

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE.
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE.
ECOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE – ALGER.
DEPARTEMENT DE GENIE ELECTRIQUE.



préparée par :

Messaoud BELAZZOUG
Ingénieur d'état en Electrotechnique (E.N.P. - Alger)

en vue de l'obtention
du grade de **MAGISTER** en **Electrotechnique**

Option : RESEAUX ELECTRIQUES/ HAUTE TENSION

Thème

**Répartition Optimale des
Sources de Puissance
Réactive dans un Réseau
Electrique**

Soutenu le 30 Juin 2001 devant les membres du jury suivant :

F. BOUDJEMA	Professeur,	E.N.P.	Président de jury
A. HELLAL	Maître de Conférences,	E.N.P.	Rapporteur
A. BOUBAKEUR	Professeur,	E.N.P.	Examineur
A. MEKHALDI	Maître de Conférences,	E.N.P.	Examineur
M. BOUDOUR	Chargé de Cours,	U.S.T.H.B.	Examineur

هذا العمل يمثل تطورا لطريقة ذات ثلاثة أطوار، معتمدة على مستويين، حيث الأول يتعلق بإيجاد الحجم و المعاينة الأمثلين لوسائل تعويض الطاقة المفاعلة، أما الثاني فيخص تضئيل مجمل الطاقات المفقودة من أجل عدة حالات للشبكة الكهربائية باعتبار بعض الحوادث و مختلف التغيرات في الطلب.

عولجت حركة وسائل التعويض الموجودة في الشبكة في الطور الأول، إستثمار معوضات جديدة في الطور الثاني، أما في الطور الثالث فإن أصغر قيمة للطاقة المفقودة مفضل على التعويض. إستعمال طريقة (Lagrangien) المسقط و المزودة مع طريقة (Gradient) المختزل أصبح لازما لحل مثل هذه المشاكل شديدة اللاخطية. للتحقق من نجاعة البرنامج المعد، قمنا بتطبيقه على شبكات نماذج IEEE 30 و 57 عقدة، وكذلك على الشبكة الوطنية الجزائرية لسونلغاز.

الكلمات المفاتيح: الشبكة الكهربائية، التعويض، الطاقة المفاعلة، التخطيط، البطاريات المكثفات، البرمجة اللاخطية.

Abstract

This work deals with the development of a three stages approach, proceeding on two levels where the first concerns the determination of optimal size and devices allocation of reactive energy compensation, whereas the second is concerned with the minimization of losses for various cases of power networks including eventual outages and load changes.

The movement of original compensation devices of network is treated in the first stage, the investment of new compensators in the second, while the third one makes the minimum of losses in priority level compared to compensation. The use of projected augmented Lagrangian method is shown necessary for solving this kind of highly nonlinear problems. To validate the elaborated program, applications on IEEE 30 bus and 57 bus networks are presented, as well as the Algerian network.

Keys words: Electrical network, Compensation, Reactive energy, Planning, Condenser's batteries, Nonlinear programming.

Résumé

Ce travail présente le développement d'une approche à trois phases, procédant en deux niveaux dont le premier concerne la détermination du volume et de la localisation optimale des moyens de compensation d'énergie réactive, tandis que le deuxième est consacré à la minimisation de l'ensemble des pertes pour plusieurs cas du réseau électrique incluant d'éventuels incidents et différentes variations de la charge.

Le mouvement des dispositifs de compensation existants dans le réseau est traité dans la première phase, l'investissement de nouveaux compensateurs dans la deuxième, alors que pour la troisième phase, le minimum des pertes est prioritaire à la compensation. L'utilisation de la méthode du Lagrangien projeté et augmenté associée au gradient réduit demeure nécessaire pour résoudre ce type de problème fortement non linéaire. Pour valider le programme élaboré, des applications sur les réseaux IEEE 30 et 57 nœuds sont présentées, ainsi que sur le réseau Algérien.

Mots clés: Réseau électrique, Compensation, Energie réactive, Planification, Batteries de condensateur, Programmation non linéaire.

DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail aux personnes qui ont cru en moi et
qui voient en moi leur futur et espoir.*

ma très chère mère,

mon très cher père,

mes sœurs Djazia, Karima, Roza et son mari Ismaïl, Samira et Kahina,

mon frère Samir,

au bébé de la famille Mehdi,

à mes amis,

à la mémoire de Ihab.

SOMMAIRE



DEDICACES	i
REMERCIEMENTS	ii
SOMMAIRE	iii
LISTE DES SYMBOLES	vi
INTRODUCTION GENERALE	1
CHAPITRE I : GENERALITES	4
I.1 Dualité : Réglage de la tension-Compensation de l'énergie réactive	4
I.2 Réglage de la tension sur les réseaux électriques	6
I.3 Origine et valeurs des limites de tension admissibles	7
I.3.1 Plages de tension admissible	8
I.3.2 Phénomène d'instabilité de la tension	9
I.3.3 Puissance maximale transmissible et tension critique	9
I.4 Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension	11
I.4.1 Adaptation offre - demande de l'énergie réactive	11
I.4.2 Condensateurs	12
I.4.3 Inductances	12
I.4.4 Groupes thermiques et hydrauliques	13
I.4.5 Compensateurs synchrones	13
I.4.6 Compensateurs statiques	13
CHAPITRE II : FORMULATION DU PROBLEME GLOBAL	15
II.1 Introduction	15
II.2 Formulation du problème	15
II.2.1 Description générale	15
II.2.2 Identification des variables et des fonctions objectives	17
II.2.3 Contraintes du système	18
II.2.4 Contraintes du mouvement de moyens de compensation	19
II.2.5 Formulation des fonctions objectives	20
II.2.6 Problème complet	22
II.3 Schéma de résolution	23
II.3.1 Décomposition et coordination	23
II.3.2 Organigramme de la résolution du problème global	24
II.3.3 Taille du problème global	26
II.4 Conclusion	26

CHAPITRE III : METHODOLOGIE DE RESOLUTION

28

III.1	Introduction	28
III.2	Ecoulement de puissance	29
III.2.1	Matrice admittance	29
III.2.2	Calcul d'écoulement de puissance	30
III.2.3	Méthode de Newton-Raphson	30
III.2.4	Application aux équations de l'écoulement de puissance	31
III.2.5	Organigramme de la méthode de Newton-Raphson	32
III.3	Optimisation de la compensation réactive	34
III.3.1	Méthode du Lagrangien projeté et augmenté	34
III.3.2	Méthode du gradient réduit	37
III.3.3	Organigramme de l'optimisation de la compensation réactive	41
III.4	Conclusion	42

CHAPITRE IV : RESULTATS ET INTERPRETATIONS

43

IV.1	Introduction	43
IV.2	Hypothèse du programme	43
IV.3	Application aux réseaux modèles	45
IV.3.1	Réseau modèle IEEE 30 nœuds	45
IV.3.1.1	Phase 1 et mouvement de moyens de compensation	45
IV.3.1.2	Phase 2 et investissement de moyens de compensation	48
IV.3.1.3	Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives	53
IV.3.2	Réseau modèle IEEE 57 nœuds	54
IV.3.2.1	Phase 1 et mouvement de moyens de compensation	55
IV.3.2.2	Phase 2 et investissement de moyens de compensation	61
IV.3.2.3	Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives	66
IV.3.3	Réseau Algérien 59 nœuds	67
IV.3.3.1	Phase 1 et mouvement de moyens de compensation	69
IV.3.3.2	Phase 2 et investissement de moyens de compensation	74
IV.3.3.3	Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives	80
IV.4	Conclusion	82

CONCLUSION GENERALE

83

BIBLIOGRAPHIE

86

ANNEXE A : Conditions nécessaires d'optimalité

89

ANNEXE B : Méthode Quasi-Newton

92

ANNEXE C : Méthode Fibonacci

94

ANNEXE D : Données des différents réseaux

96

ANNEXE D.1 : Données du réseau modèle IEEE 30 nœuds 96

ANNEXE D.2 : Données du réseau modèle IEEE 57 nœuds 98

ANNEXE D.3 : Données du réseau Algérien 59 nœuds 100

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

قَالَ رَبِّ اشْرَحْ لِي صَدْرِي ﴿٢٥﴾ وَيَسِّرْ لِي أَمْرِي ﴿٢٦﴾ وَأَخْلِلْ عُقْدَةَ مِنِّ
لِسَانِي ﴿٢٧﴾ يَفْقَهُوا قَوْلِي ﴿٢٨﴾ وَاجْعَلْ لِي وَزِيرًا مِّنْ أَهْلِي ﴿٢٩﴾ هَمَزُونَ
أَخِي ﴿٤٠﴾ أَشَدُّ بِهِ أَرْزِي ﴿٣١﴾ وَأَشْرِكُهُ فِي أَمْرِي ﴿٣٢﴾ كَيْ نُسَبِّحَكَ
كَثِيرًا ﴿٣٣﴾ وَنَذْكُرَكَ كَثِيرًا ﴿٣٤﴾ إِنَّكَ كُنْتَ بِنَا بَصِيرًا ﴿٣٥﴾

LISTE DES SYMBOLES

Chapitre I

U	: Tension aux bornes d'un alternateur,
ΔU	: Chute de tension dans la ligne,
R	: Résistance de la ligne,
X	: Réactance de la ligne,
P	: Puissance active transmise dans la ligne,
Q	: Puissance réactive transmise dans la ligne,
I	: Courant de ligne,
Z	: Impédance d'un dipôle (une charge),
φ	: Déphasage d'un dipôle (une charge),
X	: Impédance du réseau (alternateur),
V_s	: Tension efficace de la source,
V_c	: Tension aux bornes de la charge,
P_c	: Puissance active absorbée par la charge,
P_{\max}	: Puissance active maximale transmise par la source,
V_{crit}	: Tension efficace critique aux bornes de la charge,

Chapitre II

U^h	: Le vecteur de variables de contrôle dans le cas h,
X_w^h	: Le vecteur de variables d'état dans le cas h,
W	: Le vecteur de variables de contrôle (les compensateurs d'énergie réactive),
$O(U, X)$: La fonction coût de fonctionnement (minimisation des pertes),
$D(W)$: La fonction coût de mouvement,
$C(W)$: La fonction coût d'investissement,
N	: Le nombre total des nœuds dans le réseau,
N_G	: Le nombre des nœuds de régulation,
N_{PQ}	: Le nombre des nœuds de charge,
V_K	: Module de la tension au nœud de charge K ,
σ_J	: Déphasage de la tension au nœud J ,

- P_{GI} : Puissance active générée au nœud contrôlé I ,
 Q_{GI} : Puissance réactive générée au nœud contrôlé I ,
 N_T : Le nombre des régleurs en charge dans le système,
 V_I : Module de la tension au nœud contrôlé I ,
 T_J : Rapport de transformation du $J^{\text{ième}}$ régleur en charge,
 Q_{CK} : Puissance réactive fournie par le compensateur installé au nœud K ,
 Q_{LK} : Puissance réactive absorbée par le compensateur installé au nœud K ,
 Y^h : Matrice admittance du réseau électrique au cas h ,
 G^h : Matrice partie réelle de l'admittance du réseau électrique au cas h ,
 B^h : Matrice partie imaginaire de l'admittance du réseau électrique au cas h ,
 P_{IJ} : Puissance active transitée entre les nœuds I et J ,
 Q_{IJ} : Puissance réactive transitée entre les nœuds I et J ,
 g_{IJ}^0 : Conductance shunt de la branche I - J ,
 b_{IJ}^0 : Susceptance shunt de la branche I - J ,
 S_{IJmax} : Limite thermique de la puissance de transit dans la ligne I - J ,
 SQC : Réserve de puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs,
 SQL : Réserve de puissance réactive absorbée par les réactances shunt,
 WI_I : Valeur initiale de la susceptance placée au nœud I ,
 S_{CI}, S_{LI} : Coûts unitaires respectifs aux sources capacitatives et inductives,
 P_{loss} : Pertes actives perdues,
 E_{loss} : Energie active perdue,
 h_{max} : Nombre maximal de cas du réseau considérés,
 T_h : Période du cas h ,
 U^m : Vecteur de variables de contrôle minimales,
 X^m : Vecteur de variables d'état minimales,
 U^M : Vecteur de variables de contrôle maximales,
 X^M : Vecteur de variables d'état maximales,
 $g(U,X)$: Contraintes égalités,
 $h(U,X)$: Contraintes inégalités,
 $Z(W)$: Contraintes de mouvement de moyens de compensation,
 ISW : Variable de travail,
 NP : Nombre de variables,
 N_L : Nombre de lignes,
 NS_{M1} : Nombre de contraintes de la phase 1,
 NS_{L2} : Nombre de contraintes de la phase 2,

Chapitre III

- Y_{bus} : Matrice admittance,
 y_{ij} : Admittance série de la ligne i-j,
 Y_{ij} : Elément de la $i^{\text{ème}}$ ligne et la $j^{\text{ème}}$ colonne de la matrice Y_{bus}
 T_{ij} : Rapport du régleur en charge du transformateur (i,j)
 y_{ij}^{shunt} : Admittance shunt de la ligne i-j,
 I_{BUS} : Vecteur courant,
 V_{BUS} : Vecteur tension,
 $[J(x_0)]$: Matrice jacobienne,
 θ_{ij} : Déphasage de l'admittance y_{ij} ,
 x : Vecteur de variables non linéaires,
 y : Vecteur de variables linéaires,
 c, d, b_1, b_2, u et l : Vecteurs constants ainsi que les matrices A_1, A_2, A_3 ,
 $F(x)$: Fonction continûment dérivable (fonction objective non linéaire),
 $f(x)$: Vecteur de fonctions continûment dérivables $\{f'(x)\}$ (contraintes non linéaires),
 n : Nombre total de variables,
 n_1 : Nombre de variables non linéaires,
 n_2 : Nombre de variables linéaires,
 m : Nombre total de contraintes,
 m_1 : Nombre de contraintes non linéaires,
 m_2 : Nombre de contraintes linéaires,
 \bar{f} : Approximation linéaire de f ,
 x_k : Estimation des variables non linéaires,
 λ_k : Estimation des multiplicateurs de Lagrange (ou variables duales),
 $L(x, y, x_k, \lambda_k, \rho)$: Lagrangien augmenté modifié,
 s_1, s_2 : Variables d'écart,
 x_S : Ensemble des variables super-basiques,
 x_B : Ensemble des variables basiques correspondant à la matrice basique B carrée
 x_N : Vecteur des variables non-basiques.
 Z : Matrice (opérateur),
 B, S et N : Matrice basique, super-basique et non basique représentant les contraintes,
 g : Gradient de la fonction objective (le Lagrangien augmenté),

- g_B, g_S, g_N : Gradients de la fonction objective basique, super-basique et non basique,
 $Z^T g$: Gradient réduit,
 H : Matrice des dérivées secondes de la fonction L ,
 p : Direction de descente,
 p_B, p_S, p_N : Directions de descente basique, super-basique et non basique,,
 π : Multiplicateur de Lagrange associé à B ,
 α : Pas de la descente,
 θ : Gradient correspondant à N (erreur sur le gradient),
 ϵ_c : Erreur de convergence.

INTRODUCTION GENERALE



L'économie et la sécurité d'un système de puissance sont les objectifs majeurs de l'application de calcul numérique dans l'industrie de puissance. C'est une tâche difficile qui fait appel à des analyses avancées vu la dimension et la complexité des réseaux électriques qui ne cessent de se développer.

La façon dont les sources de puissance réactive sont gérées dans les entreprises d'électricité, l'emploi de systèmes de réglage, leur degré d'automatisation et leur coordination diffèrent, ainsi que la philosophie des réglages. L'optimisation de la compensation réactive est souvent faite au sein d'un réglage tertiaire dont la durée peut atteindre plusieurs minutes.

Le principal objectif du réglage tertiaire est de maintenir la tension à l'intérieur des limites ou des plages visées. D'autres objectifs sont généralement pris en compte :

- ✓ Minimisation des pertes.
- ✓ Prévention de l'écroulement de tension et minimisation de déviations.
- ✓ Maintien de la réserve réactive.
- ✓ Minimisation des transits de puissance réactive.

Ces objectifs sont considérés normalement comme des objectifs complémentaires au principal objectif qui est le contrôle de la tension.

Ainsi, les appoints nécessaires pour ramener le plan de tension dans les plages de fonctionnement admissible, sont fournies par les systèmes de compensation de puissance réactive. Mais les retards dans les investissements, les retards également dans la réalisation des projets empêchant les déroulements planifiés des entretiens, conjugués aux incidents et à une évolution sans cesse croissante des charges, induisent dans la conduite et l'exploitation des systèmes des contraintes caractérisées par une saturation prématurée des

moyens de production, de transformation et de transport, par des plans de tension dégradés et des marges de régulation de tension et de vitesse très rétrécies incapables de faire face, dans la plupart des cas, aux comportements des réseaux.

Objectifs visés

Dans l'attente de la disponibilité de nouveaux ouvrages, liés à des programmes d'investissements pour des périodes limitées, nous proposons à travers cette étude, un mouvement optimal des moyens de compensation de puissance réactive en vérifiant toutes les contraintes du système, ensuite essayer de trouver à partir de ce point les pertes minimales. Cette première partie constituera ce que l'on dénommera la phase 1 d'optimisation des moyens de compensation de puissance réactive. Une autre phase, phase 2, consistera en l'option d'investissement de nouveaux moyens de compensation en association avec une minimisation des pertes. Enfin, une phase 3 correspondra en une combinaison optimale du mouvement et de l'investissement de ces moyens mais avec l'unique but de minimiser la moyenne des pertes.

L'un des objectifs essentiels de la planification de l'énergie réactive est aussi d'assurer la viabilité du système d'énergie électrique dans l'état de contingences. Nous considérerons ainsi, des cas défavorables afin de préparer, prévenir et planifier le système à faire face aux éventuels incidents. Bien qu'il reste toujours au planificateur la possibilité de juger les cas les plus échéants, le programme proposé donnera une solution à n'importe quelle variation survenue dans le transport de l'énergie ou suggérée d'être étudiée.

Traditionnellement, différentes approches empiriques ont été utilisées, toutes se basant sur un programme d'écoulement de puissance. Durant les dernières décennies, d'autres méthodes systématiques ont été élaborées. Beaucoup de ces formulations sont basées sur des méthodes de programmation linéaire [1,2,3]. D'autres recherches ont utilisé des méthodes de programmation quadratique ou en général des méthodes de programmation non linéaire [4]. D'autres travaux ont essayé la combinaison des deux méthodes citées [5]. Une autre méthode encore utilisée, procède par décomposition-coordination comme celle de BENDERS [6]. Vu la complexité du problème, la grandeur de l'échelle des variables et des contraintes, nous avons opté pour la programmation non

linéaire, en l'occurrence la méthode du Lagrangien augmenté et projeté, en association avec la méthode du gradient réduit et de Quasi-Newton [7].

Organisation des chapitres

Ce travail est structuré en quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, des généralités sur le problème de la compensation réactive et sa liaison avec la tension et les pertes seront présentées, ainsi que le matériel et la philosophie mis en service pour remédier à ce problème.

Dans le chapitre II, la formulation mathématique globale du problème pour la planification d'énergie réactive dans un réseau électrique est exposée, c'est à dire la formulation des deux sous-problèmes pour chaque phase, la première phase ne concernant que le mouvement de moyens de compensation, la deuxième l'investissement de ces moyens et la troisième phase développant une combinaison des phases 1 et 2. L'organigramme de résolution choisi y sera aussi présenté.

