11	1PELA16	1ZAHAN6	Réseau non connexe
12	1PELA16	1PELAC6	Réseau non connexe
13	1RELIZ6	2OUSLY6	2.42863281863717
14	1RELIZ6	1MEHA16	0.18440246781283
15	1SAIDA6	1SBABE6	6.45327839855700
16	1SAIDA6	1TIARE6	0.90633799859745
17	1SBABE6	1TLEMC6	4.01728055279954
18	1TIARE6	2OUSLY6	1.12491329787977
19	1TLEMC6	1ZAHAN6	0.43813651480253
20	1BESAF6	1GHAZA6	0.00002406558135
21	1BESAF6	1ZAHAN6	0.00000000000000
22	1AISEF6	1BECHA6	Réseau non connexe
23	1SAIDA6	1AISEF6	Réseau non connexe
24	2ALEST6	2ARBAA6	1.35056299971062
25	2ALEST6'	2ARBAA6	Identique à la précédente
26	2ALEST6	2BOUIR6	3.37750422415989
27	2ALEST6	2HAMMI6	0.04254074918124
28	2ALEST6	2OFAYE6	0.14789367984499
29	2OFAYE6	2HAMM26	0.01085574576824
30	2ALEST6	2TIOUZ6	1.81612787698994
31	2ARBAA6	2KHEMI6	1.39219294973874
32	2BEMER6	2OFAYE6	1.91704046882915
33	2ARBAA6	2BEMER6	1.60730512479781
34	2BEMER6	2KHEMI6	0.47979313591057
35	2BERRO6	2KHEMI6	2.74296158490731
36	2BOUIR6	4MSILA6	3.23345392841037
37	2BOUIR6	2BERRO6	1.04121732031434
38	2BERRO6	2AOUS16	1.74676765031961
39	2AOUS16	5DJELF6	0.69245691968071
40	2AOUS16	2AOUSS6	Réseau non connexe
41	2KHEMI6	2OUSLY6	6.29230839350871

42	2KHEMI6	2OUSLY6	Réseau non connexe
43	2OUSLY6	2KHERB6	1.93742226824091
44	2KHERB6	2KHEMI6	0.13832758261746
45	5DJELF6	4MSILA6	2.62253238117741
46	2TIOUZ6	4EKSEU6	1.67071137803420
47	2BOUIR6	4AKBO16	3.39540551774846
48	4AKBO16	4DARGU6	3.25086703799775
49	4AKBO16	4AKBOU6	Réseau non connexe
50	2ALEST3	2BAEZO3	10.75191440313004
51	2ALEST3	2A.TAY3	4.89168443108075
52	2A.TAY3	2BAEZO3	2.16840333164146
53	2APORT3	2HAMMA3	7.66738395764044
54	2APORT3	2HAMMA3	Identique à la précédente
55	2APORT3	2TAFOU3	1.94341609519782
56	2ARBAA3	2ALEST3	18.69495730260642
57	2ARBAA3	2EHARA3	12.76271300285038
58	2ARBAA3	2EHARA3	Identique à la précédente
59	2ARBAA3	2KOUBA3	11.75135080994785
60	2ARBAA3	2BARAK3	3.31055915540520
61	2BARAK3	2KOUBA3	5.06032485854784
62	2ARBAA3	2ROUIB3	12.21090252590115
63	2BAEZO3	2ROUIB3	5.96432722788102
64	2BAEZO3	2EHARA3	8.58506293094509
65	2BAEZO3	2EHARA3	Identique à la précédente
66	2BEAKN3	2OFAYE3	3.54920985317927
67	2BEAKN3	2ABENI3	0.59924440625093
68	2ABENI3	2OFAYE3	4.54574445259543
69	2ROUII3	2ALEST3	1.06940501112978
70	2ROUIB3	2ROUII3	1.81528710206008
71	2HAMMA3	2GLACI3	2.57152710446916
72	2EHARA3	2GLACI3	2.82581511483265
73	2HAMMA3	2TAFOU3	9.98240127841755
74	2KOUBA3	2HAMMA3	6.59958643279279
75	2KOUBA3	2GOLF.3	Réseau non connexe
76	2AURAS3	2TAFOU3	Réseau non connexe
77	2ALEST3	2SIMUS3	11.12462706947035
78	2ALEST3	2SIMUS3	Identique à la précédente
79	2BOUME3	2ALEST3	2.26817352782943
80	2ARBAA3	2BOUFA3	14.19544172242674
81	2ARBAA3	2BOUFA3	Identique à la précédente
82	2EAFFR3	2BEMER3	4.00306161424885
83	2BOUFA3	2BEMER3	5.52477732289615
84	2BERRO3	2GHRIB3	4.01137026250526
85	2BERRO3	2K.BOU3	Réseau non connexe
86	2BOUFA3	2BLIDA3	0.91771361783493
87	2BLIDA3	2EAFFR3	2.14087945178313
88	2BOUFA3	2OFAYE3	9.96780478600449
89	2BOUIR3	2ILLIT3	0.30956924698078
90	2CHLEF3	2OUSLY3	0.35421519269624
91	2CHLEF3	2OFODA3	2.97983217025221