Le troisième chapitre présentera en détail l'algorithme de résolution, les méthodes choisies pour résoudre le problème d'allocation de la compensation de l'énergie réactive, entre autres la méthode de Newton-Raphson et celle du Lagrangien augmenté et projeté associé au Gradient réduit et de Davidon-Fletcher-Powell (méthode de Quasi-Newton).

Dans le dernier chapitre, seront présentées les applications faites sur les réseaux modèles IEEE standard : 30 bus, 57 bus, et enfin sur le Réseau National Algérien, ainsi que les interprétations des résultats de simulation.

En conclusion, nous tenterons de dégager les perspectives futures de ce travail sur la base des résultats trouvés, et sur la base des différents problèmes rencontrés.

CHAPITRE I

GENERALITES

I.1 DUALITE : REGLAGE DE LA TENSION--COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

Par convention, si une charge est inductive, elle absorbe de la puissance réactive; si elle est capacitive, elle fournit de la puissance réactive. Le réseau lui-même peut fournir de la puissance réactive lorsqu'il est faiblement chargé (du fait des capacités des lignes et des câbles) ou absorber de la puissance réactive lorsqu'il est fortement chargé (du fait des inductances des lignes et des transformateurs). Les alternateurs peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive.

De même que pour la puissance active, le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel; il en résulte des transits de puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut donc éviter ces transits, c'est-à-dire s'arranger pour réaliser, autant que faire se peut, un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées. En d'autres termes, on est amené à compenser la puissance réactive.

Il est donc clair que le problème du réglage de la tension, et celui de la compensation de la puissance réactive sont étroitement liés.

Examinons de plus près cette dualité existant entre le réglage de la tension sur le réseau et la compensation de l'énergie réactive, et qui résulte essentiellement d'un compromis technico-économique.

La tension en un nœud quelconque d'un réseau se déduit de la tension en un point où elle est fixée par un alternateur au moyen de l'expression (approximative) de la chute relative de tension :

$$\frac{\Delta U}{U} \approx \frac{RP + XP}{U^2} \quad (I-1)$$

Dans la pratique, on cherche à exploiter un réseau triphasé de transport [8]:

- ✓ en maintenant les chutes de tension en tout point de ce réseau entre certaines limites techniques;
- ✓ en minimisant les pertes actives dues aux transits des puissances active et réactive. Ces pertes peuvent s'exprimer sous la forme :

$$3RI^2 = R \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \quad (I-2)$$

Les expressions (I-1) et (I-2) montrent qu'il est souhaitable d'avoir un plan de tension U (c'est-à-dire une tension en chaque point du réseau) aussi uniforme que possible et de réduire les transits de puissance réactive Q .

Pour relever le plan de tension, il faut augmenter l'excitation des alternateurs. Pour réduire les transits de puissance réactive, il faut compenser localement la consommation réactive des charges et les pertes réactives des réseaux. Si la compensation était parfaite ($Q = 0$), on aurait une chute de tension relative de l'ordre de RP/U^2 et des pertes de l'ordre de RP^2/U^2 . Les pertes croissent peu lorsque $Q < P$ (soit $Q^2 \ll P^2$), il serait souhaitable, afin d'améliorer la sûreté de l'exploitation, de surcompenser le réseau, c'est-à-dire de fournir une puissance réactive plus élevée que celle consommée, de façon, par exemple, à annuler la chute de tension ($Q = -RP/X$). Dans ce cas, on peut montrer que les pertes augmentent, c'est-à-dire que le gain sur les pertes dû à l'augmentation de la tension est inférieur à leur accroissement dû à l'augmentation de Q .

Le minimum théorique pour les pertes est donc la compensation totale.

Par ailleurs, d'un point de vue économique, la compensation cesse d'être intéressante lorsque le coût des moyens de compensation, compte tenu de leur taux d'utilisation, devient supérieur au gain réalisé sur les pertes.

I.2 REGLAGE DE LA TENSION SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

De manière schématique, on peut considérer que le plan de tension sur un réseau est déterminé à partir des valeurs de la tension en un certain nombre de nœuds où l'on dispose de sources de tension qui permettent de fixer et de respecter une consigne de tension.

Sur le réseau THT, ces nœuds à tension tenue correspondent aux postes où sont raccordés les groupes de production; ceux-ci peuvent en effet maintenir une tension constante aux bornes de l'alternateur, tout au moins tant qu'ils n'arrivent pas en limite d'excitation. Sur les réseaux HT, les nœuds à tension tenue sont, d'une part, les nœuds où sont raccordés des groupes, d'autre part, les secondaires des transformateurs THT/HT dont la tension peut être maintenue sensiblement constante grâce à l'action des régleurs en charge, tout au moins tant que ceux-ci n'arrivent pas en butée.

La tension en tout autre nœud du réseau n'est alors que le reflet des chutes de tension entre le nœud considéré et les nœuds à tension tenue. Sur les réseaux THT et HT, ces chutes de tension sont dues en grande partie aux transits d'énergie réactive. Le contrôle de la tension en ces nœuds passe donc par un contrôle de ces transits qui s'obtient par une localisation et une utilisation appropriée de moyens de compensation de l'énergie réactive tels que des condensateurs ou des inductances. Ainsi, en règle générale, on s'efforcera de minimiser les transits d'énergie réactive sur les réseaux de transport, d'une part, en compensant une grande partie de la consommation réactive des charges grâce à des condensateurs installés dans les postes HT/MT, d'autre part, en compensant les pertes ou productions réactives dans les ouvrages (lignes, câbles, transformateurs) à l'aide des groupes ou de moyens spécifiques, telles des inductances raccordées au réseau THT.

On met ainsi en évidence l'imbrication des problèmes de tenue de tension et de compensation de l'énergie réactive sur les réseaux de transport.

Le problème posé à chaque instant à l'exploitant de ces réseaux présente un double aspect : d'une part, il faut fixer les valeurs de la tension aux nœuds à tension tenue; d'autre part, gérer les moyens de compensation de façon à obtenir aux autres nœuds des tensions compatibles avec les objectifs visés.

Sur le plan économique, en l'absence de clients raccordés directement, l'objectif est d'obtenir le plan de tension le plus haut possible afin de réduire les pertes Joule et donc de minimiser les coûts d'investissement et d'exploitation.

Sur le plan technique, il existe des contraintes qu'il convient de respecter et qui se traduisent par des valeurs maximales ou minimales de la tension admissible en chaque nœud.

L'établissement du plan de tension, pour une configuration du réseau et un niveau de charge donnés, se présente donc sous la forme d'un problème d'optimisation avec contraintes. L'optimum est, dans la pratique, difficile à atteindre, en raison des fluctuations de la demande d'énergie réactive dans le temps et des événements imprévus (indisponibilités de lignes ou de groupes par exemple) qui peuvent survenir sur le réseau; un ajustement permanent des consignes de tension ou de la gestion des moyens de compensation est donc nécessaire. Il est réalisé grâce à un ensemble de moyens dont la mise en œuvre est coordonnée au sein des réglages primaire et secondaire de tension.

I.3 ORIGINE ET VALEURS DES LIMITES DE TENSION ADMISSIBLES

Il existe, en chaque nœud du réseau, des valeurs limites de la tension qui ne peuvent être franchies. Ces contraintes ont pour origine les caractéristiques des matériels utilisés, les clauses contractuelles d'alimentation de la clientèle raccordée aux réseaux HT et le domaine de fonctionnement des régleurs en charge des transformateurs THT/HT et HT/MT.

En outre, le plan de tension doit être réglé à un niveau suffisamment élevé pour assurer un fonctionnement stable du réseau et éviter les risques d'écroulement de la tension dus au fonctionnement des régleurs en charge lorsque celle-ci descend au-dessous d'une valeur dite tension critique.

1.3.1 Plages de tension admissible

Limites dues aux caractéristiques des matériels utilisés : la tension est un paramètre essentiel de dimensionnement des matériels constituant les réseaux (transformateurs, etc.) qui sont construits pour fonctionner dans une plage donnée; la limite haute, en particulier, est imposée par la tenue diélectrique des isolants et tout dépassement de cette valeur se traduit par une accélération du vieillissement des appareils, et donc un accroissement des risques de détérioration prématurée. Ces limites sont, pour les réseaux Algériens, fixées à:

240 kV pour les réseaux 225 kV,

165 kV pour les réseaux 150 kV,

65 kV pour les réseaux 60 kV.

Limites résultant du Cahier des Charges de la concession du réseau d'alimentation générale en énergie électrique: ce Cahier des Charges fixe les valeurs limites de la tension de livraison contractuelle; en Algérie, il précise que la tension, mesurée au point d'utilisation en service normal, ne doit pas s'écarter de la valeur contractuelle de $\pm 10\%$ pour les réseaux de tension nominale égale 60 kV ou 150 kV et $\pm 6\%$ pour les réseaux dont la tension nominale dépasse 225 kV.

Domaine de fonctionnement des régulateurs en charge des transformateurs THT/ HT et HT/MT: la tension sur le réseau du côté primaire du transformateur doit être compatible, compte tenu de la plage dans laquelle peut varier le rapport de transformation, avec les valeurs admissibles du côté secondaire; cela conduit en particulier à fixer la limite inférieure de la tension sur les réseaux Algériens 225 kV à 210 kV.

En résumé, les plages de tension admissibles, sur les réseaux de transport pour satisfaire aux contraintes techniques d'exploitation sont les suivantes :

210 à 240 kV sur les réseaux 225 kV,

135 à 165 kV sur les réseaux 150 kV,

54 à 66 kV sur les réseaux 60 kV.

1.3.2 Phénomène d'instabilité de la tension

Tenue des matériels, minimisation des pertes sont des enjeux faciles à interpréter. Il existe toutefois un troisième enjeu, beaucoup moins trivial, éviter les risques d'écroulement du plan de tension.

Le phénomène d'instabilité de tension est dû au fonctionnement des régulateurs en charge lorsque la tension du réseau descend au-dessous d'une certaine valeur appelée tension critique. Il se produit, lorsque le réseau est très chargé, et que son fonctionnement est proche de la limite de puissance transmissible. La cause principale de ce phénomène est une insuffisance du réseau en moyens de tenue de tension et de compensation d'énergie réactive à la suite d'incidents ou de variations brusques de la consommation (montée de la charge). Viser un plan de tension élevé et bloquer éventuellement le fonctionnement des régulateurs de charge permettent d'éviter en exploitation le processus d'écroulement de la tension.

1.3.3 Puissance maximale transmissible et tension critique

Ces deux notions peuvent être mises en évidence de manière assez simple dans le cas d'un dipôle.

Considérons le cas simple d'un dipôle : une charge d'impédance Z :

$$Z = Z \angle \varphi$$

de déphasage φ , alimentée, au travers d'un réseau représenté par une impédance X , par une source de tension efficace constante V_s .

L'application de la loi d'Ohm à un tel système donne les relations suivantes :

- courant traversant le dipôle :

$$I = \frac{V_s}{\sqrt{X^2 + Z^2 + 2XZ \sin \varphi}} \quad (I-3)$$

- tension aux bornes de la charge :

$$V_C = \frac{ZV_S}{\sqrt{X^2 + Z^2 + 2XZ\sin\varphi}} \quad (I-4)$$

- Puissance active absorbée par la charge :

$$P_C = V_C I \cos\varphi = \frac{V_S^2 \cos\varphi}{\frac{X^2}{Z} + Z + 2X \sin\varphi} \quad (I-5)$$

En maximisant cette dernière relation, X étant fixé et Z variable, tout en conservant un déphasage φ constant, on peut voir que la puissance maximale transmise par la source est obtenue pour $Z = X$, ce qui donne :

$$P_{\max} = \frac{V_S^2 \cos\varphi}{2X(1+\sin\varphi)} \quad (I-6)$$

On met ainsi en évidence l'existence d'une limite de puissance transmissible par un dipôle. Pour ce maximum, la tension aux bornes de la charge vaut (si $Z = X$) :

$$V_{\text{crit}} = \frac{V_S}{\sqrt{2X(1+\sin\varphi)}} \quad (I-7)$$

Cette tension est appelée **tension critique**.

On arrive ainsi à la conclusion suivante :

Pour que le réseau soit stable pour une puissance active P , il faut donc que celle-ci soit délivrée à une tension V telle que:

$$V > \sqrt{X \frac{P}{\cos\varphi}} \quad (I-8)$$

Ce qui peut être assuré soit par une valeur V_C assez importante, soit par une injection de puissance réactive au niveau de la charge c'est à dire des consommateurs (**augmentation de $\cos\varphi$**), chacune de ces actions ayant pour effet de reculer la puissance critique.

A V et φ donnés; la puissance active délivrée P est telle que :

$$P < \frac{V^2 \cos \varphi}{2X(1 + \sin \varphi)} \quad (I-9)$$

Il n'est pas possible de délivrer une puissance supérieure à cette limite. Remarquons ainsi que l'amélioration du facteur de puissance $\cos \varphi$ au niveau des charges, augmente la possibilité de transporter plus d'énergie active sur le réseau, dans la mesure où si $\cos \varphi$ augmente, le rapport $\frac{\cos \varphi}{1 + \sin \varphi}$ augmente lui aussi entraînant une augmentation de la valeur de la puissance maximale.

Il existe donc un maximum de puissance active pouvant être absorbée par la partie réceptrice du dipôle. Elle correspond en particulier à une tension aux bornes de la charge appelée tension critique. Et une puissance active inférieure au maximum peut être fournie à une tension supérieure ou inférieure à la tension critique, la deuxième configuration correspond à un fonctionnement instable du réseau.

I.4 MOYENS DE COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE ET DE REGLAGE DE LA TENSION

I.4.1 Adaptation offre - demande de l'énergie réactive

L'analyse des variations de la demande réactive vue des réseaux de transport montre que le problème de l'adaptation offre – demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de matériels aux caractéristiques très différentes :

Le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques; celles-ci sont, tout au moins pour les charges, dans une large mesure prévisibles; une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyens dont l'action est discontinue et le temps de réponse relativement long (de quelques secondes à quelques minutes); cette catégorie de matériels comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux;

Le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires et à réaliser l'ajustement fin de l'équilibre offre – demande; cela nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde); entrent dans cette catégorie les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques développés récemment. On décrit brièvement ci-après ces différents matériels.

1.4.2 Condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges ou le réseau. On distingue deux types de matériels :

Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT; elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT, même si un certain nombre d'entre elles participent également à la compensation des charges; leur puissance est de 20 à 30 MVars; elles représentent environ 20 % du parc de condensateurs installés;

Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT; ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport; elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension de la MT; sur le plan technique, les batteries sont fractionnées en gradins de 2,4 ou 3 MVars selon la puissance des transformateurs HT/MT, chaque gradin pouvant être commandé séparément; la taille des gradins a été déterminée afin de limiter à 5 % la variation de tension maximale sur le jeu de barres MT au moment de la manœuvre d'un gradin.

1.4.3 Inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les réseaux de câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau (on dispose d'éléments de 100 MVars raccordés au réseau 225 kV), soit branchées sur les tertiaires des transformateurs 225/150 kV (éléments de 64 MVars raccordés à 30 kV).

1.4.4. Groupes thermiques et hydrauliques

Ils jouent un rôle essentiel dans le contrôle de la tension et la compensation de l'énergie réactive; ils constituent en effet les sources de tension du réseau grâce à la force électromotrice de l'alternateur; ils peuvent de plus échanger des quantités importantes d'énergie réactive avec le réseau; enfin, ils ont de bonnes performances sur le plan dynamique.

Les groupes sont donc bien situés pour satisfaire les besoins en compensation d'énergie réactive des réseaux de transport, d'autant plus que leurs performances dynamiques (modification de la production réactive en quelques dixièmes de seconde) leur permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande observées sur ces réseaux.

En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux de transport.

1.4.5 Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes qui peuvent fournir ou absorber de la puissance réactive sans mettre en jeu de puissance active (aux pertes internes près). Comme pour les groupes générateurs, la fourniture de puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements et l'absorption par des problèmes de stabilité statique.

Ces appareils ont des possibilités variant entre 20 et 60 MVars en fourniture, 10 et 30 MVars en absorption, et sont le plus souvent branchés sur le tertiaire d'un transformateur THT/HT.

1.4.6 Compensateurs statiques

Appelés ainsi parce qu'ils ne comportent aucun élément tournant, les compensateurs statiques sont constitués d'ensembles de condensateurs et d'inductances

commandés par thyristors. Ceux-ci sont montés tête-bêche dans chaque phase, chacun d'entre eux étant ainsi conducteur pendant une demi-période.

Différentes combinaisons sont possibles. L'une des plus utilisées consiste à associer une inductance commandée par thyristors à des gradins de condensateurs commandés manuellement. La puissance réactive absorbée par l'inductance varie en contrôlant la valeur efficace du courant qui la traverse par action sur l'angle d'amorçage des thyristors.

Dans la cas des batteries de condensateurs, les thyristors commandent la mise en service des différents gradins, et la puissance réactive fournie varie par palier.

Les compensateurs statiques ont de bonnes performances dynamiques (temps de réponse de quelques dixièmes de seconde); ils peuvent donc être utilisés pour le réglage de la tension, en particulier dans les zones éloignées des centres de production.

Ce sont, cependant, des appareils onéreux, tant en investissements qu'en exploitation en raison des pertes dont ils sont le siège. De plus, de tels appareils créent des harmoniques dont il faut se prémunir par l'installation de filtres.

CHAPITRE II

FORMULATION DU PROBLEME GLOBAL

II.1 INTRODUCTION

L'exploitant d'un réseau de transport et d'interconnexion doit gérer les deux problèmes imbriqués suivants : tenue de la tension et compensation de l'énergie réactive. Du point de vue économique, il s'agit d'obtenir le plan de tension le plus stable, afin de minimiser les pertes Joule, tout en tenant compte des limites techniques liées au dimensionnement du matériel.

Pour une configuration du réseau, des moyens de production donnés, de la consommation variable, il s'agit d'un problème d'optimisation non linéaire avec contraintes. En pratique, en raison des fluctuations aléatoires de la demande, des indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de transport, un ajustement permanent des consignes de tension et de la gestion des moyens de compensation est nécessaire. Les variables de commande sont donc les valeurs de la tension aux nœuds à tension tenue, et les moyens de compensation sur les autres nœuds, ainsi que les régulateurs en charge des transformateurs [9].

II.2 FORMULATION DU PROBLEME

II.2.1 Description générale

Le programme de contrôle que nous avons conçu pour résoudre le problème d'allocation optimale de l'énergie réactive est capable de satisfaire les points suivants :

- ✓ respecter les contraintes du système, c'est à dire les capacités de production, les capacités des lignes et les contraintes sur les tensions et les régulateurs en charge.
- ✓ utiliser en priorité toutes les sources de puissance réactive existantes, avant de penser à l'investissement et l'installation de nouveaux moyens de compensation.
- ✓ réaliser le minimum de mouvement des moyens de compensation réactive en comptabilisant les pertes actives.
- ✓ réaliser en parallèle un minimum éventuel d'investissement de moyens de compensation en gardant le plan de compensation existant.
- ✓ minimiser les pertes Joule en combinant le mouvement et l'investissement.

Les entrées demandées dans ce programme de calcul sont : l'écoulement de charge de base, toutes les données et informations concernant le développement et évolution du réseau (par exemple sur une période de cinq ans), les échantillons de la courbe de charge, les tensions des nœuds et les limites sur toutes les variables.