92	2BOUIR3	2SGHOZ6	Réseau non connexe
93	2ILLIT3	2SEDJE3	0.47249181031260
94	2KHEMI3	2ADEFI3	10.13323934426517
95	2GHRIB3	2KHEMI3	4.21709755623890
96	2EAFFR3	2CHERC3	2.29696997166730
97	2CHERC3	2KHEMI3	3.88596732351010
98	2SIMUS3	2BOUME3	1.55674830170819
99	2SIMUS3	2TIMED3	9.57690133363661
100	2SEDJE3	2TIMED3	2.53567053904430
101	2KOUBA3	2HAMMA3	Réseau non connexe
102	2SIMUS3	2DBKHE3	10.01819545880208
103	2TIOUZ3	2DBKHE3	0.18474824079738
104	2TIOUZ3	2FREHA3	4.83312888980651
105	2TIOUZ3	2FREHA3	Identique à la précédente
106	2MEDEA3	2EAFFR3	4.73247715863112
107	2BERRO3	2MEDEA3	7.47519728073110
108	2BERRO3	2MEDEA3	Identique à la précédente
109	2KHERB3	2OFODA3	2.67605109554731
110	2KHERB3	2ADEFI3	1.10427464771970
111	2TIMED3	2DBKHE3	2.17614838736283
112	2TENES3	2OUSLY3	Réseau non connexe
113	2APORT3	2MUSTA3	Réseau non connexe
114	2APORT3	2AMIRA3	Réseau non connexe
115	2BEMER3	2KOLEA3	Réseau non connexe
116	2ADEFI3	2ADEFI3	Réseau non connexe
117	3ABEID6	3AMLIL6	0.17298062365370
118	3ABEID6	3TEBE16	3.55939205975247
119	3ABEID6	3 ^E AOUI6	2.81038022554000
120	3AMLIL6	4BATNA6	0.63347982125453
121	3AMLIL6	3KHROU6	2.15620630802123
122	3AMLIL6	4 ^E HASI6	8.08629907911745
123	4BISKR6	4BARI16	1.33410389240053
124	4BARI16	4MSILA6	1.88950849692432
125	4BARI16	4BARIK6	Réseau non connexe
126	4BISKR6	4BATNA6	2.28537530581275
127	3EAOU16	3KHROU6	2.24876871389386
128	3EHADJ6	3KHROU6	8.55099191413641
129	3EHADJ6	3RADJA6	6.72585991916098
130	3RADJA6	3SKIKD6	Réseau non connexe
131	3KHROU6	3SKIKD6	4.12749240025853
132	4JIJEL6	4DARGU6	8.28583229006384
133	4JIJEL6	4EKSEU6	5.77197580318231
134	4DARGU6	4EKSEU6	3.37016183818662
135	4EHASI6	4JIJEL6	12.42955024474298
136	3AMLIL6	4JIJEL6	1.61031478747592
137	4JIJEL6	3RADJA6	0.47012777121626
138	3RADJA6	3SKIKD6	0.53441993023096
139	3TEBE16	3EAOU16	1.21144204057256
140	4DARGU6	4EHASI6	6.46589746703933
141	4MSILA6	4BBARE6	3.31997536949156

142	4EHASI6	4BBARE6	2.77362378882761
143	4EHASI6	4MSILA6	8.13145271507471
144	4DARGU6	4OATHM6	5.94588316946734
145	4OATHM6	3KHROU6	0.30253626097884
146	3DJONK4	3TEBE14	Réseau non connexe
147	3TEBE14	3TEBES4	2.92759482665373
148	3TEBE14	3TEBES4	Identique à la précédente
149	3EAOU14	3SOAHR4	-0.00001391056992
150	3EHADJ4	3SOAHR4	2.50356216819266
151	3EAOU14	3TEBE14	11.25971544189409
152	4BISKR6	6MGHAI6	1.35747323241013
153	6MGHAI6	6TOUGO6	1.02914773148141
154	4BISKR6	6EOUED6	3.95517206051196
155	5TILGH6	5GHARD6	Réseau non connexe
156	5TILGH6	5DJELF6	Réseau non connexe
157	6TOUGO6	6EOUED6	0.65152753237428
158	6TOUGO6	6HMSNO6	Réseau non connexe
159	6OURGL6	6HMSNO6	Réseau non connexe

Transfo déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Valeur propre dominante
160	3EHADJ6	3EHADJ4	0.00000000000000
161	3EAOU16	3EAOU14	0.43308962273412
162	3TEBE16	3TEBE14	0.00000000010662
163	2OUSLY6	2OUSLY3	-0.00000000070160
164	2BERRO6	2BERRO3	0.00000000000000
165	2KHEMI6	2KHEMI3	0.42458469767352
166	2BEMER6	2BEMER3	0.14456092014860
167	2TIOUZ6	2TIOUZ3	0.00000000000000
168	2BOUIR6	2BOUIR3	0.00000000000000
169	2ALEST6	2ALEST3	0.00271268228484
170	2ARBAA6	2ARBAA3	1.59343779949989
171	2HAMM16	2HAMMA3	2.14804148454972
172	2HAMM26	2HAMMA3	8.46657649715590
173	2OFAYE6	2OFAYE3	0.02834751057542
174	2KHERB6	2KHERB3	0.08360780683377
175	2AOUSS6	2AOUSS2	Réseau non connexe

Tableau C.1 Indice du Jacobien après déclenchement des dipôles.