Le problème d'optimisation à traiter correspond donc à un algorithme de calcul de minimisation d'une fonction objective avec contraintes. Le critère utilisé à travers la procédure qui va suivre nécessite une utilisation complète des contrôleurs existants, avant d'installer n'importe quelle source d'énergie réactive.

La procédure de solution développée pour résoudre le problème d'emplacement d'énergie réactive est une procédure modulaire en trois phases :

- La première phase est composée de deux sous-problèmes dont le premier optimise le mouvement des moyens de compensation, après calcul des déviations des batteries de condensateurs et des selfs, ce qui permet de localiser les nœuds potentiels et candidats à la compensation, alors que le deuxième sous-problème optimise les pertes actives dans le cas normal ainsi que dans tous les cas de variation de charge incluant le cas du développement éventuel du réseau. Cependant, il faut noter qu'en ne considérant que le mouvement, cette phase peut

ne pas converger. Aussi, cette situation est prise en compte en faisant appel à l'investissement pour de nouvelles sources d'énergie réactive.

- La deuxième phase utilise les moyens de compensation existants sans faire de mouvements et optimise la répartition des sources de puissance réactive dans le réseau en traitant le problème en deux sous-problèmes. L'un lié à l'investissement de nouveaux compensateurs, l'autre minimisant les pertes Joule.
- La troisième phase donne un nouveau plan qui favorise le minimum des pertes actives au minimum du mouvement ou de l'investissement.

II.2.2 Identification des variables et des fonctions objectives

Considérons un réseau électrique soumis à un ensemble de contraintes de fonctionnement et considérons la décision de déplacer les compensateurs existants ou d'ajouter de nouveaux dispositifs générateurs d'énergie réactive de manière optimale. Pour cela, il faut connaître :

- ✓ la banque de données incluant toutes les informations sur le réseau pour chaque cas h .
- ✓ les variables de contrôle U^h et les variables d'état X^h ,
- ✓ les variables de contrôle W qui représentent les compensateurs d'énergie réactive,
- ✓ la forme de la fonction coût de fonctionnement (minimisation des pertes), soit $O(U, X)$,
- ✓ la forme de la fonction coût de mouvement, soit $D(W)$,
- ✓ la forme de la fonction coût d'investissement, soit $C(W)$.

Le vecteur d'état X du système est défini par :

$$X = (V_K, \sigma_J, P_{GI}, Q_{GI}) \quad I=1, \dots, N_G, \quad J=1, \dots, N, \quad K=1, \dots, N_{PQ} \quad \text{(II-1)}$$

- où
- N : le nombre total des nœuds dans le réseau.
 - N_G : le nombre des nœuds de régulation.
 - N_{PQ} : le nombre des nœuds de charge.
 - V_K : module de la tension au nœud de charge K .
 - σ_J : déphasage de la tension au nœud J .
 - P_{GI} : puissance active générée au nœud contrôlé I .
 - Q_{GI} : puissance réactive générée au nœud contrôlé I .

Le vecteur de contrôle U est défini par :

$$U = (V_I, T_J, Q_{CK}, Q_{LK}) \quad I = 1, \dots, N_G, \quad J = 1, \dots, N_T, \quad K = 1, \dots, N_{PQ} \quad (II-2)$$

- où
- N_T : le nombre des régulateurs en charge dans le système.
 - V_I : module de la tension au nœud contrôlé I .
 - T_J : rapport de transformation du $J^{\text{ième}}$ régulateur en charge.
 - Q_{CK} : puissance réactive fournie par le compensateur installé au nœud K .
 - Q_{LK} : puissance réactive absorbée par le compensateur installé au nœud K .

Le vecteur de contrôle W est défini par :

$$W = (Q_{CK}, Q_{LK}) \quad (II-3)$$

Nous avons choisi de séparer le vecteur W des variables de contrôle U , sachant que les autres variables sont aussi jugulées pour vérifier toutes les contraintes.

Soient P_{DI} et Q_{DI} respectivement les puissances actives et réactives consommées du cas de base en chaque nœud I . Soit α le niveau de charge qui est égal au rapport des puissances demandées du cas h aux puissances demandées du cas de base ($h = 1$).

II.2.3 Contraintes du système

La structure d'un réseau électrique dans chaque cas est caractérisée par sa matrice admittance $Y^h = G^h + jB^h$ et les caractéristiques de charge. Pour une structure donnée, les contraintes reflétant le bon fonctionnement du système se résument par :

(i) Equations d'écoulement de puissance :

$$\begin{aligned} P_{Gi}^k - \alpha^k P_{Di}^k - V_i^k \sum_{k=1}^N V_k^k (G_{ik}^k \cos(\sigma_i^k - \sigma_k^k) + B_{ik}^k \sin(\sigma_i^k - \sigma_k^k)) &= 0 \\ Q_{Gi}^k + Q_{Ti}^k - Q_{Di}^k - \alpha^k Q_{Di}^k - V_i^k \sum_{k=1}^N V_k^k (G_{ik}^k \sin(\sigma_i^k - \sigma_k^k) - B_{ik}^k \cos(\sigma_i^k - \sigma_k^k)) &= 0 \end{aligned} \quad (II-4)$$

$I = 1, \dots, N$

(ii) Limites sur les puissances de transit :

$$h(U, X) \leq 0 \quad \text{pour toutes les branches } I - J,$$

avec :

$$\begin{aligned}
 h(U, X) &= (P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)^{1/2} - S_{ij \max} \\
 P_{ij} &= V_i^2(-G_{ij} + g_{ij}^0) + V_i V_j (G_{ij} \cos(\sigma_i - \sigma_j) + B_{ij} \sin(\sigma_i - \sigma_j)) \\
 Q_{ij} &= V_i^2(+B_{ij} - b_{ij}^0) - V_i V_j (B_{ij} \cos(\sigma_i - \sigma_j) - G_{ij} \sin(\sigma_i - \sigma_j))
 \end{aligned} \tag{II-5}$$

où g_{ij}^0 et b_{ij}^0 sont respectivement la conductance et la susceptance shunt de la branche I - J , et $S_{ij \max}$ la limite thermique de la puissance de transit dans la ligne I - J .

(i) Limites sur les modules de tension :

$$V_{l \min}^h \leq V_l^h \leq V_{l \max}^h \quad l = 1, \dots, N \tag{II-6}$$

(ii) Limites sur les puissances actives et réactives générées et sur le rapport du régleur en charge.

$$\begin{aligned}
 P_{G l \min}^h &\leq P_{G l}^h \leq P_{G l \max}^h \\
 Q_{G l \min}^h &\leq Q_{G l}^h \leq Q_{G l \max}^h \\
 T_{K \min}^h &\leq T_K^h \leq T_{K \max}^h \quad l = 1, \dots, N_G; \quad K = 1, \dots, N_T
 \end{aligned} \tag{II-7}$$

(iii) Limites sur les puissances fournies et absorbées par les compensateurs installés au nœud l .

$$\begin{aligned}
 0 &\leq Q_{C l} \leq Q_{C l \max} \\
 0 &\leq Q_{L l} \leq Q_{L l \max} \quad l = 1, \dots, N_{CQ}
 \end{aligned} \tag{II-8}$$

La contrainte (II-4) est exprimée par :

$$g(U, X) = 0 \tag{II-9}$$

Les contraintes (II-6) à (II-8) peuvent être résumées par l'expression suivante :

$$\begin{aligned}
 U^m &\leq U \leq U^M \\
 X^m &\leq X \leq X^M
 \end{aligned} \tag{II-10}$$

où m et M indiquent respectivement la valeur minimale et la valeur maximale.

II.2.4 Contraintes du mouvement de moyens de compensation

Etant donné que l'hypothèse de déplacer les différents compensateurs installés dans le réseau de base est induite du principe d'utiliser uniquement la réserve disponible, et en aucune manière impliquer de nouvelles sources d'énergie réactive, il est évident que les seules contraintes qui traduisent cela s'expriment par :

$$\sum_{I=1}^{N_{PQ}} Q_{CI} \leq SQ_C$$

$$\sum_{I=1}^{N_{PQ}} Q_{LI} \leq SQ_L$$
(II-11)

avec SQ_C : réserve de puissance réactive fournie par les batteries de condensateurs.

SQ_L : réserve de puissance réactive absorbée par les réactances shunt.

Pour simplifier, on exprime cet ensemble de contraintes par :

$$Z(W) \leq 0$$
(II-12)

II.2.5 Formulation des fonctions objectives

Après avoir spécifié les variables de contrôle et les variables d'état, exprimons les fonctions objectives de chaque niveau du problème.

A-NIVEAU I

Fonction objective du problème de mouvement de moyens de compensation

La fonction qui modélise le mouvement optimal des dispositifs de compensation $D(W)$ est tout simplement le minimum des déviations de ces moyens (différence entre les valeurs initiales même nulles et les valeurs finales tel que :

$$D(W) = \sum_{I=1}^{2N_{PQ}} |W_I - WI_I|$$
(II-13)

où WI_I : la valeur initiale de la susceptance placée au nœud I .

Fonction objective du problème d'investissement de moyens de compensation :

Nous avons supposé, dans cette étude, que le coût d'investissement varie linéairement en fonction du volume du compensateur à installer. Le coût au niveau du nœud I s'écrit donc :

$$S_{CI} \cdot Q_{CI} + S_{LI} \cdot Q_{LI}$$
(II-14)

où S_{CI} et S_{LI} sont les coûts unitaires respectifs aux sources capacitatives et inductives.

Le coût d'investissement total est donné ainsi par :

$$C(W) = \sum_{l=1}^{N_{PQ}} (S_{Cl} \cdot Q_{Cl} + S_{Il} \cdot Q_{Il}) \quad (II-15)$$

B-NIVEAU 2

Fonction objective du problème de minimisation des pertes actives

Le problème posé au deuxième niveau traduit la minimisation des pertes ohmiques dissipées dans les lignes. L'expression exacte de ces pertes est :

$$P_{LOSS} = \sum_{l=1}^{N_G} P_{Gl} - \sum_{l=1}^{N_{PQ}} P_{Dl} \quad (II-16)$$

En utilisant la première équation de la contrainte (II-4) qui exprime l'écoulement de puissance active, nous pouvons déduire l'expression suivante :

$$P_{LOSS} = \sum_{l=1}^N V_l \sum_{k=1}^N V_k (G_{lk} \cos(\sigma_l - \sigma_k) + B_{lk} \sin(\sigma_l - \sigma_k)) \quad (II-17)$$

En examinant cette formule, nous constatons qu'il y a une double sommation des éléments en sinus et cosinus quand l est différent de k ($l \neq k$), ce qui nous permet de la réécrire en éliminant les termes en sinus à cause de son imparité, d'où l'expression suivante :

$$P_{LOSS} = \sum_{l=1}^N V_l \sum_{k=1}^N V_k \cdot G_{lk} \cos(\sigma_l - \sigma_k) \quad (II-18)$$

Dans le cas où nous voulons minimiser la moyenne des pertes actives de tous les cas du réseau, tel que posé dans la troisième phase, l'expression des pertes est donnée par :

$$(P_{LOSS})_{MOY} = \sum_{h=1}^{h_{MAX}} P_{LOSS}^h / h_{MAX} \quad (II-19)$$

Si nous supposons que tous les cas correspondent à des périodes similaires T_h , l'énergie perdue par unité de temps est la somme de toutes les énergies perdues divisée par le temps total T_T :

$$(E_{LOSS})_{MOY} = \sum_{h=1}^{h_{MAX}} P_{LOSS}^h \cdot T_h / T_T = \sum_{h=1}^{h_{MAX}} P_{LOSS}^h \cdot T_h / h_{MAX} \cdot T_h = \sum_{h=1}^H P_{LOSS}^h / h_{MAX} \quad (II-20)$$

Nous constatons que la moyenne des pertes actives représente l'énergie perdue par unité de temps.

II.2.6 Problème complet

L'optimisation de la compensation de l'énergie réactive est traitée de telle façon qu'on procède par deux niveaux :

- optimisation du mouvement ou de l'investissement comme problème maître au premier niveau,
- résolution du problème de fonctionnement ce qui correspond à la minimisation des pertes actives au deuxième niveau.

1^{er} niveau / 2^{ème} niveau :

$$\begin{aligned}
 & \min_U D(W^{(1)}) \quad / \quad \min_U C(W^{(1)}) \quad / \quad \min_U O(U, X) \\
 & \text{s.t.} \quad \begin{cases} g(U, X) = 0 \\ h(U, X) \leq 0 \\ U^m \leq U \leq U^M \\ X^m \leq X \leq X^M \\ Z(W^{(1)}) \leq 0 \quad / \quad Z(W^{(2)}) \leq 0 \end{cases} \quad W_{MAX} = W^{(1)}
 \end{aligned} \tag{II-21}$$

où h_{max} est le nombre total des différents cas pris en considération, les indices ⁽¹⁾ et ⁽²⁾ indiquant le niveau dans lequel les variables de contrôle W sont obtenues.

✓ Pour le mouvement :

SQ_C : est la somme de toutes les puissances réactives fournies par les batteries de condensateurs existantes déjà dans le système.

SQ_L : est la somme de toutes les puissances réactives absorbées par les réactances shunt existantes déjà dans le système.

✓ Pour l'investissement :

Ces deux données sont supposées infinies, autrement dit les deux contraintes qui les incluent ne sont pas prises en considération.

Les trois phases citées dans ce chapitre ont ainsi le même concept, mais différent dans le choix de la fonction objective et du point initial correspondant aux moyens de compensation disponibles. Cependant, les première et deuxième phases sont liées, dans le

cas où la première ne donnerait pas de solution réalisable. La troisième phase est indépendante des deux autres, puisque nous n'y considérons que le deuxième niveau.

En examinant la formulation du problème complet, il est facile de constater que c'est un problème non linéaire. Même pour un réseau électrique de taille modérée, la taille du problème est assez grande et donc difficile à résoudre.

II.3 SCHEMA DE RESOLUTION

II.3.1 Décomposition et coordination

Il n'existe pas d'algorithme général pour répondre au problème de compensation d'énergie réactive. Cependant, l'examen de la formulation du problème global, et le traçage des objectifs nous conduit à séparer les deux niveaux du problème, à savoir un premier niveau commun pour tous les cas ($h=1, \dots, h_{max}$), tandis que le deuxième niveau est déroulé soit pour chaque cas à part (Fig. II.1), pour minimiser les pertes en puissance active, soit pour optimiser la moyenne des pertes Joule pour tous les cas simultanément (Fig. II.2).

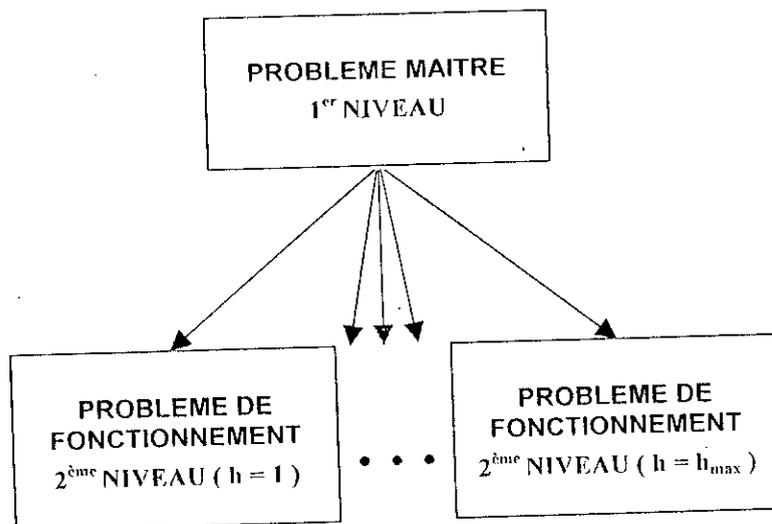


Fig. II.1

En déroulant le niveau 2 pour le cas h , indépendamment des autres cas, nous exécuterons h fois le programme principal, mais avec moins de variables et de contraintes.

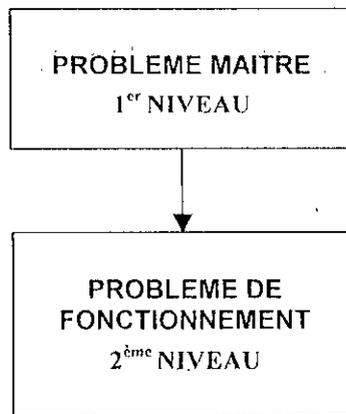


Fig. II.2

En fait, le niveau 1 cherche la réalisabilité par l'allocation optimale des sources de compensation, alors que le niveau 2 nous permet d'avoir un meilleur plan de tension et un plan optimal de production d'énergie réactive, tout en gardant l'optimalité obtenue dans le niveau 1.

La coordination des deux niveaux se fait par le changement des valeurs maximales des grandeurs de compensation, en l'occurrence $Q_{C, max}$ et $Q_{L, max}$, ce qui élimine, par conséquent, les contraintes du mouvement des moyens de compensation.

II.3.2 Organigramme de la résolution du problème global

Après avoir saisi les données du réseau de chaque cas, le programme d'écoulement de puissance optimisé est exécuté. Au début, la méthode de Newton-Raphson est utilisée pour le calcul de l'écoulement de puissance, et la méthode du gradient réduit généralisé pour minimiser le mouvement ou l'investissement des MVars des moyens de compensation, puis les puissance actives perdues au sein du réseau, tout en respectant les limites d'exploitation (ce qui correspond à un problème d'écoulement de puissance optimal). L'organigramme de la résolution du problème global est donné par Fig.II.3.