Groupe déclenché	Indice
1MEHA1	0.01776397717268
1MEHA2	0.79231031163813
1TIARE	4.14342062057009
1RABLA	8.54995279493761
2ALEST	26.77173919187045
2APORT	14.47252360260113
2BOUFA	13.70966177672945
2BAEZO	17.87807007197857
3ANNAB	17.89966764541011
3SKIKD	18.82775881759474
4DARGU	21.71025640990905
4IJEL	25.25589573883796
4MSILA	24.95036570579836
5TILGH	24.12729702541018
6HMSNO	18.25891319590745

Tableau C.2 Indice du Jacobien après déclenchement des groupes.

ANNEXE D

Indice de stabilité par les valeurs propres dominantes du modèle des machines réduit**D.1. Valeurs propres dominantes après déclenchement des lignes.**

Ligne Déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Valeurs propres dominantes		Nœuds générateurs les plus contributeurs
			P. réelle	P. imaginaire	
1	1GHAZA6	1OUJDA6	-.066989,	-6.890357	15,3
2	1TLEMC6	1OUJDA6	-.067327,	-6.889652	15,3
3	1GHAZA6	1TLEMC6	-.067443,	-6.890150	15,3
4	1MEHA16	2OUSLY6	-.097855,	-6.849813	15,3
5	1MEHA16	2OUSLY6	Identique à la précédente		
6	1MEHA16	1ZAHAN6	-.115089,	-6.841781	15,4
7	1MEHA26	1ZAHAN6	-.080655,	-6.887169	15,3
8	1MEHA26	1MEHA16	-.071005,	-6.870578	15,3
9	1MEHA16	1SBABE6	-.309904,	-5.113511	4
10	1RABLA6	1PELA16	Réseau non connexe		
11	1PELA16	1ZAHAN6	Réseau non connexe		
12	1PELA16	1PELAC6	Réseau non connexe		
13	1RELIZ6	2OUSLY6	-.092563,	-6.856947	15,3
14	1RELIZ6	1MEHA16	-.092155,	-6.855454	15,3
15	1SAIDA6	1SBABE6	-.060973,	-6.962079	15,3
16	1SAIDA6	1TIARE6	-.052040,	-6.908913	15,3
17	1SBABE6	1TLEMC6	-.078090,	-6.894925	15,3
18	1TIARE6	2OUSLY6	0.090995,	-7.458598	15,14
19	1TLEMC6	1ZAHAN6	-.086704,	-6.857848	15,3
20	1BESAF6	1GHAZA6	-.101939,	-6.810392	15,3
21	1BESAF6	1ZAHAN6	2.155226,	0.000000	3
22	1AISEF6	1BECHA6	Réseau non connexe		
23	1SAIDA6	1AISEF6	Réseau non connexe		
24	2ALEST6	2ARBAA6	-.059680,	-6.865987	15,3
25	2ALEST6	2ARBAA6	Identique à la précédente		
26	2ALEST6	2BOUIR6	-.045978,	-6.677817	15,3
27	2ALEST6	2HAMM16	-.054952,	-6.868302	15,3
28	2ALEST6	2OFAYE6	-.052277,	-6.849721	15,3
29	2OFAYE6	2HAMM26	-.057530,	-6.881539	15,3
30	2ALEST6	2TIOUZ6	-.059842,	-6.604261	3
31	2ARBAA6	2KHEMI6	-.041367,	-6.829071	15,3
32	2BEMER6	2OFAYE6	-.059836,	-6.877792	15,3
33	2ARBAA6	2BEMER6	-.063055,	-6.877811	15,3
34	2BEMER6	2KHEMI6	-.047450,	-6.797685	15,3
35	2BERRO6	2KHEMI6	-.012007,	-6.351605	3
36	2BOUIR6	4MSILA6	-.123427,	-6.526929	3
37	2BOUIR6	2BERRO6	-.071802,	-6.771320	15,3
38	2BERRO6	2AOUS16	-.048698,	-6.675903	15,3
39	2AOUS16	5DJELF6	-.061840,	-6.668305	15,3
40	2AOUS16	2AOUSS6	Réseau non connexe		
41	2KHEMI6	2OUSLY6	-.066189,	-6.814872	15,3

42	2KHEMI6	2OUSLY6	Réseau non connexe	
43	2OUSLY6	2KHERB6	-.104602, -6.734200	15,3
44	2KHERB6	2KHEMI6	-.091216, -6.759622	15,3
45	5DJELF6	4MSILA6	-.145189, -6.282559	14
46	2TIOUZ6	4EKSEU6	-.000646, -6.488135	3
47	2BOUIR6	4AKBO16	-.029060, -6.782325	15,3
48	4AKBO16	4DARGU6	-.028878, -6.778228	15,3
49	4AKBO16	4AKBOU6	Réseau non connexe	
50	2ALEST3	2BAEZO3	-.055135, -6.877469	15,3
51	2ALEST3	2A.TAY3	-.059101, -6.884252	15,3
52	2A.TAY3	2BAEZO3	-.058995, -6.883844	15,3
53	2APORT3	2HAMMA3	-.065308, -6.890247	15,3
54	2APORT3	2HAMMA3	Identique à la précédente	
55	2APORT3	2TAFOU3	-.066076, -6.891325	15,3
56	2ARBAA3	2ALEST3	-.065589, -6.890137	15,3
57	2ARBAA3	2EHARA3	-.064144, -6.890939	15,3
58	2ARBAA3	2EHARA3	Identique à la précédente	
59	2ARBAA3	2KOUBA3	-.065760, -6.891212	15,3
60	2ARBAA3	2BARAK3	-.065970, -6.891304	15,3
61	2BARAK3	2KOUBA3	-.065940, -6.891164	15,3
62	2ARBAA3	2ROUIB3	-.065582, -6.891445	15,3
63	2BAEZO3	2ROUIB3	-.060366, -6.885986	15,3
64	2BAEZO3	2EHARA3	-.063051, -6.889592	15,3
65	2BAEZO3	2EHARA3	Identique à la précédente	
66	2BEAKN3	2OFAYE3	-.066104, -6.891404	15,3
67	2BEAKN3	2ABENI3	-.066134, -6.891522	15,3
68	2ABENI3	2OFAYE3	-.066091, -6.891384	15,3
69	2ROUII3	2ALEST3	-.063108, -6.889159	15,3
70	2ROUIB3	2ROUII3	-.062927, -6.888331	15,3
71	2HAMMA3	2GLACI3	-.065021, -6.891603	15,3
72	2EHARA3	2GLACI3	-.064850, -6.891012	15,3
73	2HAMMA3	2TAFOU3	-.066100, -6.891483	15,3
74	2KOUBA3	2HAMMA3	-.065531, -6.890150	15,3
75	2KOUBA3	2GOLF.3	Réseau non connexe	
76	2AURAS3	2TAFOU3	Réseau non connexe	
77	2ALEST3	2SIMUS3	-.065424, -6.889670	15,3
78	2ALEST3	2SIMUS3	Identique à la précédente	
79	2BOUME3	2ALEST3	-.065449, -6.889511	15,3
80	2ARBAA3	2BOUFA3	-.058386, -6.882556	15,3
81	2ARBAA3	2BOUFA3	Identique à la précédente	
82	2EAFFR3	2BEMER3	-.065714, -6.889228	15,3
83	2BOUFA3	2BEMER3	-.051181, -6.852517	15,3
84	2BERRO3	2GHRIB3	-.064918, -6.883811	15,3
85	2BERRO3	2K.BOU3	Réseau non connexe	
86	2BOUFA3	2BLIDA3	-.057380, -6.883419	15,3
87	2BLIDA3	2EAFFR3	-.057835, -6.885760	15,3
88	2BOUFA3	2OFAYE3	-.051868, -6.869919	15,3
89	2BOUIR3	2ILLIT3	-.064720, -6.888373	15,3
90	2CHLEF3	2OUSLY3	-.063656, -6.884787	15,3
91	2CHLEF3	2OFODA3	-.064431, -6.882144	15,3

92	2BOUIR3	2SGHOZ6	Réseau non connexe	
93	2ILLIT3	2SEDJE3	-.064921, -6.888818	15,3
94	2KHEMI3	2ADEF13	-.063754, -6.884303	15,3
95	2GHRIB3	2KHEMI3	-.065010, -6.883952	15,3
96	2EAFFR3	2CHERC3	-.063049, -6.886935	15,3
97	2CHERC3	2KHEMI3	-.062709, -6.889040	15,3
98	2SIMUS3	2BOUME3	-.065610, -6.890225	15,3
99	2SIMUS3	2TIMED3	-.064098, -6.886534	15,3
100	2SEDJE3	2TIMED3	-.065172, -6.889131	15,3
101	2KOUBA3	2HAMMA3	Réseau non connexe	
102	2SIMUS3	2DBKHE3	-.063045, -6.884158	15,3
103	2TIOUZ3	2DBKHE3	-.062361, -6.883641	15,3
104	2TIOUZ3	2FREHA3	-.066058, -6.891311	15,3
105	2TIOUZ3	2FREHA3	Identique à la précédente	
106	2MEDEA3	2EAFFR3	-.060090, -6.886214	15,3
107	2BERRO3	2MEDEA3	-.064693, -6.890997	15,3
108	2BERRO3	2MEDEA3	Identique à la précédente	
109	2KHERB3	2OFODA3	-.064423, -6.881627	15,3
110	2KHERB3	2ADEF13	-.063709, -6.885760	15,3
111	2TIMED3	2DBKHE3	-.065772, -6.890880	15,3
112	2TENES3	2OUSLY3	Réseau non connexe	
113	2APORT3	2MUSTA3	Réseau non connexe	
114	2APORT3	2AMIRA3	Réseau non connexe	
115	2BEMER3	2KOLEA3	Réseau non connexe	
116	2ADEF13	2ADEF13	Réseau non connexe	
117	3ABEID6	3AMLIL6	-.063214, -6.876614	15,3
118	3ABEID6	3TEBE16	-.065619, -6.886098	15,3
119	3ABEID6	3EAQUI6	-.065699, -6.887976	15,3
120	3AMLIL6	4BATNA6	-.042696, -6.506758	15,3
121	3AMLIL6	3KHROU6	-.056060, -6.885563	15,3
122	3AMLIL6	4EHAS16	-.065383, -6.863079	15,3
123	4BISKR6	4BARI16	-.052897, -6.192947	15,3
124	4BARI16	4MSILA6	-.052747, -6.185319	15,3
125	4BARI16	4BARIK6	Réseau non connexe	
126	4BISKR6	4BATNA6	-.080505, -6.572579	15,3
127	3EAQUI6	3KHROU6	-.065243, -6.878337	15,3
128	3EHADJ6	3KHROU6	-.057936, -6.880787	15,3
129	3EHADJ6	3RADJA6	-.064310, -6.884692	15,3
130	3RADJA6	3SKIKD6	Réseau non connexe	15,3
131	3KHROU6	3SKIKD6	-.054054, -6.875344	15,3
132	4JIJEL6	4DARGU6	-.058010, -6.868805	15,3
133	4JIJEL6	4EKSEU6	-.041337, -6.826164	15,3
134	4DARGU6	4EKSEU6	-.049030, -6.849840	
135	4EHAS16	4JIJEL6	-.056465, -6.885479	15,3
136	3AMLIL6	4JIJEL6	-.070289, -6.850346	15,3
137	4JIJEL6	3RADJA6	-.045529, -6.823776	15,3
138	3RADJA6	3SKIKD6	-.061325, -6.891848	15,3
139	3TEBE16	3EAQUI6	-.065633, -6.884739	15,3
140	4DARGU6	4EHAS16	-.062585, -6.885170	15,3
141	4MSILA6	4BBARE6	-.057988, -6.881703	15,3