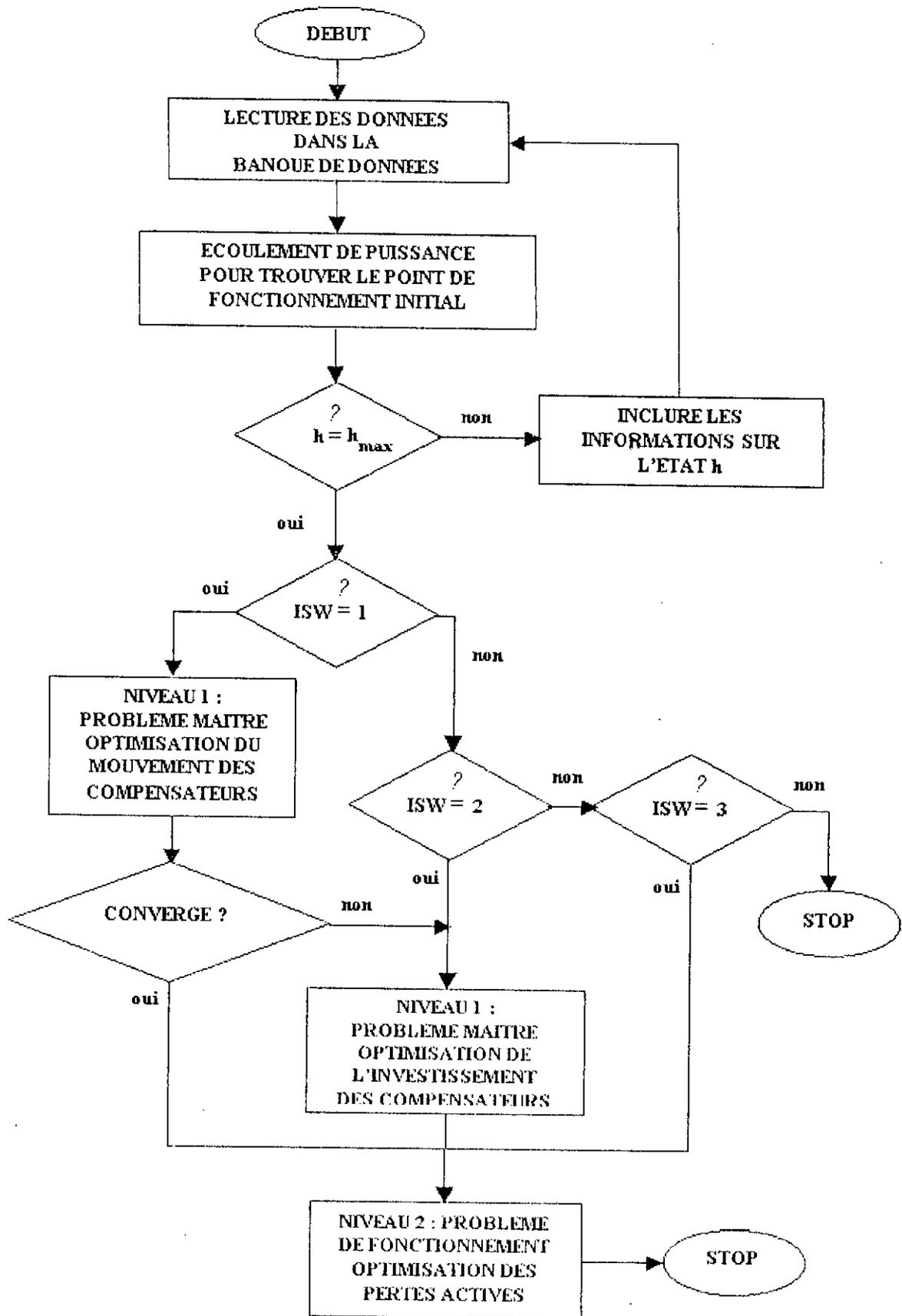


Fig. 11.3 : Organigramme de la résolution du problème global

La variable ISW est une variable de travail, elle indique la phase qu'on veut entreprendre.

II.3.3 Taille du problème global

Le nombre total de variables du problème global est égal à NP tel que :

$$NP = \sum_{h=1}^{h_{max}} (2N^h + 2N_G^h + N_I^h) + 2N_{PQ} \quad (II-22)$$

Dans le cas où on optimise les pertes actives pour chaque cas à part, le nombre de variables serait après substitution de h_{max} par 1 égal à NP^h tel que :

$$NP^h = 4N^h + N_I^h \quad (II-23)$$

Le nombre de contraintes du problème du mouvement de moyens de compensation est égal à NS_M tel que :

$$NS_M = \sum_{h=1}^{h_{max}} (2N^h + 2N_L^h) + 2 \quad (II-24)$$

où N_L est le nombre de lignes du réseau électrique du cas h .

Par contre, le nombre de contraintes du problème d'investissement de moyens de compensation NS_I est égal à NS_M amoindrie des deux contraintes du mouvement de ces moyens tel que:

$$NS_I = NS_M - 2 \quad (II-25)$$

II.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté la formulation mathématique globale du problème de planification de l'énergie réactive en tenant compte de la fluctuation de la charge, du développement du réseau, et de quelques incidents qui peuvent surgir, le tout en mode préventif.

Partant d'un plan de compensation existant, nous avons mis en place une première phase qui définit le point pour lesquels les dispositifs de compensation d'énergie réactive pourraient être sollicités pour atteindre la réalisabilité. La deuxième phase est consacrée

uniquement à l'investissement des moyens de compensation, tandis que la troisième phase est une autre procédure qui met en exclusivité la minimisation des pertes Joule comme seul objectif.

Nous avons présenté aussi dans ce chapitre, l'organigramme de la résolution du problème global et la taille du problème global par rapport à l'échelle du réseau considéré.

CHAPITRE III

METHODOLOGIE DE RESOLUTION

III.1 INTRODUCTION

L'objectif de calcul de l'écoulement de puissance optimisé consiste essentiellement à déterminer les caractéristiques du plan de fonctionnement du système de puissance : génération/transmission pour un ensemble de cas donné. La solution obtenue est caractérisée par le choix adéquat des contrôleurs de la compensation réactive en chaque nœud, son objectif étant aussi de déterminer toutes les autres grandeurs telles que la tension, l'angle et la production en chaque nœud du réseau.

Le problème de la compensation de l'énergie réactive du point de vue fonctionnement ou investissement a été largement étudié seul ou associé au problème d'énergie active [10,11]. Quelques références ont utilisé la programmation quadratique successive [12] et d'autres l'approche de Newton [13] en utilisant les équations complètes et couplées du réseau électrique. D'autres techniques considérant seulement le problème découplé Q/V [14,15] sont basées sur la programmation linéaire successive en association avec des fonctions de pénalité ou utilisent les techniques de Quasi-Newton [7], et d'autres techniques utilisant la programmation non linéaire comme celle du point intérieur [16] et celles s'appuyant sur des algorithmes évolués (génétiques) [17].

La méthode de Newton-Raphson est choisie pour résoudre le problème d'écoulement de puissance. Afin d'optimiser la compensation réactive, la méthode du Lagrangien projeté et augmenté associé au gradient réduit et Quasi-Newton a été utilisée.

III.2 ECOULEMENT DE PUISSANCE

La solution de l'écoulement de puissance, nous donne des informations concernant l'amplitude des tensions, les phases, les puissances actives et réactives dans chaque nœud du réseau, à partir desquels les courants, les puissances transitant dans les lignes et les pertes sont déduits, mais il faut d'abord constituer la matrice admittance.

III.2.1 Matrice admittance du réseau

D'une manière générale, le courant injecté au niveau d'un nœud s'écrit :

$$I_i = \sum_{j=1, j \neq i}^n (V_i - V_j) y_{ij} = V_i \sum_{i \neq j}^n y_{ij} - \sum_{j \neq i}^n V_j \cdot y_{ij} \quad (III-1)$$

d'autre part on a :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot V_j \quad (III-2)$$

avec y_{ij} l'admittance série de la ligne (i,j) ; V_i étant la tension au nœud i et Y_{ij} l'élément de la i^{ème} ligne et la j^{ème} colonne de la matrice Y_{bus} .

En comparant la formule (III-1) avec (III-2) on aboutit à :

$$Y_{ii} = \sum_{i \neq j}^n y_{ij} \quad (III-3)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij} \quad (III-4)$$

Pour avoir une forme complète de la matrice admittance, il faut ajouter tout les éléments shunts y_{ij}^{shunt} au niveau du nœud i; donc la matrice admittance du réseau est calculée en se basant sur l'algorithme suivant :

$$Y_{ii} = \sum_{i=1, j \neq i}^n \left(y_{ij}^{série} + \frac{y_{ij}^{shunt}}{2} \right) \quad (III-5)$$

et $Y_{ij} = -y_{ij} \quad (III-6)$

Si on considère T_{ij} le rapport du régulateur en charge du transformateur (i,j), alors la matrice admittance devient :

$$Y_{ii} = Y_{ii} + y_{ij} \cdot T_{ij}^2 \quad (III-7)$$

et $Y_{ij} = -y_{ij} \cdot T_{ij} \quad (III-8)$

III.2.2 Calcul d'écoulement de puissance

Le calcul de l'écoulement de puissance consiste à résoudre les équations et déterminer les variables non spécifiées de chaque nœud du réseau. Deux méthodes classiques sont généralement utilisées suivant la taille du réseau: la méthode itérative de Gauss-Seidel et celle de Newton-Raphson. En général, on a trois types de nœuds :

1. Des nœuds de génération **PV** où V, P sont spécifiés et Q, σ sont inconnus.
2. Des nœuds de charge **PQ** où P, Q sont spécifiés et V, σ sont inconnus.
3. Un nœud appelé **slack bus** où V, σ sont spécifiés et P, Q sont inconnus.

Les équations de base du réseau utilisé en calcul d'Écoulement de Puissance sont :

✓ La puissance d'un nœud i quelconque s'exprime par :

$$\begin{aligned} \tilde{I}_{BUS} &= Y_{BUS} \tilde{V}_{BUS} \\ \Rightarrow \tilde{V}_{BUS} &= Y_{BUS}^{-1} \tilde{I}_{BUS} \\ S &= P_i + jQ_i = \tilde{V}_i \tilde{I}_i^* \\ \tilde{I} &= \frac{P_i - jQ_i}{\tilde{V}_i^*} \end{aligned} \quad (III-9)$$

III.2.3 Méthode de Newton-Raphson

Le problème de l'écoulement de puissance peut être résolu en utilisant un système d'équation non linéaire exprimant les puissances actives et réactives. Cette méthode est basée sur le développement de TAYLOR ; Pour un système multivariables on a :

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases} \quad \text{où : } F(X) = 0 \quad \text{et} \quad X = [x_1, x_2, \dots, x_n] \quad (III-10)$$

$$F(X) = F(x_0) + J(x_0)[x - x_0] \quad (III-11)$$

$$[J(x_0)] \text{ matrice jacobienne} \quad J_{ij}^{(k)} = \left(\frac{\partial f_i}{\partial x_j} \right)_{x^{(k)}}$$

$$x = x_0 - [J(x_0)]^{-1} F(x_0) \quad (III-12)$$

$$\begin{aligned} \text{A l'ordre } K : \quad X^{(k)} &= X^{(k-1)} - [J(x^{(k-1)})]^{-1} F(x^{(k-1)}) \\ \Delta X^{(k)} &= X^{(k)} - X^{(k-1)} = -[J(x^{(k-1)})]^{-1} F(x^{(k-1)}) \end{aligned} \quad (III-13)$$

III.2.4 Application aux équations de l'écoulement de puissance

Nous signalons qu'on peut utiliser aussi bien les coordonnées cartésiennes que les coordonnées polaires, finalement nous avons opté pour la deuxième éventualité. Les grandeurs électriques s'expriment de la manière suivante :

$$\begin{aligned}
 V_i &= |V_i| \angle \sigma_i, & Y_{ij} &= |Y_{ij}| \angle -\theta_{ij} \\
 I_i &= \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j = \sum_{j=1}^n V_j y_{ij} \angle \sigma_j - \theta_{ij} \\
 S_i^* &= P_i - jQ_i = \sum_{j=1}^n V_i V_j Y_{ij} \angle \sigma_j - \sigma_i - \theta_{ij}
 \end{aligned} \tag{III-14}$$

$$\begin{cases}
 P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j V_i \cos(\theta_{ij} + \sigma_i - \sigma_j) \\
 Q_i = -\sum_{j=1}^n Y_{ij} V_j V_i \sin(\theta_{ij} + \sigma_i - \sigma_j)
 \end{cases} \tag{III-15}$$

$$\Delta P_i = P_{i,cat} - P_{i,spéc} \quad , \quad \Delta Q_i = Q_{i,cat} - Q_{i,spéc}$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & J_2 \\ J_3 & J_4 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \sigma \\ \Delta v \end{bmatrix} \tag{III-16}$$

Les éléments de la matrice Jacobienne sont calculés comme suit:

$$\begin{aligned}
 J_1 &= \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial \sigma_i} = -Y_{ii} |V_i|^2 \sin(\theta_{ii}) - Q_i \\ \frac{\partial P_i}{\partial \sigma_j} = Y_{ij} V_j V_i \sin(\sigma_i - \sigma_j + \theta_{ij}) \end{cases} & J_2 &= \begin{cases} \frac{\partial P_i}{\partial V_i} = \frac{P_i}{V_i} - Y_{ii} |V_i| \cos(\theta_{ii}) \\ \frac{\partial P_i}{\partial V_j} = Y_{ij} V_i \cos(\sigma_i - \sigma_j + \theta_{ij}) \end{cases} \\
 J_3 &= \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = P_i - Y_{ii} |V_i|^2 \cos(\theta_{ii}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = -Y_{ij} V_j V_i \cos(\sigma_i - \sigma_j + \theta_{ij}) \end{cases} & J_4 &= \begin{cases} \frac{\partial Q_i}{\partial V_i} = \frac{Q_i}{V_i} - Y_{ii} |V_i| \sin(\theta_{ii}) \\ \frac{\partial Q_i}{\partial V_j} = Y_{ij} V_i \sin(\sigma_i - \sigma_j + \theta_{ij}) \end{cases}
 \end{aligned}$$

$$\text{où : } \begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \\ \Delta |V| \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} J_1 & / & J_2 \\ \ddot{J}_3 & / & \ddot{J}_4 \\ \ddot{J}_5 & / & \ddot{J}_6 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \sigma \\ \Delta v \end{bmatrix} \tag{III-17}$$

$$J_5 = \frac{\partial |V_i|}{\partial \sigma_j} = 0$$

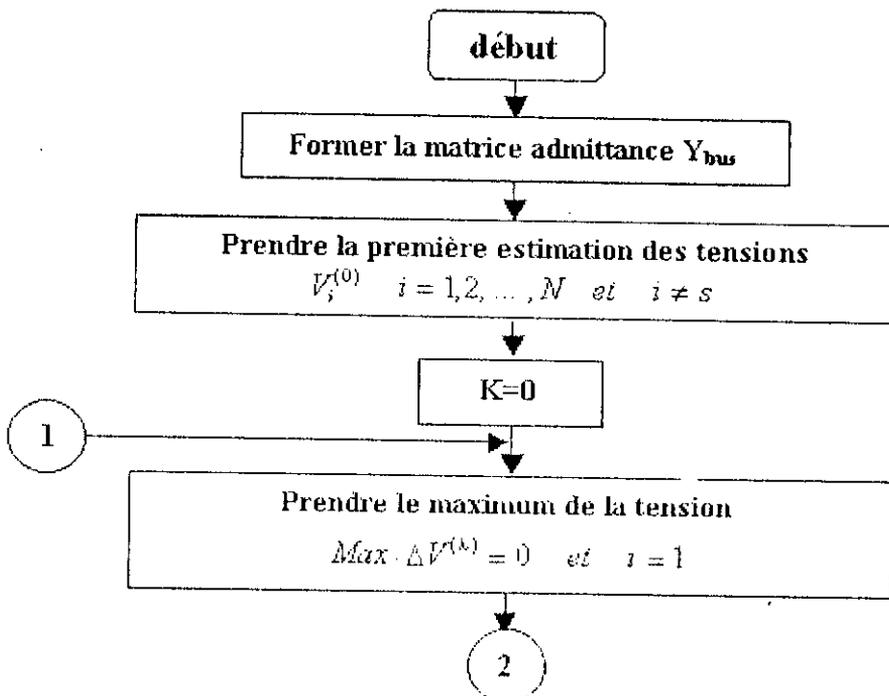
avec

$$J_6 = \frac{\partial |V_i|}{\partial |V_j|} = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 0 & \text{sin on} \end{cases}$$

Le calcul des termes du Jacobien et l'inversion de la matrice Jacobienne à chaque itération représente la partie la plus importante des calculs associés à la méthode de Newton-Raphson. Le calcul de la matrice inverse du Jacobien est réalisé par le produit de matrices élémentaires déterminées par la décomposition LDU, chaque matrice élémentaire n'étant différente de la matrice unitaire de rang $2N$ que par un seul terme additionnel.

Le test de convergence peut avoir plusieurs expressions, il y a celui qui considère la stabilité dans les résultats dans lesquels les variations des amplitudes de tensions et des angles ne doivent pas excéder une certaine erreur ; un autre test vérifie le minimum du jacobien ; dans notre programme on a exigé la convergence par le test sur les variations des puissances actives et réactives (les mismatches).

III.2.5 Organigramme de la méthode de Newton-Raphson



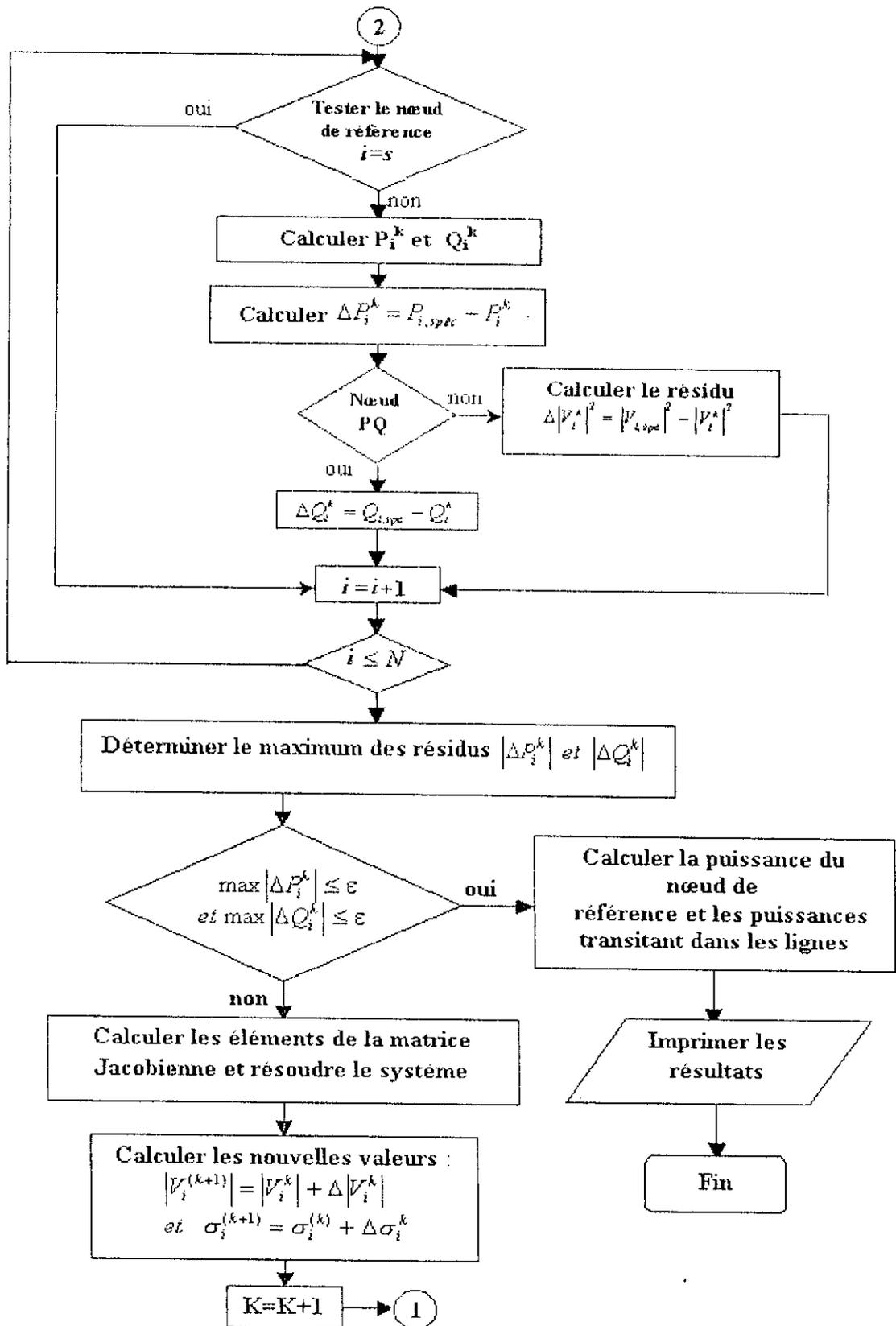


Fig III-1 : Organigramme du calcul d'écoulement de puissance par la méthode itérative de N.R en utilisant Y_{BUS} .

III.3 OPTIMISATION DE LA COMPENSATION REACTIVE

La plupart des méthodes existantes en programmation non linéaire sous contraintes peut se rattacher à deux grandes familles [18] :

- méthodes directes (ou primales) ;
- méthodes utilisant la notion de dualité.

Les méthodes primales se caractérisent par le fait qu'elles opèrent directement sur le problème donné. Elles engendrent une séquence de solutions (c'est-à-dire de points satisfaisant les contraintes) en assurant une décroissance monotone de la fonction à minimiser. Elles présentent donc l'avantage important de fournir une solution approchée satisfaisant les contraintes même si le processus itératif est interrompu. Par contre, elles ont généralement l'inconvénient d'être de mise au point délicate, et la propriété de convergence globale est souvent difficile à obtenir. Par opposition, les méthodes duales sont plus robustes et la convergence globale est souvent plus facile à obtenir ; en contrepartie, elles présentent l'inconvénient de ne fournir une solution primale réalisable qu'en fin de convergence. Aussi, une méthode combinée, tirée des méthodes primales-duales, opère simultanément dans l'espace des variables primales et dans l'espace des multiplicateurs de *Kuhn-Tucker* (variables duales). Cette méthode, appelée méthode du Lagrangien augmenté et projeté, associé au gradient réduit, sera celle avec laquelle notre problème d'optimisation de la compensation réactive est résolu.

III.3.1 Méthode du Lagrangien projeté et augmenté [7,19,20]

Le problème d'optimisation de la compensation réactive modélisé au chapitre II par la formulation (II-21) est mis sous la forme générale suivante, où nos variables $[X,U]$ sont remplacées par $[x,y]$:

$$\underset{x,y}{\text{Minimise}} \quad F(x) + c^T x + d^T y \tag{III-18}$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} f(x) + A_1 y \leq b_1 & \text{(III-19)} \\ A_2 x + A_3 y \leq b_2 & \text{(III-20)} \end{cases}$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \tag{III-21}$$

- où. c, d, b_1, b_2, u et l sont des vecteurs constants ainsi que les matrices A_1, A_2, A_3 ,
 $F(x)$ est une fonction continûment dérivable et,
 $f(x)$ est un vecteur de fonctions continûment dérivables $\{f^i(x)\}$.

Les premières dérivées de $F(x)$ (gradients) et $f'(x)$ (jacobien) doivent être évaluées à chaque itération.

Les n_1 composantes de x sont appelées variables non linéaires, et les n_2 composantes de y sont appelées variables linéaires. Similairement, les m_1 équations de (III-19) sont appelées contraintes non linéaires et elles correspondent aux contraintes (II-5) et (II-9) du chapitre II, et les m_2 équations de (III-20) sont appelées contraintes linéaires impliquant la contrainte (II-12) du même chapitre ($n = n_1 + n_2 = N_p$ (voir chapitre II) et $m = m_1 + m_2 = N_S$ ou N_I).

Etant donné que le problème comporte des contraintes non linéaires, on est amené à contourner cette difficulté par une implication de fonctions de pénalité ou par une application de la méthode du Lagrangien projeté et augmenté [19,20]. Cette technique entraîne une séquence d'itérations majeures dont chacune effectue l'optimisation d'un sous-problème avec contraintes linéarisées en plusieurs itérations appelées mineures. Ceci signifie que $f(x)$, dans l'équation (III-19), est remplacée par son approximation linéaire ::

$$\bar{f}(x, x_k) = f(x_k) + J(x_k)(x - x_k)$$

ou plus brièvement

$$\bar{f} = f(x_k) + J(x_k)(x - x_k) \tag{III-22}$$

ou encore

$$f - \bar{f} = f - f(x_k) - J(x_k)(x - x_k)$$

avec x_k estimation des variables non linéaires,

λ_k estimation des multiplicateurs de Lagrange (ou variables duales) associés aux contraintes non linéaires au début de chaque $k^{ème}$ itération majeure, et

$J(x_k)$ jacobien de la fonction $f(x)$.

Le sous-problème à résoudre prend la forme suivante :

$$\underset{x, y}{\text{Minimise}} \quad L(x, y, x_k, \lambda_k, \rho) \tag{III-23}$$

$$s.t \quad \begin{cases} \bar{f} + A_1 y \leq b_1 \\ A_2 x + A_3 y \leq b_2 \end{cases} \tag{III-24}$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \tag{III-26}$$

avec : $L(x, y, x_k, \lambda_k, \rho) = F(x) + c^T x + d^T y - \lambda_k(f - \bar{f}) + \frac{1}{2}\rho(f - \bar{f})^T(f - \bar{f})$

où le terme $L(x, y, x_k, \lambda_k, \rho)$ est appelé Lagrangien augmenté modifié, dans lequel $f - \bar{f}$ est utilisé à la place de la contrainte de violation $f + Ay - b_1$. Les dérivées partielles s'écrivent :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x} &= g(x) + c - (J - J_k)^T [\lambda_k - \rho(f - \bar{f})] \\ \frac{\partial L}{\partial y} &= d \end{aligned} \tag{III-27}$$

Nous constatons que la non linéarité dans L implique x mais pas y , ce qui signifie que le sous-problème a les mêmes variables non linéaires que le problème original. Le scalaire ρ est un paramètre de pénalité, et le terme impliquant ρ est une fonction de pénalité quadratique modifiée. L'utilisation de ce terme consiste à s'assurer que le Lagrangien augmenté maintienne un hessien défini positif dans le sous-espace approprié. En utilisant l'équation (III-22), les contraintes linéaires (III-24) et (III-25) s'écrivent :

$$\begin{pmatrix} J_k & A_1 \\ A_2 & A_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} b_1 + J_k x_k - f_k \\ b_2 \end{pmatrix} \tag{III-28}$$

Ainsi, le sous-problème est formulé de telle façon qu'il contient seulement des contraintes linéaires exprimées par (III-28). Ces contraintes sont mises sous la forme standard (III-29), où les variables d'écart s_1 et s_2 sont introduites pour avoir seulement des contraintes égalités.

$$\begin{pmatrix} J_k & A_1 \\ A_2 & A_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} I & 0 \\ 0 & I \end{pmatrix} \begin{pmatrix} s_1 \\ s_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \tag{III-29}$$

Cependant, on utilise la méthode du gradient réduit [18] combinée à celle de Davidon-Fletcher-Powell (Quasi-Newton) [18] pour minimiser la fonction (III-23) associée à la contrainte (III-28) et (III-26). L'estimation initiale des multiplicateurs de Lagrange est $\lambda_0 = 0$. Idéalement, λ_k doit être le plus proche possible de λ^* (optimum local), mais les multiplicateurs optimaux sont normalement inconnus pour le prochain sous-problème. Le meilleur choix sur λ_k est qu'il soit égal au multiplicateurs de Lagrange associés aux contraintes linéarisées à la fin de l'itération majeure en cours. Le paramètre de pénalité est égal à $100/m_1$, et il diminue dans les sous-problèmes suivants lorsque la séquence (x_k, λ_k) converge, sinon il est augmenté de façon à approcher la réalisabilité indispensable à la fin de chaque itération majeure. Le cycle des itérations majeures peut être décrit de la manière suivante :

Étape 0. Mettre $k = 0$. Choisir des estimations initiales x_0, y_0 (à partir du calcul d'écoulement de puissance) et λ_0 ($\lambda_0 = 0$). Spécifier le paramètre de pénalité $\rho \geq 0$ et une tolérance de convergence $\varepsilon_c > 0$.

Étape 1. Partant de x_k, y_k, λ_k , résoudre le sous-problème avec contraintes linéarisées (III-23, 28, 26) afin de trouver x_{k+1}, y_{k+1} , et π (où π est le vecteur des multiplicateurs de Lagrange pour le sous-problème), puis trouver λ_{k+1}

Étape 2. (a) Test de convergence.

1. $[x_{k+1}, y_{k+1}]$ vérifie les contraintes non-linéaires tel que :

$$\|f(x_{k+1}) + A_1 y_{k+1} - b_1\| / (1 + \| [x_{k+1}, y_{k+1}] \|) \leq \varepsilon_c \text{ (test sur les normes)}$$

2. $[x_{k+1}, y_{k+1}]$ vérifie les conditions de *Kuhn-Tucker* pour une solution du problème dont les contraintes sont linéarisées (Annexe A).

Si ces conditions sont satisfaites, stop (optimalité). Sinon,

(b) Si $\|\lambda_{k+1} - \lambda_k\| / (1 + \|\lambda_{k+1}\|) \leq \varepsilon_c$, alors mettre $\rho = 0$. Sinon augmenter ρ .

(c) Relinéariser les contraintes au point $[x_{k+1}, y_{k+1}]$.

(d) Mettre $k = k+1$ et retourner à l'étape 1.

III.3.2 Méthode du gradient réduit

Cette méthode est une méthode d'optimisation d'un problème non linéaire avec des contraintes linéaires. Bien que très proche, au niveau des principes, des méthodes de gradient projeté, elle en diffère assez sensiblement au niveau de la mise en œuvre et elle est généralement reconnue comme plus efficace. Ceci s'explique sans aucun doute par le fait qu'elle constitue une extension directe de la méthode du simplexe.

Après permutation des variables (x, y, s_1, s_2), les contraintes linéaires de l'équation (III-29) sont partitionnées sous la forme :

$$A \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} + I \begin{bmatrix} s_1 \\ s_2 \end{bmatrix} = [B \ S \ N] \cdot \begin{bmatrix} x_B \\ x_S \\ x_N \end{bmatrix} = 0 \tag{III-30}$$

où x_N ensemble des variables super-basiques,

- x_B ensemble des variables basiques correspondant à la matrice basique B carrée et non singulière (donc inversible) et
- x_N vecteur des variables non-basiques.

Dans toutes les étapes, chaque variable non basique est égale à sa limite inférieure ou supérieure, alors que les autres variables sont comprises entre leurs limites. Le choix des variables super-basiques (variables indépendantes ou de contrôle) porte sur les variables qui améliorent la fonction objective (ou réduit la somme des irréalités). Les variables basiques peuvent donc être ajustées dans le but de satisfaire toujours les contraintes linéaires.

S'il apparaît qu'aucune amélioration ne peut être faite avec la définition courante de B , S et N , quelques variables non-basiques sont choisies pour être ajoutées à S , et le processus est répété avec une valeur supérieure du rang de S . Dans toutes les étapes, si une variable basique ou super-basique atteint une de ses bornes, elle devient non-basique et le rang de S est réduit d'une unité. Dans notre programme, x_S et x_B sont les variables U , tandis que x_N sont les variables d'état X du chapitre II. Le choix des variables change en fonction des résultats obtenus durant l'exécution du programme.

Un certain opérateur Z (matrice) sera fréquemment utile pour les propos décrits. Dans l'algorithme du gradient réduit, cet opérateur s'écrit :

$$Z = \begin{pmatrix} -B^{-1}S \\ I \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{III-31})$$

Puisqu'il a un rang de colonne total et satisfait $(B \ S \ N) Z = 0$, on dit que Z franchit l'espace nul de la matrice des contraintes. En appliquant une factorisation LU à la matrice basique B , Z nous permet de travailler à l'intérieur de la région définie par les contraintes linéaires.

Une grande partie du programme est une implémentation de l'algorithme Quasi-Newtonien de Davidon-Fletcher-Powell (Annexe B) pour optimiser les variables super-basiques. Ceci peut achever une convergence super-linéaire à l'intérieur du sous-espace utile (défini par B , S et N). Il obtient une direction de descente réalisable p_s pour les variables super-basiques en résolvant un système de la forme suivante :

$$Z^T H Z p_S = -Z^T g \quad \text{et} \quad p = Z \cdot p_S \quad \text{(III-32)}$$

où g est le gradient de la fonction objective (le Lagrangien augmenté),
 $Z^T g$ est le gradient réduit,
 H est la matrice des dérivées secondes de la fonction L (c'est à dire le hessien ou une matrice qui l'approche pour vérifier la définie positivité. L'approximation de son inverse est déduit de la méthode de Quasi-Newton).

La formule (III-31) peut se réécrire sous la forme :

$$p = -H^{-1}g \quad \text{(III-33)}$$

Partitionnons le gradient de la fonction objective en $[g_B, g_S, g_N]$. Si π vérifie $B^T \pi = g_B$, alors le gradient réduit devient égal à :

$$Z^T g = g_S - S^T \pi \quad \text{(III-34)}$$

Ce qui signifie qu'il est obtenu par une estimation de la matrice S . C'est une simple opération une fois que π est calculé. Une recherche du pas α est par la suite effectuée pour trouver une solution approximative au problème unidimensionnel utilisant la méthode de Fibonacci [18](Annexe C):

$$\underset{\alpha}{\text{Minimise}} \quad L(x+\alpha p) \quad \text{sujet à} \quad 0 \leq \alpha \leq \alpha_{\max} \quad \text{(III-35)}$$

où α_{\max} est déterminé par les bornes des variables tel que :

$$\alpha_{\max} = \min_{p_j < 0} \left\{ -\frac{x_j}{p_j} \right\}$$

De plus, pour p on a :

$$p = \begin{bmatrix} p_B \\ p_S \\ p_N \end{bmatrix} = Z p_S = \begin{bmatrix} -B^{-1} S p \\ p_S \\ 0 \end{bmatrix}$$

La valeur $p_N = 0$ indique qu'aucun changement ne sera fait aux variables non-basiques actuelles. Tant que le gradient réduit est non nul, seules les variables $[x_B, x_S]$ sont optimisées. Si une variable quelconque rencontre sa limite minimale ou maximale, elle sera déplacée dans N et la partition $[B \ S]$ est convenablement redéfinie.

Notons que si le gradient réduit est nul, la fonction objective a atteint son optimum. D'autre part, nous calculons $\theta = g_N - N^T \pi$, (c'est à dire, l'estimation ordinaire des colonnes non-basiques) :

$$\begin{bmatrix} B^T & 0 \\ S^T & 0 \\ N^T & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \pi \\ \theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_B \\ g_S \\ g_N \end{bmatrix},$$

où π et θ sont les multiplicateurs de Lagrange exacts associés aux contraintes actuelles. Les composantes de θ indiquent quelles variables non-basiques devront être libérées de leurs bornes. Si oui, une ou plus sont déplacées de N vers S et le processus d'optimisation continue pour un nouvel ensemble $[B \ S]$. Sinon, un optimum a été obtenu pour le problème original.

Résumé de la procédure

Les entrées sont $x_{k1}, y_{k1}, \lambda_{k1}$ et p associés au sous-problème (III-23) avec contraintes linéarisées (III-28, 26).

Etape 0. Supposer un ensemble de paramètres de contrôle en écrivant la contrainte (III-29) sous la forme (III-30), déterminer $[B \ S \ N]$ et calculer B^{-1} (LU) et Z par (III-33).

Etape 1. A l'itération k_1 . Calculer g_B et g_S de la formule (III-27), $\pi = B^{-1} g_B$ et en déduire le gradient réduit $Z^T g$ par (III-34).

Etape 2. Si le gradient réduit est suffisamment petit (inférieur à ϵ_1), calculer θ tel que $\theta = g_N - N^T \pi$.

Test sur θ , s'il y a possibilité d'améliorer la fonction objective, aller à l'étape 0.

Sinon, le minimum est atteint, stop

Si le gradient réduit n'est pas suffisamment petit, trouver une direction de descente p_k par la méthode de Quasi-Newton, ainsi que le pas α pour que $x^{k1+1} = x^{k1} + \alpha p^{k1}$

Etape 3. Si une variable basique ou super-basique franchit une de ses limites, elle deviendra non-basique. Retourner à l'étape 0.

Sinon aller à l'étape 1 avec $k_1 \leftarrow k_1 + 1$.

III.3.3 Organigramme de l'optimisation de la compensation réactive

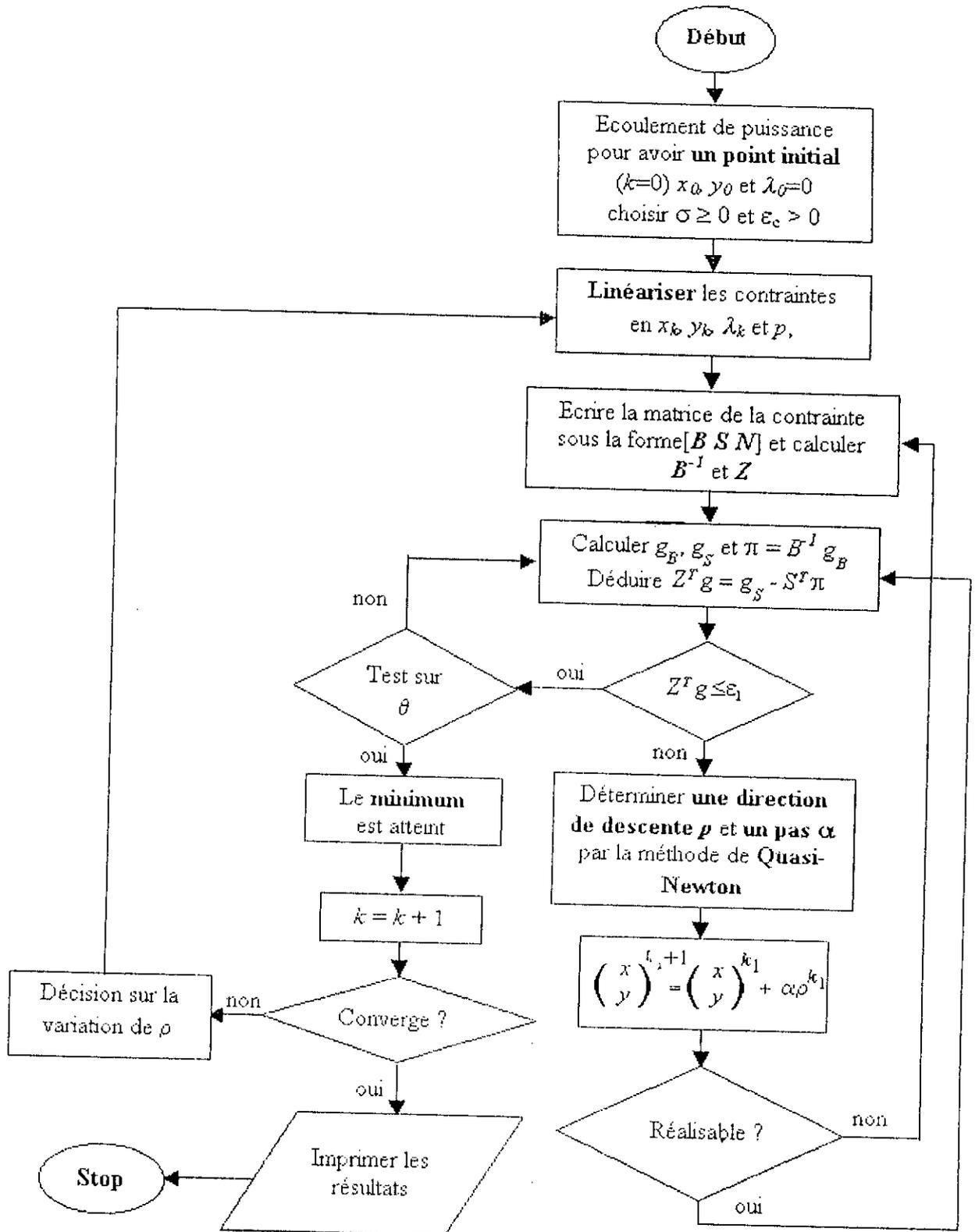


Fig. III-2 : Organigramme d'optimisation de la compensation réactive par la méthode du Lagrangien projeté et augmenté associé au gradient réduit

III.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté la méthodologie utilisée pour résoudre chaque niveau du problème d'optimisation de la compensation réactive. Au début, nous avons appliqué la méthode de Newton-Raphson pour résoudre l'écoulement de puissance ordinaire, et ceci dans le but d'avoir un point initial. Nous avons ensuite élaboré la méthode du Lagrangien augmenté et projeté qui consiste à reformuler le problème original en modifiant la fonction objective et en linéarisant les contraintes, afin d'entraîner une série de sous-problèmes. Chaque sous-problème est résolu par la méthode du gradient réduit, en s'appuyant sur celle de Davidon-Fletcher-Powell (Quasi-Newton) pour déterminer la direction de descente. Le choix de cette méthode est motivé par le fait que la modélisation du problème donne un système fortement non-linéaire et de taille importante.