142	4EHASI6	4BBARE6	-.058110, -6.885875	15,3
143	4EHASI6	4MSILA6	-.050934, -6.874085	15,3
144	4DARGU6	4OATHM6	-.065840, -6.864163	15,3
145	4OATHM6	3KHROU6	-.065159, -6.874932	15,3
146	3DJONK4	3TEBE14	Réseau non connexe	
147	3TEBE14	3TEBES4	-.066060, -6.890800	15,3
148	3TEBE14	3TEBES4	Identique à la précédente	
149	3EAOU14	3SOAHR4	-.063313, -6.884993	15,3
150	3EHADJ4	3SOAHR4	-.065046, -6.887100	15,3
151	3EAOU14	3TEBE14	-.065777, -6.888812	15,3
152	4BISKR6	6MGHAI6	-.084706, -5.978639	15,3
153	6MGHAI6	6TOUGO6	-.078302, -5.941024	15,3
154	4BISKR6	6EOUED6	-.058413, -6.509585	15,3
155	5TILGH6	5GHARD6	Réseau non connexe	
156	5TILGH6	5DJELF6	Réseau non connexe	15,3
157	6TOUGO6	6EOUED6	-.055916, -6.521318	15,3
158	6TOUGO6	6HMSNO6	Réseau non connexe	
159	6OURGL6	6HMSNO6	Réseau non connexe	

Tableau D.1. Valeurs propres du système(M.R.) après déclenchement des lignes.

D.2 Valeurs propres dominantes après déclenchement des transformateurs..

Transfo Déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Valeur propre dominante	Nœuds générateurs les plus contributeurs
160	3EHADJ6	3EHADJ4	-.065835, -6.881876	15,3
161	3EAOU16	3EAOU14	-.065521, -6.890799	15,3
162	3TEBE16	3TEBE14	-.065367, -6.887588	15,3
163	2OUSLY6	2OUSLY3	-.061353, -6.891699	15,3
164	2BERRO6	2BERRO3	-.061279, -6.884913	15,3
165	2KHEMI6	2KHEMI3	-.065084, -6.889880	15,3
166	2BEMER6	2BEMER3	-.058198, -6.857242	15,3
167	2TIOUZ6	2TIOUZ3	-.061470, -6.882353	15,3
168	2BOUIR6	2BOUIR3	-.063626, -6.887862	15,3
169	2ALEST6	2ALEST3	-.058028, -6.836672	15,3
170	2ARBAA6	2ARBAA3	-.053070, -6.860152	15,3
171	2HAMM16	2HAMMA3	-.056380, -6.873248	15,3
172	2HAMM26	2HAMMA3	-.058986, -6.886309	15,3
173	2OFAYE6	2OFAYE3	-.052307, -6.868638	15,3
174	2KHERB6	2KHERB3	-.065838, -6.890174	15,3
175	2AOUSS6	2AOUSS2	Réseau non connexe	

Tableau D.2 Valeurs propres du système(M.R.) après déclenchement des transformateurs.

D.3 Valeurs propres dominantes après déclenchements des groupes.

Groupe déclenché	Valeur propre dominante	Nœuds générateurs les plus contributeurs
1MEHA1	-.071559, -6.800776	3, 15
1MEHA2	-.071379, -6.800163	3, 15
1TIARE	-.069340, -6.772669	3, 15
1RABLA	-.071857, -6.799315	3, 15
2ALEST	-.069980, -6.753388	3, 15
2APOT	-.070964, -6.778411	3, 15
2BOUFA	-.071024, -6.783635	3, 15
2BAEZO	-.071222, -6.791985	3, 15
3ANNAB	-.070333, -6.802051	3, 15
3SKIKD	-.069519, -6.832582	3, 15
4DARGU	-.071838, -6.931020	3, 15
4JIJEL	-.069469, -6.757255	3, 15
4MSILA	-.069566, -6.758157	3, 15
5TILGH	-.069937, -6.777366	3, 15
6HMSNO	-.069497, -6.820610	3, 15

Tableau D.3 Valeurs propres du système (M.R.) après déclenchement des groupes.

ANNEXE E.

Influence de la régulation de tension (modèle complet)**E.1. Valeurs propres dominantes après déclenchements des lignes**

Ligne Déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Valeur propre dominante	Nœuds générateurs les plus contribuants
1	IGHAZA6	IOUJDA6	-.072902, -4.047475	3, 15
2	ITLEMC6	IOUJDA6	-.072603, -4.046519	3, 15
3	IGHAZA6	ITLEMC6	-.072842, -4.047276	3, 15
4	IMEHA16	2OUSLY6	-.115929, -4.032796	3
5	IMEHA16	2OUSLY6	Identique à la précédente	
6	IMEHA16	IZAHAN6	-.092135, -3.892229	3, 15
7	IMEHA26	IZAHAN6	-.093175, -4.056094	3, 15
8	IMEHA26	IMEHA16	-.085553, -3.947815	3
9	IMEHA16	ISBABE6	-.260115, -2.512495	3, 4, 8
10	IRABLA6	IPELA16	Réseau non connexe	
11	IPELA16	IZAHAN6	Réseau non connexe	
12	IPELA16	IPELAC6	Réseau non connexe	
13	IRELIZ6	2OUSLY6	-.114841, -4.042957	3
14	IRELIZ6	IMEHA16	-.111891, -4.047169	3
15	ISAIDA6	ISBABE6	-.092881, -4.096678	3, 15
16	ISAIDA6	ITIARE6	-.159990, -3.741424	3
17	ISBABE6	ITLEMC6	-.077722, -4.056944	3, 15
18	ITIARE6	2OUSLY6	4.125851, -.000070	3
19	ITLEMC6	IZAHAN6	-.084665, -3.962757	3
20	IBESAF6	IGHAZA6	-.092792, -3.845404	4, 14
21	IBESAF6	IZAHAN6	3.866312, 0.000069	3
22	IAISEF6	IBECHA6	Réseau non connexe	
23	ISAIDA6	IAISEF6	Réseau non connexe	
24	2ALEST6	2ARBAA6	-.093298, -4.044238	3, 15
25	2ALEST6	2ARBAA6	Réseau non connexe	
26	2ALEST6	2BOUIR6	-.078267, -4.005977	3, 15
27	2ALEST6	2HAMM16	-.072075, -4.039403	3, 15
28	2ALEST6	2OFAYE6	-.084520, -4.024289	3, 15
29	2OFAYE6	2HAMM26	-.072589, -4.043595	3, 15
30	2ALEST6	2TIOUZ6	-.086541, -3.993154	3, 15
31	2ARBAA6	2KHEMI6	-.117038, -3.994611	3
32	2BEMER6	2OFAYE6	-.092923, -4.051559	3, 15
33	2ARBAA6	2BEMER6	-.093042, -4.056684	3, 15
34	2BEMER6	2KHEMI6	-.086093, -3.954832	3
35	2BERRO6	2KHEMI6	-.089118, -3.891106	3, 15
36	2BOUIR6	4MSILA6	-.111351, -3.942849	3
37	2BOUIR6	2BERRO6	-.085032, -3.984316	3

38	2BERRO6	2AOUS16	-.089045, -3.919332	3, 14
39	2AOUS16	5DJELF6	-.088939, -3.910605	3, 14
40	2AOUS16	2AOUSS6	Réseau non connexe	
41	2KHEMI6	2OUSLY6	-.118445, -4.000703	3
42	2KHEMI6	2OUSLY6	Identique à la précédente	
43	2OUSLY6	2KHERB6	-.086240, -3.937733	3
44	2KHERB6	2KHEMI6	-.084806, -3.957682	3
45	5DJELF6	4MSILA6	-.080430, -3.720265	3, 14
46	2TIOUZ6	4EKSEU6	-.088300, -3.952382	3, 15
47	2BOUIR6	4AKBO16	-.086201, -4.024438	3, 15
48	4AKBO16	4DARGU6	-.085741, -4.017433	3, 15
49	4AKBO16	4AKBOU6	Réseau non connexe	
50	2ALEST3	2BAEZO3	-.072964, -4.045629	3, 15
51	2ALEST3	2A.TAY3	-.073123, -4.047005	3, 15
52	2A.TAY3	2BAEZO3	-.073112, -4.046841	3, 15
53	2APORT3	2HAMMA3	-.073241, -4.048246	3, 15
54	2APORT3	2HAMMA3	Identique à la précédente	
55	2APORT3	2TAFOU3	-.073329, -4.048819	3, 15
56	2ARBAA3	2ALEST3	-.073203, -4.048163	3, 15
57	2ARBAA3	2EHARA3	-.073287, -4.048509	3, 15
58	2ARBAA3	2EHARA3	Identique à la précédente	
59	2ARBAA3	2KOUBA3	-.073291, -4.048670	3, 15
60	2ARBAA3	2BARAK3	-.073315, -4.048762	3, 15
61	2BARAK3	2KOUBA3	-.073288, -4.048604	3, 15
62	2ARBAA3	2ROUIB3	-.073349, -4.048770	3, 15
63	2BAEZO3	2ROUIB3	-.073034, -4.046702	3, 15
64	2BAEZO3	2EHARA3	-.073055, -4.047303	3, 15
65	2BAEZO3	2EHARA3	Identique à la précédente	
66	2BEAKN3	2OFAYE3	-.073353, -4.048900	3, 15
67	2BEAKN3	2ABENI3	-.073406, -4.049094	3, 15
68	2ABENI3	2OFAYE3	-.073349, -4.048876	3, 15
69	2ROUI13	2ALEST3	-.073246, -4.048442	3, 15
70	2ROUIB3	2ROUI13	-.073271, -4.048214	3, 15
71	2HAMMA3	2GLACI3	-.073337, -4.048627	3, 15
72	2EHARA3	2GLACI3	-.073246, -4.048161	3, 15
73	2HAMMA3	2TAFOU3	-.073339, -4.048892	3, 15
74	2KOUBA3	2HAMMA3	-.073154, -4.047774	3, 15
75	2KOUBA3	2GOLF3	Réseau non connexe	
76	2AURAS3	2TAFOU3	Réseau non connexe	
77	2ALEST3	2SIMUS3	-.073329, -4.048401	3, 15
78	2ALEST3	2SIMUS3	Identique à la précédente	
79	2BOUME3	2ALEST3	-.073414, -4.048668	3, 15
80	2ARBAA3	2BOUFA3	-.073087, -4.046335	3, 15