CHAPITRE IV

RESULTATS & INTERPRETATIONS

IV.1 INTRODUCTION

Pour résoudre le problème de planification de l'énergie réactive dans un réseau électrique, en utilisant la modélisation et la méthodologie présentées auparavant, nous avons élaboré un programme écrit entièrement en Fortran 77 standard. Le programme a été testé sur un micro ordinateur : Genuine Intel-Pentium(r)II Processor. Pour valider ce programme, nous avons effectué des tests sur les réseaux modèles IEEE 30 et 57 nœuds dont le format de données a été adapté au programme. Pour donner un aspect plus critique à notre travail, nous avons également appliqué le programme au Réseau Electrique Algérien.

IV.2 HYPOTHESES DU PROGRAMME

La modélisation de la fonction coût de déplacement nous conduit à supposer que bien que le plan de compensation existant soit fonctionnel sans être optimal est un plan qu'il faut garder comme élément de base pour les autres réglages de l'énergie réactive. Une autre hypothèse est que la distance du mouvement des moyens de compensation n'est pas prise en considération. Puisque le coût d'investissement est linéairement variable en fonction du volume de compensation et en supposant que les prix unitaires des compensateurs capacitifs et inductifs sont les mêmes, nous avons considéré S_C et S_L égaux à l'unité dans tous les tests effectués.

Souvent, les praticiens découplent le problème de l'énergie réactive de celui de l'énergie active en fixant les puissances générées par les centrales électriques. Par contre, le programme développé est capable de faire varier ces puissances actives en vue d'une minimisation significative des pertes actives, tout en gardant le caractère de référence du

slack bus. Ainsi, nous avons considéré les puissances maximales des nœuds de génération données par le programme d'écoulement de puissance sauf pour le slack bus à qui on attribue une puissance maximale.

Les limites des volumes des compensateurs capacitifs $Q_{C \max}$ et inductifs $Q_{L \max}$ qui doivent être installés au nœud l sont égales à 50 MVars. Les limites sur les régleurs en charge des transformateurs sont 0.90 et 1.10 pour tous les tests effectués.

Dans notre programme, nous avons supposé que seuls les nœuds de charge sont considérés comme nœuds candidats à la compensation. D'ailleurs, c'est une contrainte pratique dans la mesure où la compensation se fait au niveau de la moyenne tension pour des raisons de sécurité et pour des raisons économiques (secondaire d'un transformateur HT/MT).

Les limites sur les capacités des lignes pour le réseau Algérien sont données dans l'Annexe D, celles concernant les réseaux IEEE 30 et 57 nœuds sont égales à 150 MVA.

La tolérance considérée pour le test de convergence d'un écoulement de puissance est de 10^{-4} p.u pour les puissances actives et réactives. Le programme d'optimisation présente une tolérance de convergence égale à 10^{-6} p.u. La précision des fonctions est égale à 3×10^{-13} .

Les limites des amplitudes de tension aux nœuds de charge ($V_{C \max}$, $V_{C \min}$) et aux nœuds générateurs ($V_{G \max}$, $V_{G \min}$) sont spécifiées pour chaque réseau électrique.

Les résultats de l'écoulement de puissance, pris comme références, sont ceux de l'état initial, tandis que ceux attribués à l'état final ressortent du programme d'optimisation. Les tableaux présentés affichent les valeurs des tensions de génération (V_G) en p.u, les valeurs des régleurs en charge des transformateurs ($T_{i,j}$) en p.u où i et j correspondent respectivement aux nœuds primaire et secondaire, les valeurs des batteries de condensateur (Q_c) en MVars, les pertes actives, leur moyenne en MW et les rendements de chaque cas qui sont les rapports des pertes actives par rapport à celles de l'état initial (résultats d'écoulement de puissance).

IV.3 APPLICATION AUX RESEAUX MODELES

IV.3.1 Réseau modèle IEEE 30 nœuds (Données en Annexe D)

Ce réseau contient 37 branches, 4 transformateurs et 5 nœuds contrôlés. Pour chaque phase du programme, les limites des tension sont (en p.u) :

$$1.00 \leq V_G \leq 1.10$$

$$0.95 \leq V_C \leq 1.06$$

Cinq cas différents du réseau sont considérés :

cas 1 : cas de base (point nominal).

cas 2 : variation uniforme de la charge de 50 % du cas de base.

cas 3 : variation uniforme de la charge de 150 % du cas de base.

cas 4 : élimination simultanée de la ligne reliant les nœuds 14-15 et du transformateur reliant les nœuds 4-12 (incident)[6].

cas 5 : élimination des lignes reliant les nœuds 10-22 et 27-30 (incident)[11].

Les valeurs des variables de contrôle issues de l'écoulement de puissance sont présentées dans le tableau 4.1.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.06	1.06	1.06	1.06	1.06
V_{G2}	1.045	1.045	0.975959	1.045	1.045
V_{G5}	1.009996	1.009999	0.847069	1.009996	1.009996
V_{G8}	1.009998	1.024664	0.829424	1.008049	1.009998
V_{G11}	1.048112	1.081816	0.847304	1.042516	1.048127
V_{G13}	1.006838	1.054133	0.800516	0.982796	1.005579
$T_{4,12}$	0.932	0.932	0.932		0.932
$T_{6,9}$	0.978	0.978	0.978	0.978	0.978
$T_{6,10}$	0.969	0.969	0.969	0.969	0.969
$T_{27,28}$	1.033	1.033	1.033	1.033	1.033
QC_{10} (MVars)	19				
QC_{24} (MVars)	4.3				
Pertes actives (MW)	17.88	3.91	48.62	20.94	18.67
Moyenne des pertes (MW)	22.004				

Tableau 4.1 Résultats d'écoulement de puissance.

Les résultats de simulation des niveaux 1 et 2 sont présentés, ainsi que ceux obtenus pour chaque cas à part (niveau 2').

Dans un premier niveau, tous ces cas sont étudiés ($h=1, \dots, 5$) en même temps afin de proposer un plan de compensation unique et optimal pour les trois phases « mouvement, investissement et combinaison des deux ». Le nombre de variables est égal à 419, tandis

que le nombre de contraintes est égal à 353. Pour le deuxième niveau, nous proposons deux manières différentes pour minimiser l'ensemble des pertes actives.

IV.3.1.1 Phase 1 et mouvement de moyens de compensation

A-Niveau 1

En appliquant le programme au réseau modèle IEEE 30, pour la phase 1 ($ISW = 1$), les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.2.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.1	1.0645617	1.1	1.0646819	1.1
V_{G2}	1.0853981	1.0470445	1.0732271	1.0499318	1.0768004
V_{G5}	1.0578787	1.0098781	1	1.0184982	1.0424803
V_{G8}	1.0321444	1.024166	1	1.0126443	1
V_{G11}	1	1.081799	1.0890427	1.0956396	1.0158953
V_{G13}	1.0119581	1.0454276	1.0899195	1.009509	1.0203783
$T_{4,12}$	0.9219072	0.9320106	1.0778692		0.9578195
$T_{6,9}$	0.9	1.0087977	1.0444273	1.0806965	0.9
$T_{6,10}$	1.1	0.968999	1.0445256	0.9688278	1.0478158
$T_{27,28}$	1.0316354	1.0486069	0.9785721	1.0397398	0.9209003
Q_{C7} (MVars)	15.62201				
Q_{C21} (MVars)	0.19954				
Q_{C27} (MVars)	7.47845				
Pertes actives (MW)	16.7547929	3.894807	29.4163974	20.6022739	18.4533898
Rendement (%)	93.71	99.61	60.5	98.39	98.84
Moyenne des pertes (MW)	17.8243322				
Rendement (%)	81				
Déviations de moyens De compensation (MVars)	46.6				

Tableau 4.2 Résultats d'optimisation du niveau 1.

Pour les différents cas, le déplacement des batteries de condensateurs existantes des nœuds 10 et 24 vers les nœuds 7, 21 et 27 avec les quantités indiquées au tableau 4.2, a permis de réduire la moyenne des pertes actives de 19 %, de réajuster toutes les variables de contrôle et les variables d'état dont les tensions aux nœuds de charge sont présentées par les figures 4.1 à 4.5.

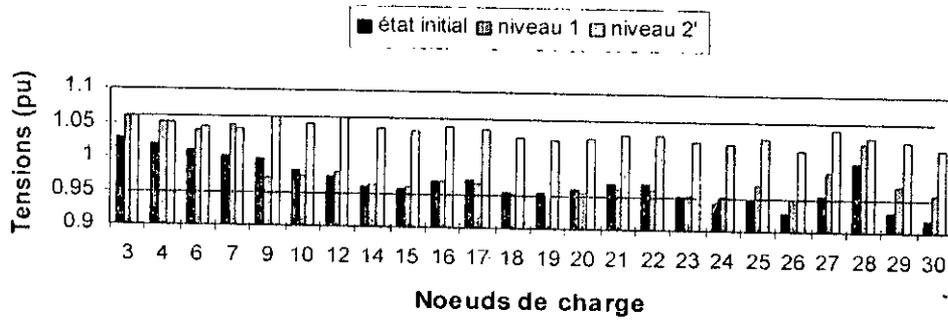


Fig 4.1 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

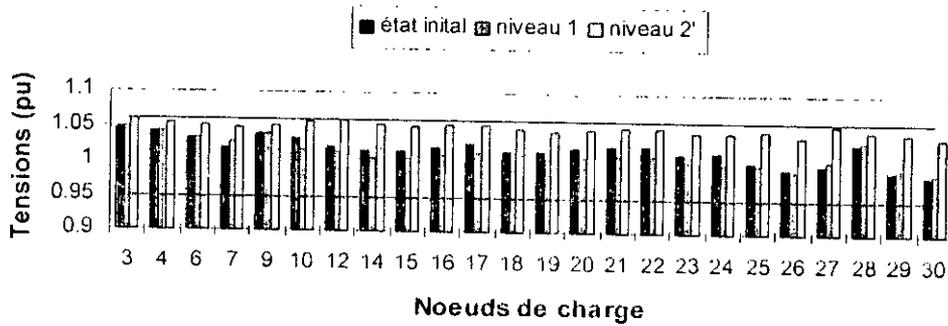


Fig 4.2 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

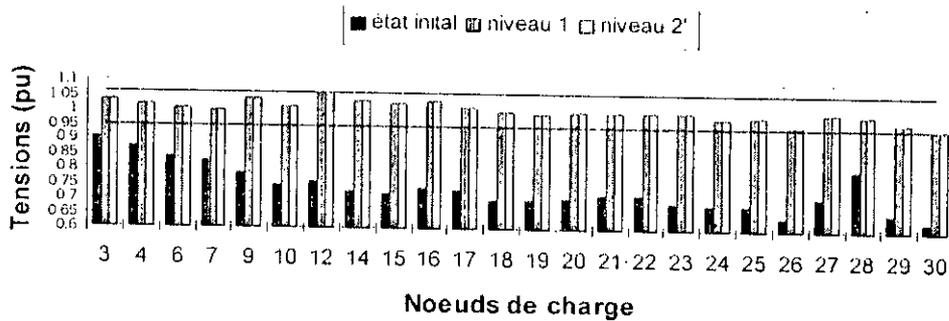


Fig 4.3 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

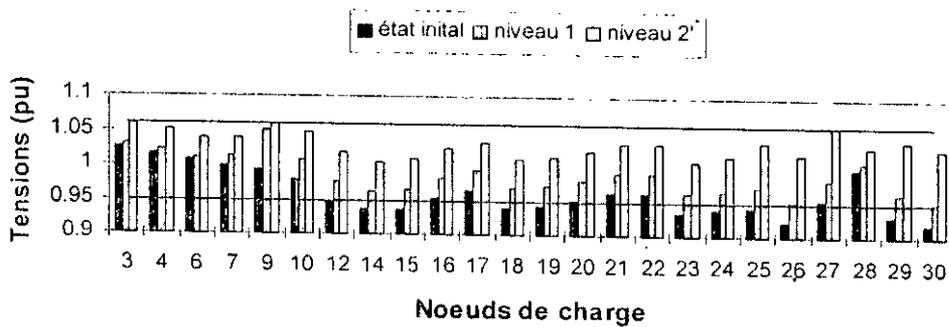


Fig 4.4 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

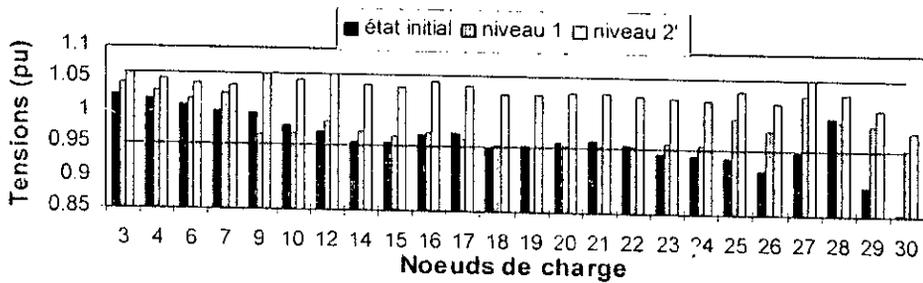


Fig 4.5 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas 5).

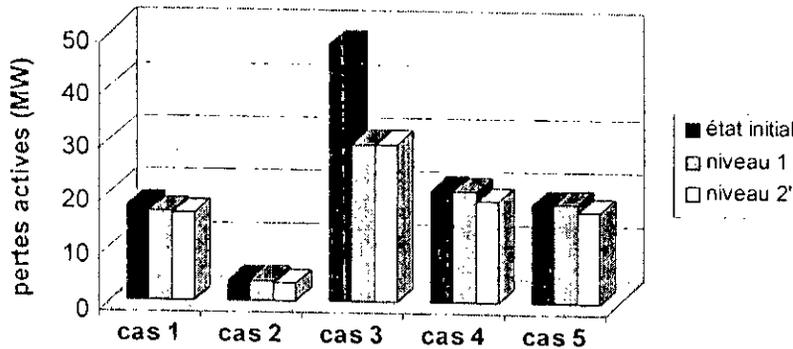


Fig 4.6 Pertes actives initiales et finales.

B-Niveau 2

L'application du 2^{ème} niveau n'a pas donné d'amélioration de la moyenne des pertes, mais en essayant à ce niveau d'appliquer le programme pour chaque cas à part (appelé « niveau 2' »), les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.3.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.1	1.0797708	1.1	1.1
V_{G2}	1.0775088	1.068608	1.0766035	1.0775416
V_{G5}	1.0413386	1.0486554	1.0392424	1.0414126
V_{G8}	1.0432556	1.0501434	1.0389996	1.0432469
V_{G11}	1.1	1.0829762	1.1	1.1
V_{G13}	1.0865493	1.0605674	1.0489229	1.0865157
$T_{4,12}$	1.0107729	1.0249724		1.0106251
$T_{6,9}$	0.9940352	0.9616705	1.0106937	0.992038
$T_{6,10}$	1.1	1.1	1.1	1.1
$T_{27,28}$	0.9861252	0.985108	0.9715967	0.9693771
Qc_7 (MVars)	12.30024	3.48557	13.94292	12.34766
Qc_{21} (MVars)	0.19954	0.19954	0.19954	0.19954
Qc_{27} (MVars)	7.47845	1.3241	7.47845	7.47845
Pertes actives (MW)	16.378488	3.4913764	19.0435859	16.9644651
Rendement (%)	91.6	89.29	90.94	90.86
Déviations de moyens de compensation (MVars)	43.2782328	28.3092061	44.9209123	43.32565

Tableau 4.3 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

Tout en gardant le déplacement fait au premier niveau comme étant un maximum à ne pas dépasser, ces résultats montrent l'apport de l'exécution du deuxième niveau sur l'ensemble des pertes actives. Le troisième cas n'y est pas présenté parce qu'il n'y a aucune amélioration ni pour les pertes, ni pour le coût de déplacement à ce niveau, et ceci confirme que ce dernier présente la contrainte la plus sévère par rapport aux autres cas. Dans les figures 4.1-5 nous présentons aussi les valeurs que prennent les tensions aux nœuds de charge, nous remarquons que toutes ces grandeurs sont toujours dans les marges mais plus ou moins supérieures à celles du 1^{er} niveau, ce qui explique la diminution des pertes qui se manifeste clairement sur la figure 4.6.

La moyenne des pertes est réduite donc de 22.47 %, cela signifie que ce niveau a donné un plus sur l'ensemble des pertes à cause de la commutation des batteries de condensateur et du réglage des autres variables de contrôle au service d'une optimisation favorable au réseau dans chaque cas en particulier.

IV.3.1.2 Phase 2 et investissement de moyens de compensation

A-Niveau 1

Pour la phase 2, nous avons obtenu les résultats présentés dans le tableau 4.4.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.0565812	1	1.1	1.0784098	1.0154475
V_{G2}	1.0419944	1.0049784	1.0714788	1.0741623	1.0151075
V_{G5}	1	1.0058263	1	1.0562599	1
V_{G8}	1	1.0108939	1	1.0484558	1
V_{G11}	1.0156069	1.1	1.1	1.0174115	1.0672389
V_{G13}	1	1.089381	1.090803	1	1.090803
$T_{4,12}$	0.9150687	1.0279266	1.0722217		1.0464503
$T_{6,9}$	0.9	1.0164263	1.0337705	1.0156144	1.0575063
$T_{6,10}$	1.0503914	0.9	1.0415529	0.9	1.09224
$T_{27,28}$	0.9435846	1.1	0.9557614	1.1	0.9812365
Q_{C7} (MVars)	19.49088				
Q_{C27} (MVars)	17.04003				
Pertes actives (MW)	18.5242245	4.8996744	30.2876539	20.1980912	20.5075744
Rendement (%)	103.6	125.31	62.29	96.46	109.84
Moyenne des pertes (MW)	18.8834437				
Rendement (%)	85.82				
Investissement de moyens de compensation	36.5309148				

Tableau 4.4 Résultats d'optimisation du niveau 1.

La stabilité du système est atteinte après investissement de 19.49 et 17.04 MVars dans les nœuds 7 et 27 respectivement. La moyenne des pertes actives est réduite de 14.18 %. Les variables de contrôle telles qu'il est indiqué sur le tableau 4.4 sont toutes réglées, et les tensions aux nœuds de charge qui sont présentées dans les figures 4.7-11 vérifient en totalité leurs contraintes.

L'investissement au total de 36.53 MVars en plus de ce qui existe a permis de ramener la tension dans le champ de réalisabilité qui est limité par les deux lignes droites, cette tension était dans la plus part des cas hors l'aire de stabilité.