81	2ARBAA3	2BOUFA3	Identique à la précédente	
82	2EAFFR3	2BEMER3	-.092812, -4.066434	3, 15
83	2BOUFA3	2BEMER3	-.091511, -4.060446	3, 15
84	2BERRO3	2GHRIB3	-.092957, -4.062764	3, 15
85	2BERRO3	2K.BOU3	Réseau non connexe	
86	2BOUFA3	2BLIDA3	-.092569, -4.061873	3, 15
87	2BLIDA3	2EAFFR3	-.092536, -4.064804	3, 15
88	2BOUFA3	2OFAYE3	-.073189, -4.045246	3, 15
89	2BOUIR3	2ILLIT3	-.072962, -4.047777	3, 15
90	2CHLEF3	2OUSLY3	-.094080, -4.057976	3, 15
91	2CHLEF3	2OFODA3	-.094514, -4.050954	3, 15
92	2BOUIR3	2SGHOZ3	Réseau non connexe	
93	2ILLIT3	2SEDJE3	-.073074, -4.047983	3, 15
94	2KHEMI3	2ADEF13	-.094584, -4.053245	3, 15
95	2GHRIB3	2KHEMI3	-.092947, -4.063126	3, 15
96	2EAFFR3	2CHERC3	-.093684, -4.058508	3, 15
97	2CHERC3	2KHEMI3	-.093556, -4.062980	3, 15
98	2SIMUS3	2BOUME3	-.073349, -4.048710	3, 15
99	2SIMUS3	2TIMED3	-.073185, -4.047462	3, 15
100	2SEDJE3	2TIMED3	-.073214, -4.047951	3, 15
101	2KOUBA3	2HAMMA3	Réseau non connexe	
102	2SIMUS3	2DBKHE3	-.073186, -4.047382	3, 15
103	2TIOUZ3	2DBKHE3	-.092595, -4.066633	3, 15
104	2TIOUZ3	2FREHA3	-.073382, -4.048921	3, 15
105	2TIOUZ3	2FREHA3	Identique à la précédente	
106	2MEDEA3	2EAFFR3	-.093048, -4.065637	3, 15
107	2BERRO3	2MEDEA3	-.073270, -4.048929	3, 15
108	2BERRO3	2MEDEA3	Identique à la précédente	
109	2KHERB3	2OFODA3	-.094649, -4.049627	3, 15
110	2KHERB3	2ADEF13	-.094312, -4.056738	3, 15
111	2TIMED3	2DBKHE3	-.073330, -4.048643	3, 15
112	2TENES3	2OUSLY3	Réseau non connexe	
113	2APORT3	2MUSTA3	Réseau non connexe	
114	2APORT3	2AMIRA3	Réseau non connexe	
115	2BEMER3	2KOLEA3	Réseau non connexe	
116	2ADEF13	2ADEF13	Réseau non connexe	
117	3ABEID6	3AMLIL6	-.074349, -4.040843	3, 15
118	3ABEID6	3TEBE16	-.073809, -4.046004	3, 15
119	3ABEID6	3EAOU16	-.073660, -4.047005	3, 15
120	3AMLIL6	4BATNA6	-.088954, -3.998331	3, 15
121	3AMLIL6	3KHROU6	-.073104, -4.048259	3, 15
122	3AMLIL6	4EHAS16	-.075939, -4.038738	3, 15
123	4BISKR6	4BARI16	-.083643, -3.815188	3, 15
124	4BARI16	4MSILA6	-.084587, -3.806827	3, 15