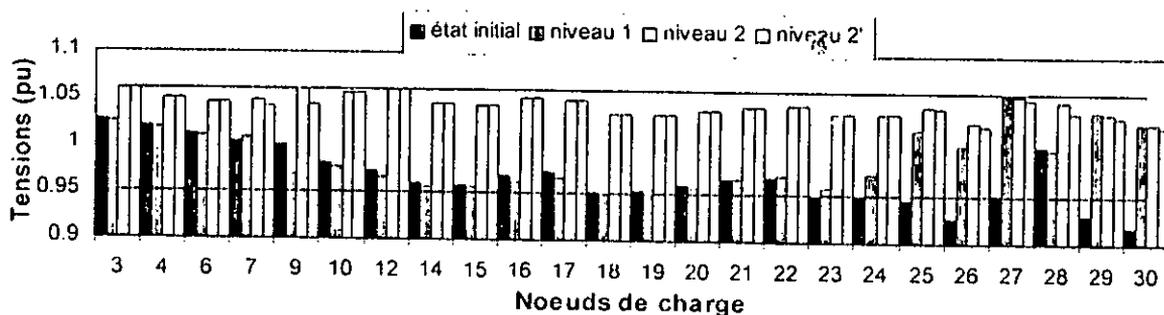


Fig 4.7 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

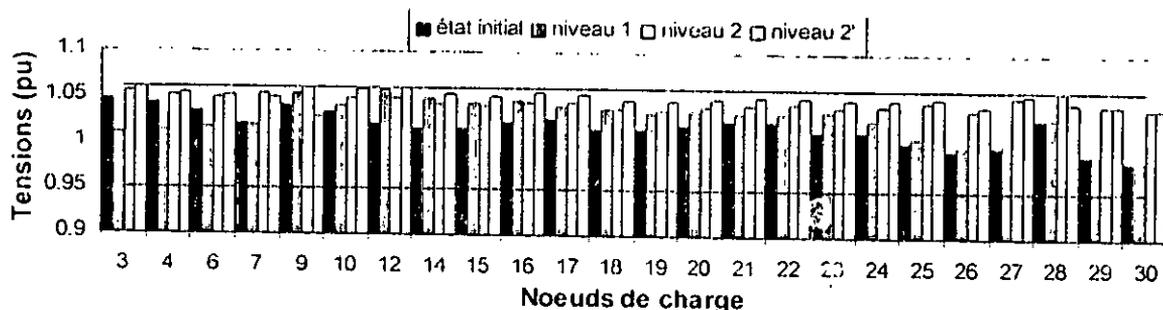


Fig 4.8 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas 2).

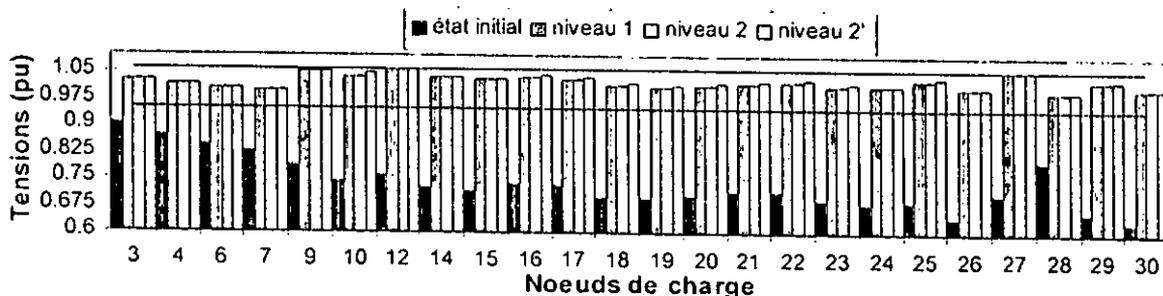


Fig 4.9 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

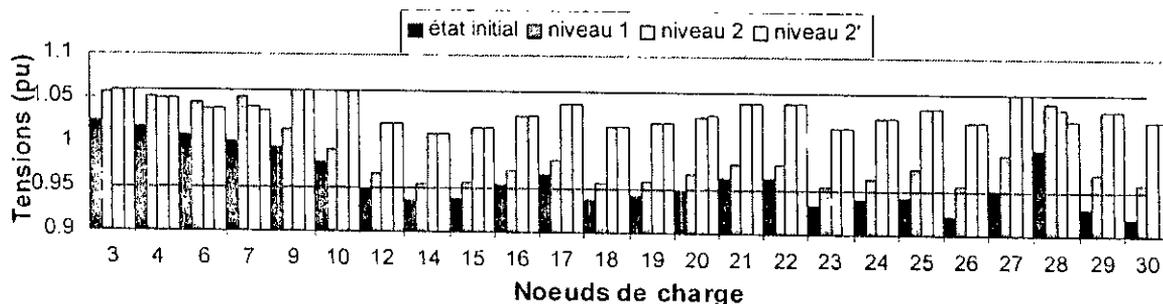


Fig 4.10 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

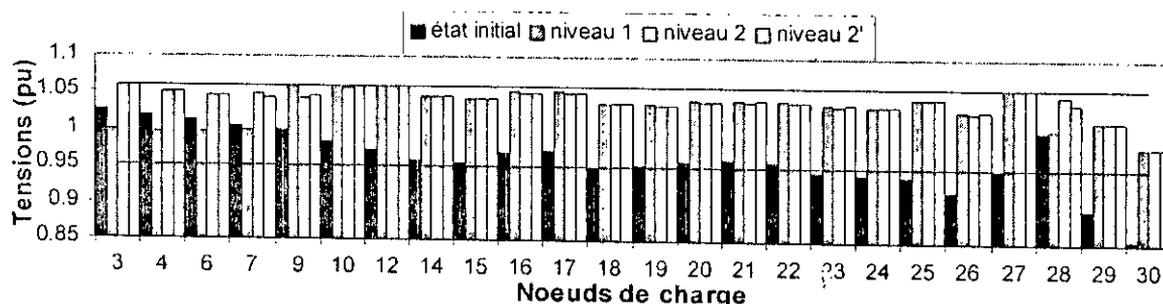


Fig 4.11 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

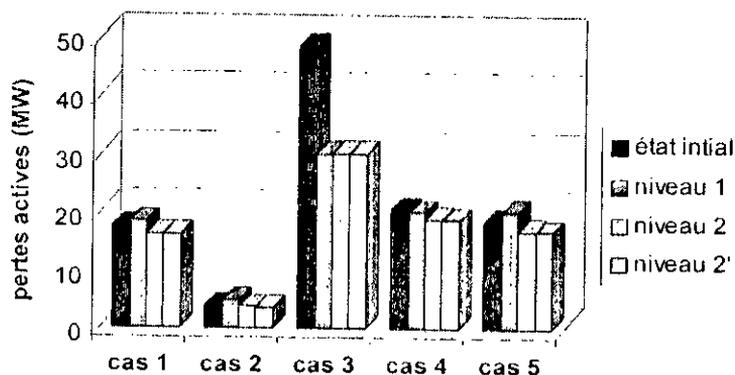


Fig 4.12 Pertes actives initiales et finales.

En comparant ces résultats à ceux de la phase 1, nous déduisons qu'il est préférable de déplacer 23.3 MVars aux nœuds 7, 21 et 27 que d'investir 36.53 MVars aux nœuds 7 et 27. La détermination des nœuds candidats à la compensation pour les deux phases a fini par sélectionner les mêmes.

B-Niveau 2

Si on s'en tient à l'investissement suggéré au premier niveau, nous pouvons faire mieux en essayant de minimiser la moyenne des pertes et obtenir un nouveau système, aussi stable et induisant globalement moins de pertes. L'application du 2^{ème} niveau pour minimiser la moyenne des pertes a donné les résultats présentés dans le tableau 4.5.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.1	1.0775956	1.1	1.1	1.1
V_{G2}	1.0775326	1.0655687	1.0714788	1.0753993	1.0775586
V_{G5}	1.0418655	1.0451232	1	1.0375287	1.0419159
V_{G8}	1.0430746	1.0435605	1	1.0360224	1.0430405
V_{G11}	1.0604225	1.0480927	1.1	1.0628267	1.0493225
V_{G13}	1.075071	1.0416862	1.090803	1.0469887	1.0751228
$T_{4,12}$	1.023091	1.0252411	1.0722219		1.0231436
$T_{6,9}$	1.0212442	1.040341	1.0337707	1.0240923	0.968006
$T_{6,10}$	1.0160089	0.9	1.0415517	1.0723238	1.1
$T_{27,28}$	1.0305486	1.0558295	0.9557613	1.0276202	1.0238933
Q_{C7} (MVars)	19.49088				
Q_{C27} (MVars)	17.04003				
Pertes actives (MW)	16.3644211	3.6558183	30.2876557	18.9583156	16.9244108
Rendement (%)	91.52	93.5	62.29	90.54	90.65
Moyenne des pertes (MW)	17.2381243				
Rendement (%)	78.34				
Investissement de moyens de compensation	36.5309148				

Tableau 4.5 Résultats d'optimisation du niveau 2.

Ces résultats montrent l'apport de l'exécution du deuxième niveau sur l'ensemble des pertes actives. Nous avons par la suite appliqué comme dans la première phase le programme pour chaque cas à part. Les résultats de ce niveau 2' sont présentés dans le tableau 4.6.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.1	1.0797672	1.1	1.1	1.1
V_{G2}	1.0774789	1.0686089	1.0713356	1.0753197	1.0775014
V_{G5}	1.0413509	1.0486644	0.9995051	1.037008	1.0413951
V_{G8}	1.0430173	1.0501445	0.9993623	1.0358596	1.0429876
V_{G11}	1.0795133	1.0155355	1.1	1.0902602	1.0804724
V_{G13}	1.0748336	1.058765	1.090803	1.0479878	1.0742335
$T_{4,12}$	1.0234097	1.0256443	1.065589		1.0235417
$T_{6,9}$	0.9415631	0.935364	1.0221782	0.9977438	0.943078
$T_{6,10}$	1.1	1.1	1.0962345	1.0708787	1.1
$T_{27,28}$	0.9799274	0.9848623	0.9581019	0.9652341	0.9755996
Q_{C7} (MVars)	9.75063	3.34382	19.49088	10.50269	9.70459
Q_{C27} (MVars)	5.20711	0.18848	17.04003	4.20877	7.00132
Pertes actives (MW)	16.2981521	3.4715586	30.2471279	18.8833963	16.8687277
Rendement (%)	91.15	88.79	62.21	90.18	90.35
Investissement de moyens de compensation	14.9577381	3.5323049	36.53091	14.7114536	16.7059148

Tableau 4.6 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

Les figures 4.8-12 illustrent les valeurs des tensions aux nœuds de charge pour les niveaux 2 et 2'. Nous constatons que toutes ces grandeurs sont toujours dans les intervalles

mais plus ou moins supérieures à celles du 1^{er} niveau, et que pour les deux niveaux elles sont approximativement égales, du fait qu'en minimisant les pertes actives de chaque cas à part, les batteries de condensateur ainsi que les autres variables sont sollicitées, tandis que l'optimisation des moyenne des pertes ne mobilise pas les batteries, se contentant de varier seulement les autres régleurs d'énergie réactive.

La différence n'est pas clairement apparente entre les niveaux 2 et 2'. L'augmentation des pertes au niveau 1 dans les cas 1, 2 et 5 (figure 4.12) s'explique par le fait que le niveau 1 est conçu pour atteindre la réalisabilité quoiqu'il arrive aux pertes en optimisant le plan de compensation. Par contre, les niveaux 2 et 2' ont pour objectif d'améliorer le système de répartition de l'énergie et le plan de production, d'où cette diminution visible sur cette figure. Les pertes globales sont diminuées de 21.66 % au niveau 2 et de 22.04 % au niveau 2'. Avec cette très légère différence, on peut se contenter des résultats du niveau 2 parce qu'ils donnent plus de stabilité aux moyens de compensation.

IV.3.1.3 Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives

A-Niveau 2

Dans la phase 3, après exécution du programme, nous avons obtenu les résultats présentés sur le tableau suivant :

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.1	1.0645733	1.1	1.1	1.1
V_{G2}	1.0749362	1.0538989	1.0870275	1.0739915	1.0752514
V_{G5}	1.0376177	1.0357368	1.0256072	1.0352052	1.038093
V_{G8}	1.0371524	1.048182	1.0342385	1.0327745	1.0378421
V_{G11}	1.041814	1	1.1	1.0162281	1.0018259
V_{G13}	1.0520153	1.0230649	1.090803	1.0179146	1.0520153
$T_{4,12}$	1.0157431	0.9572705	0.9713531		1.0140105
$T_{6,9}$	1.0110996	0.9274997	0.9585082	0.9400215	0.9
$T_{6,10}$	0.9	0.9	1.0107944	1.1	1.1
$T_{27,28}$	0.9963819	1.0516438	0.9576683	0.9858544	0.9814003
QC_6 (MVars)	0.9948				
QC_7 (MVars)	14.88007				
QC_9 (MVars)	5.26691				
QC_{10} (MVars)	20				
QC_{12} (MVars)	10.5633				
QC_{14} (MVars)	1.74378				
QC_{15} (MVars)	2.62928				
QC_{16} (MVars)	1.87213				
QC_{17} (MVars)	5.55716				

Qc ₁₈ (MVars)	0.92543				
Qc ₁₉ (MVars)	3.2613				
Qc ₂₀ (MVars)	1.01175				
Qc ₂₁ (MVars)	10.58288				
Qc ₂₂ (MVars)	0.21618				
Qc ₂₃ (MVars)	1.60126				
Qc ₂₄ (MVars)	6.46717				
Qc ₂₅ (MVars)	0.13383				
Qc ₂₆ (MVars)	2.20473				
Qc ₂₇ (MVars)	1.96358				
Qc ₂₉ (MVars)	1.25847				
Qc ₃₀ (MVars)	2.30977				
Pertes actives (MW)	16.1885415	3.8483963	28.5367044	18.7318904	16.6741187
Rendement (%)	90.54	98.42	58.69	89.46	89.31
Moyenne des pertes (MW)	16.7959303				
Rendement (%)	76.33				
Déviati on de moyens de compensation (MVars)	72.1437757				

Tableau 4.7 Résultats d'optimisation de la phase 3.

Solliciter plusieurs compensateurs (72.14 MVars) a effectivement apporté un plus pour les pertes quand on voit que leur réduction est de l'ordre de 23.67 % au lieu de 19 % dans la 1^{ère} phase et 21.66 % dans la 2^{ème}. Il est cependant clair que cette différence n'est pas vraiment importante puisqu'elle ne favorise pas une planification qui tient compte du coût de l'opération, de l'écoulement d'énergie et du bon fonctionnement du réseau électrique.

L'application des trois phases a donné différentes solutions au problème de l'énergie réactive. Dans les deux premières l'emplacement et la taille des batteries de condensateur sont mis en priorité par rapport aux pertes traitées en deuxième position, ce qui a donné de très bons résultats du point de vue détermination des nœuds candidats et utilisation complète de tous les régleurs au service d'une planification optimale de la compensation réactive. Dans la troisième phase on exploite tout ce qui minimise les pertes actives en dépit d'un excès dans l'investissement de moyens de compensation, mais le gain en pertes est peu important, ce qui fait que la surcompensation n'est pas la cause principale d'une minimisation des pertes, mais stabilise la tension et offre une marge de sécurité plus grande. Ainsi, il devient important de fixer les objectifs au début, c'est à dire que le problème d'optimisation de la compensation réactive est mieux traité en deux étapes favorisant l'allocation des compensateurs sur les pertes.

IV.3.2 Réseau modèle IEEE 57 nœuds (Données en Annexe D)

Le réseau IEEE 57 nœuds comporte 63 branches, 15 transformateurs et 7 nœuds de contrôle. Les limites de tensions (en p.u) :

$$0.98 \leq V_G \leq 1.10$$

$$0.95 \leq V_C \leq 1.06$$

Comme précédemment, cinq cas différents sont considérés :

- cas 1 : cas de base (point nominal)
- cas 2 : variation uniforme de la charge de 50 % du cas de base.
- cas 3 : variation uniformé de la charge de 150 % du cas de base.
- cas 4 : élimination des lignes reliant les nœuds 1-16 et 9-12 (incident).
- cas 5 : élimination du transformateur reliant les nœuds 24-25 (incident).

Les variables de contrôle issues de l'écoulement de puissance sont présentés dans le tableau 4.8.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
V _{G2}	1.01	1.022205	1.01	1.01	1.01
V _{G3}	0.985	1.008881	0.985	0.985	0.985
V _{G6}	0.98	0.995425	0.98	0.98	0.98
V _{G8}	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
V _{G9}	0.98	0.999734	0.98	0.976343	0.98
V _{G12}	1.015	1.015	1.015	1.014999	1.015
T _{9,55}	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
T _{4,18}	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
T _{7,29}	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967
T _{10,51}	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
T _{11,41}	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955
T _{11,43}	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958
T _{13,49}	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895
T _{14,46}	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
T _{15,45}	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955
T _{20,21}	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
T _{24,25}	1	1	1	1	
T _{24,26}	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
T _{32,34}	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
T _{39,57}	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
T _{40,56}	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958
QC ₁₈ (MVars)	10				
QC ₂₅ (MVars)	5.9				
QC ₅₃ (MVars)	6.3				
Pertes actives (MW)	31.1	7.23	59.36	38.13	30.45
Moyenne des pertes (MW)	33.254				

Tableau 4.8 Résultats d'écoulement de puissance.

Le programme relatif au réseau IEEE 57 nœuds comporte 814 variables et 674 contraintes.

IV.3.2.1 Phase 1 et mouvement de moyens de compensation

A-Niveau 1

L'application de la phase 1 donne les résultats suivants (tableau 4.9) :

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0771007	1.0161924	1.0836464	1.0894735	1.0507817
V _{G2}	1.0546756	1.0006408	1.0681775	1.0595982	1.0455963
V _{G3}	1.0630387	0.9976173	1.0531014	1.0303955	1.052856
V _{G6}	1.05751	1.0189915	1.0684539	1.0009695	1.0528036
V _{G8}	1.0972595	1.0676871	1.0973074	1.0165363	1.0936188
V _{G9}	1.062281	1.0157362	1.0670879	1.0037134	1.0611614
V _{G12}	1.0645509	0.98	1.0648481	1.0530524	1.0751897
T _{9,55}	0.9	0.9313607	0.9500109	0.9483869	0.9
T _{4,18}	1.0258689	1.0857497	1.1	0.9898609	1.0599344
T _{7,29}	1.0143598	0.9908671	1.0235961	1.1	1.0167439
T _{10,51}	1.0185824	1.1	0.9866911	1.0062703	1.0048849
T _{11,41}	1.0882513	1.1	1.1	0.9610806	1.1
T _{11,43}	1.0153586	1.0766117	1.0321101	1.0363608	1.0275611
T _{13,49}	1.0862547	0.9102932	1.1	1.1	1.0816467
T _{14,46}	0.9	0.9498955	1.0583383	1.0739139	1.0272979
T _{15,45}	0.999417	0.9912479	1.0288502	0.9	1.0119409
T _{20,21}	0.9643346	1.0710589	1.0893835	1.0524813	1.1
T _{24,25}	0.9	0.970691	1.0629504	0.9	
T _{24,26}	0.9103517	1.1	0.9415321	0.9067817	0.9559281
T _{32,34}	0.9	0.9033646	0.9906265	0.9822634	0.9
T _{39,57}	1.073436	0.9554895	1.0593982	1.0372707	0.9387549
T _{40,56}	1.0371684	0.9	1.050609	1.0093274	0.9
QC ₁₈ (MVars)	7.90737				
QC ₂₅ (MVars)	5.90000				
QC ₃₁ (MVars)	8.39263				
QC ₅₃ (MVars)	0				
Pertes actives (MW)	29.4544173	30.1548963	37.2181199	36.7319582	30.8550248
Rendement (%)	94.71	417.08	62.7	96.33	101.33
Moyenne des pertes (MW)	32.8828833				
Rendement (%)	98.88				
Déviation de moyens de compensation (MVars)	16.7852621				

Tableau 4.9 Résultats d'optimisation du niveau 1.