125	4BARI16	4BARIK6	Réseau non connexe	
126	4BISKR6	4BATNA6	-.078652, -4.029015	3, 15
127	3EAOU16	3KHROU6	-.074465, -4.042483	3, 15
128	3EHADJ6	3KHROU6	-.073812, -4.044682	3, 15
129	3EHADJ6	3RADJA6	-.073872, -4.045556	3, 15
130	3RADJA6	3SKIKD6	Réseau non connexe	
131	3KHROU6	3SKIKD6	-.074048, -4.043495	3, 15
132	4JIJEL6	4DARGU6	-.073281, -4.042860	3, 15
133	4JIJEL6	4EKSEU6	-.072020, -4.031240	3, 15
134	4DARGU6	4EKSEU6	-.071797, -4.040977	3, 15
135	4EHASI6	4JIJEL6	-.074058, -4.047060	3, 15
136	3AMLIL6	4JIJEL6	-.077000, -4.037867	3, 15
137	4JIJEL6	3RADJA6	-.076188, -4.034879	3, 15
138	3RADJA6	3SKIKD6	-.092348, -4.074229	3, 15
139	3TEBE16	3EAOU16	-.073917, -4.045248	3, 15
140	4DARGU6	4EHASI6	-.073190, -4.046143	3, 15
141	4MSILA6	4BBARE6	-.074503, -4.041058	3, 15
142	4EHASI6	4BBARE6	-.074317, -4.044456	3, 15
143	4EHASI6	4MSILA6	-.075378, -4.035748	3, 15
144	4DARGU6	4OATHM6	-.075227, -4.040552	3, 15
145	4OATHM6	3KHROU6	-.073564, -4.046312	3, 15
146	3DJONK4	3TEBE14	Réseau non connexe	
147	3TEBE14	3TEBES4	-.073439, -4.048663	3, 15
148	3TEBE14	3TEBES4	Identique à la précédente	
149	3EAOU14	3SOAHR4	-.073634, -4.045263	3, 15
150	3EHADJ4	3SOAHR4	-.073602, -4.047136	3, 15
151	3EAOU14	3TEBE14	-.073547, -4.047557	3, 15
152	4BISKR6	6MGHAI6	-.087228, -3.808150	3, 15
153	6MGHAI6	6TOUGO6	-.084843, -3.784354	3, 15
154	4BISKR6	6EOUED6	-.085544, -3.953894	3, 15
155	5TILGH6	5GHARD6	Réseau non connexe	
156	5TILGH6	5DJELF6	Réseau non connexe	
157	6TOUGO6	6EOUED6	-.083188, -3.964576	3, 15
158	6TOUGO6	6HMSNO6	Réseau non connexe	
159	6OURGL6	6HMSNO6	Réseau non connexe	

Tableau E.1 Valeurs propres du système(M.C.) après déclenchement des lignes.

E.2. Valeurs propres dominantes après déclenchement des transformateurs.

Transfo déclenchée	Sommet origine	Sommet extrémité	Valeur propre dominante	Nœuds générateurs les plus contributeurs
160	3EHADJ6	3EHADJ4	-.074377, -4.046058	3, 15
161	3EAOUI6	3EAOUI4	-.073397, -4.048723	3, 15
162	3TEBE16	3TEBE14	-.073586, -4.047865	3, 15
163	2OUSLY6	2OUSLY3	-.076879, -4.054531	3, 15
164	2BERRO6	2BERRO3	-.071702, -4.050774	3, 15
165	2KHEMI6	2KHEMI3	-.073689, -4.048501	3, 15
166	2BEMER6	2BEMER3	-.074180, -4.046347	3, 15
167	2TIOUZ6	2TIOUZ3	-.093331, -4.060474	3, 15
168	2BOUIR6	2BOUIR3	-.072388, -4.049409	3, 15
169	2ALEST6	2ALEST3	-.092219, -4.048802	3, 15
170	2ARBAA6	2ARBAA3	-.073236, -4.042935	3, 15
171	2HAMM16	2HAMMA3	-.072548, -4.043741	3, 15
172	2HAMM26	2HAMMA3	-.073259, -4.047914	3, 15
173	2OFAYE6	2OFAYE3	-.073454, -4.045020	3, 15
174	2AOUSS6	2AOUSS2	Réseau non connexe	
175	2KHERB6	2KHERB3	-.073276, -4.048509	3, 15

Tableau E.2 valeurs propres du système après déclenchement des transformateurs.

E.3. Déclenchement groupes.

Groupe déclenché	Valeur propre dominante	Nœuds générateurs les plus contributeurs
1MEHA1	-.190291, -4.177783	3
1MEHA2	-.084850, -4.020791	3, 15
1TIARE	-.116962, -4.111875	3, 15
1RABLA	-.101529, -4.106665	2, 4
2ALEST	-.084484, -4.082840	3, 15
2APORT	-.091114, -4.147433	3, 15
2BOUFA	-.092888, -4.130522	3, 15
2BAEZO	-.082612, -4.089937	3, 15
3ANNAB	-.080932, -4.084515	3, 15
3SKIKD	-.090642, -4.106699	3, 15
4DARGU	-.082283, -4.079243	3, 15
4JIJEL	-.091478, -4.101440	3, 15
4MSILA	-.090768, -4.108051	3, 15
5TILGH	-.092496, -4.119377	3, 15
6HMSNO	-.120670, -4.105810	3, 14, 15

Tableau E.3 Valeurs propres du système après déclenchement des groupes.