En déplaçant la batterie du condensateur existant au nœud 53 vers le nœud 31, et 2.1 MVars du nœud 18 vers le même nœud, la stabilité du réseau a été vérifiée dans ses

différents cas, ce qui a permis aussi de réduire la moyenne des pertes actives de 1.12 %, et de réajuster toutes les variables de contrôle et les variables d'état. Les tensions aux nœuds de charge sont présentées par les figures 4.13-17.

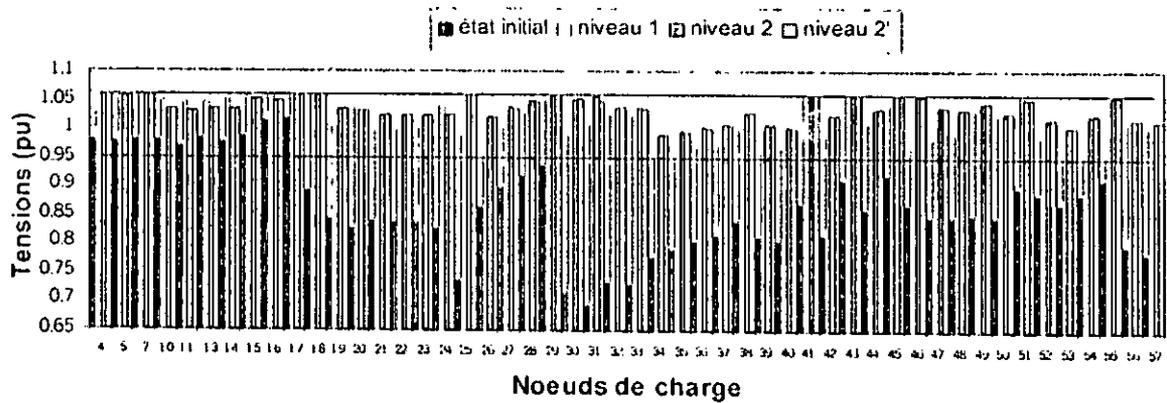


Fig 4.13 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

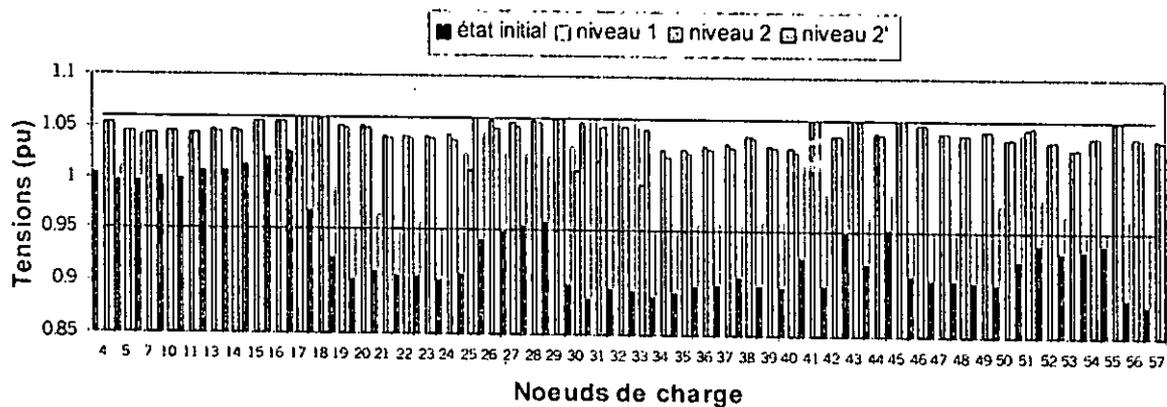


Fig 4.14 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

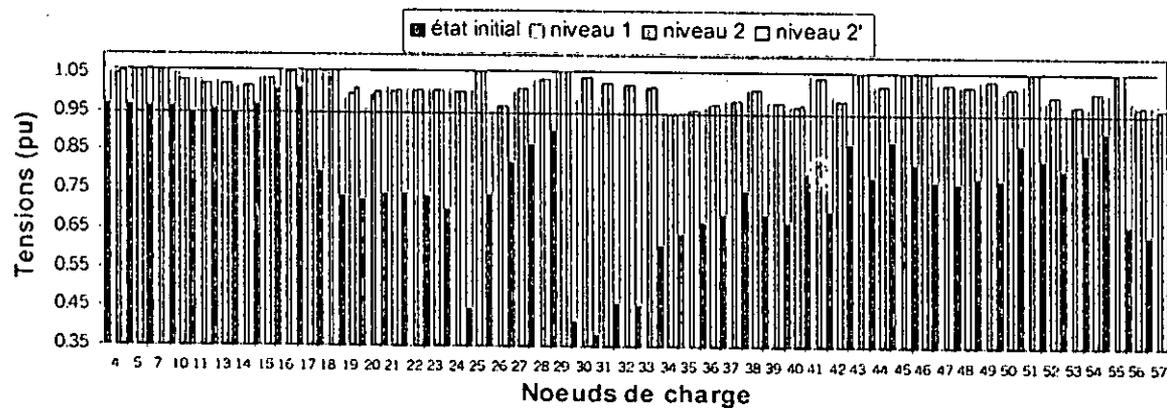


Fig 4.15 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

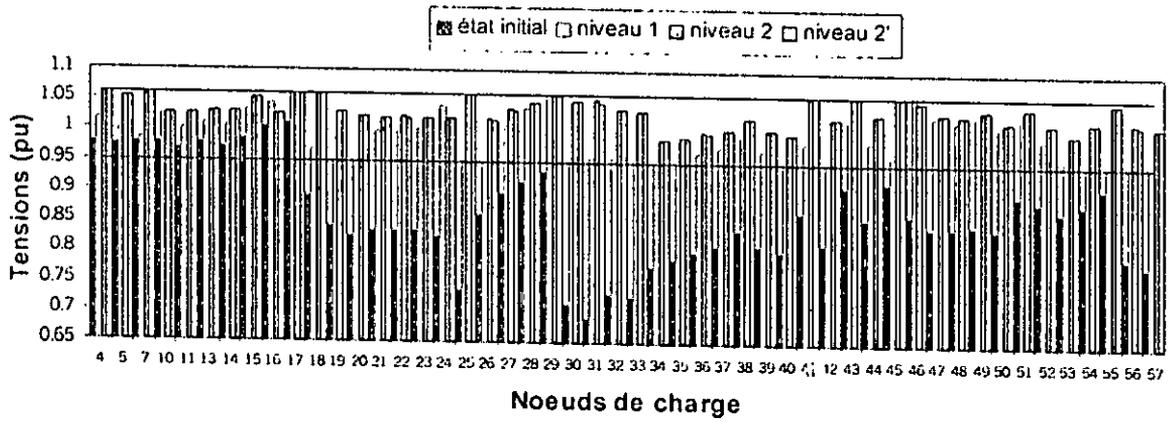


Fig 4.16 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

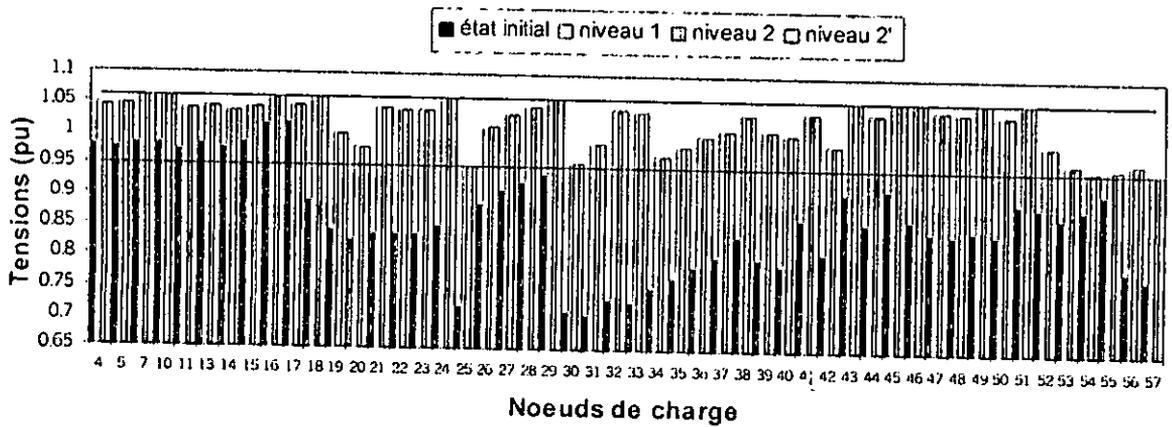


Fig 4.17 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

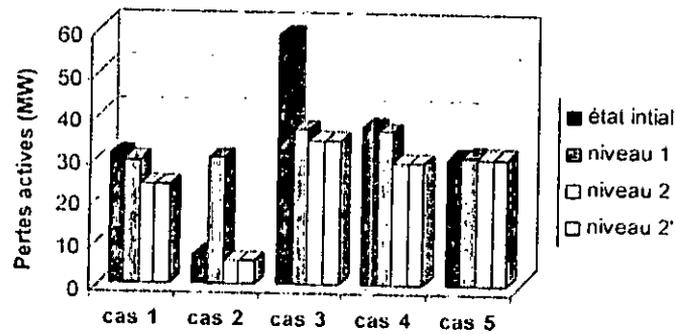


Fig 4.18 Pertes actives initiales et finales.

Le niveau 1 du programme a permis de stabiliser la tension dans les limites imposées, ce que montrent les figures 4.13 à 4.17 où l'état initial présente, pour tous les cas, des dépassements dans les tensions aux nœuds de charge, dont les plus importants sont dans le cas d'une augmentation de 50 % de la charge (cas 3). Une légère diminution des pertes est également constatée.

B-Niveau 2

En prenant les MVars des batteries trouvées au premier niveau comme étant la réserve maximale pour le deuxième, les résultats enregistrés au niveau 2 sont présentés par le tableau 4.10.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0874742	1.0702787	1.093178	1.0979294	1.0546415
V _{G2}	1.0772367	1.0680233	1.074231	1.0853287	1.0484276
V _{G3}	1.0671059	1.0585056	1.0557189	1.0685496	1.0523184
V _{G6}	1.0600366	1.0451614	1.0729966	1.0570961	1.0517492
V _{G8}	1.0785814	1.0490846	1.0865368	1.078493	1.0943468
V _{G9}	1.0438164	1.044891	1.0561164	1.0399563	1.0611558
V _{G12}	1.0455697	1.0520985	1.0519996	1.0363099	1.0735765
T _{9,55}	1.0226081	1.0192115	1.0177839	1.0229873	0.9
T _{4,18}	1.0643795	1.0309238	1.1	1.0658344	1.1
T _{7,29}	1.0087713	1.0180525	1.0188859	1.0101328	1.0167484
T _{10,51}	1.0246677	1.0089463	1.0360952	1.023787	1.0057656
T _{11,41}	1.093234	1.0391858	1.1	1.0970836	1.1
T _{11,43}	1.0290022	1.0162352	1.0436476	1.0330136	1.0277462
T _{13,49}	1.060698	1.0225527	1.1	1.0597087	1.0819751
T _{14,46}	1.0294685	1.0099269	1.058921	1.0291328	1.0272507
T _{15,45}	1.0097394	1.0044285	1.0274628	1.0096599	1.011461
T _{20,21}	0.9990015	0.9908091	1.0193298	1.0050092	1.1
T _{24,25}	1.0070145	0.9	1.0869399	1.0096294	
T _{24,26}	0.9975573	1.0140857	0.9646441	0.9988623	0.9559708
T _{32,34}	0.9661617	1.0616955	0.919557	0.9641624	0.9
T _{39,57}	1.0441612	1.0248854	1.0418247	1.0487104	0.9388043
T _{40,56}	1.022997	1.0244744	1.0095425	1.0275988	0.9
QC ₁₈ (MVars)	1.16137				
QC ₂₅ (MVars)	5.90000				
QC ₃₁ (MVars)	8.39263				
QC ₅₃ (MVars)	0				
Pertes actives (MW)	23.6680481	5.7576998	34.511984	29.2031389	30.5425711
Rendement (%)	76.1	79.64	58.14	76.59	100.3
Moyenne des pertes (MW)	24.7366884				
Rendement (%)	74.39				
Déviations de moyens De compensation	23.5312569				

Tableau 4.10 Résultats d'optimisation du niveau 2.

Ces résultats montrent qu'en ayant 5.9 MVars au nœud 25 et 8.39 MVars au nœud 31 et qu'en faisant commuter les 7.9 MVars du nœud 18 à 1.16 MVars, avec l'utilisation

de tous les contrôleurs de l'énergie réactive, la moyenne des pertes est réduite de 25.61 %. Les figures 4.13-17 présentent aussi les valeurs des tensions aux nœuds de charge. Nous remarquons que toutes ces grandeurs sont toujours comprises entre leurs limites.

L'application du 2^{ème} niveau pour chaque cas à part (niveau 2') donne les résultats du tableau 4.11 qui contient les variables de contrôle des 5 cas considérés du réseau.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0874349	1.0703091	1.0929698	1.0979528	1.0546363
V _{G2}	1.0770776	1.0680392	1.0744605	1.085399	1.0484229
V _{G3}	1.0665785	1.0584835	1.0573288	1.0687644	1.0523159
V _{G6}	1.0597945	1.0451229	1.0717154	1.0577705	1.0517484
V _{G8}	1.0788073	1.0490983	1.0872023	1.0789118	1.0943472
V _{G9}	1.0438285	1.0444705	1.0567739	1.0401349	1.0611564
V _{G12}	1.0456424	1.0520475	1.052333	1.0362692	1.0735787
T _{9,55}	1.022788	1.01962	1.0171598	1.0228379	0.9
T _{4,18}	1.0562668	1.0355908	1.0810662	1.0721845	1.1
T _{7,29}	1.0090564	1.0201286	1.0187099	1.009944	1.0167484
T _{10,51}	1.0246524	1.0098941	1.0354428	1.0239102	1.0057642
T _{11,41}	1.0949639	1.0468229	1.1	1.0984173	1.1
T _{11,43}	1.0292237	1.0172661	1.0426402	1.0330484	1.0277459
T _{13,49}	1.0613856	1.0262267	1.1	1.0602558	1.0819752
T _{14,46}	1.0299704	1.0122342	1.0576423	1.0293958	1.0272517
T _{15,45}	1.0103208	1.0057706	1.0263514	1.0098288	1.011463
T _{20,21}	1.0000616	0.9928952	1.016821	1.0045956	1.1
T _{24,25}	1.0172945	1.0058425	1.086497	1.0181646	
T _{24,26}	0.997649	1.0115617	0.9662153	0.998686	0.9559708
T _{32,34}	0.9583743	0.973446	0.9187165	0.957788	0.9
T _{39,57}	1.0442463	1.025617	1.0435501	1.0486497	0.9388041
T _{40,56}	1.0209219	1.0136931	1.0115869	1.0257619	0.9
QC ₁₈ (MVars)	2.72033	0.55116	7.90737	0	1.16173
QC ₂₅ (MVars)	5.9	3.70569	5.9	5.9	5.9
QC ₃₁ (MVars)	7.06786	2.69763	8.39263	7.28654	8.39263
Pertes actives (MW)	23.6592757	5.6224418	34.4336556	29.1955436	30.5425711
Rendement (%)	76.07	77.77	58.01	76.57	100.30
Déviations de moyens de compensation	20.647529	20.6407749	16.78526	23.5865415	23.5308993

Tableau 4.11 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

Ce tableau illustre les résultats d'un nouveau réglage des contrôleurs de l'énergie réactive de chaque cas du réseau. Nous y constatons une minimisation des pertes actives par rapport au premier niveau, et une réduction de 25.75 % de la moyenne des pertes qui est équivalent à 0.14 % supplémentaire à celle déduite du 2^{ème} niveau. En général,

L'application du 2^{ème} niveau est nécessaire dans la mesure où au niveau 1, un excès de pertes est signalé dans le cas 2 de l'ordre de 417 %, d'autant plus que la réduction des pertes y est très importante, ce que présente la figure 4.19. Il est vrai que le premier niveau assure la réalisabilité mais demeure insuffisant du point de vue économique.

IV.3.2.2 Phase 2 et investissement de moyens de compensation

A-Niveau 1

Pour la phase 2, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.12.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0801663	1.0791095	1.0880493	1.0830547	1.0493163
V _{G2}	1.0653119	1.0777979	1.0700939	1.0708092	1.044345
V _{G3}	1.0416581	1.0587168	1.049001	1.0576033	1.0523432
V _{G6}	1.0504403	1.0624193	1.0514651	1.0463117	1.0523389
V _{G8}	1.1	1.051849	1.1	1.0667372	1.0912467
V _{G9}	1.0623771	1.0376678	1.0703726	1.0348337	1.0603276
V _{G12}	1.0609447	1.038546	1.065424	1.0691716	1.0758137
T _{9,55}	0.9060336	1.0055422	0.91678	1.0194575	0.9
T _{4,18}	0.955626	1.0158013	1.1	1.0513599	1.0484994
T _{7,29}	1.0208256	0.9055619	1.0179515	0.9115715	1.0144895
T _{10,51}	0.9	0.9212849	1.0208521	1.0239354	1.0048807
T _{11,41}	1.0361221	1.0536781	1.1	1.1	1.1
T _{11,43}	1.0065916	0.9000153	1.0371706	0.9613577	1.0284637
T _{13,49}	1.0723301	0.9	1.1	1.1	1.083735
T _{14,46}	0.9	1.0369524	1.0574031	1.0444013	1.0285101
T _{15,45}	1.0084965	0.9	1.0282258	1.0190424	1.013263
T _{20,21}	1.0326951	1.0951201	1.1	1.0964782	1.1
T _{24,25}	0.9985598	0.9481356	1.1	0.9282833	
T _{24,25}	0.9204744	0.9548652	1.0565413	1.1	0.954579
T _{32,34}	0.9497227	0.9099586	0.9736489	0.9	0.9
T _{39,57}	1.0632383	1.0856286	1.0773586	0.9	0.9441463
T _{40,56}	0.9	1.0489537	0.9	1.0958988	0.9
Qc ₃₀ (MVars)	6.85034				
Pertes actives (MW)	31.43707	10.6951328	42.0752016	39.5930607	31.2582771
Rendement (%)	101.08	147.93	70.88	103.84	102.65
Moyenne des pertes (MW)	31.0117484				
Rendement (%)	93.26				
Investissement de M de C	6.8503375				

Tableau 4.12 Résultats d'optimisation du niveau 1.

La stabilité du système est atteinte après investissement de 6.85 MVars au nœud 30. La moyenne des pertes actives est réduite de 6.74 %, et les variables de contrôle (tableau 4.4) sont toutes réglées. Les tensions des nœuds de charge sont présentées sur les figures 4.19 à 4.23.

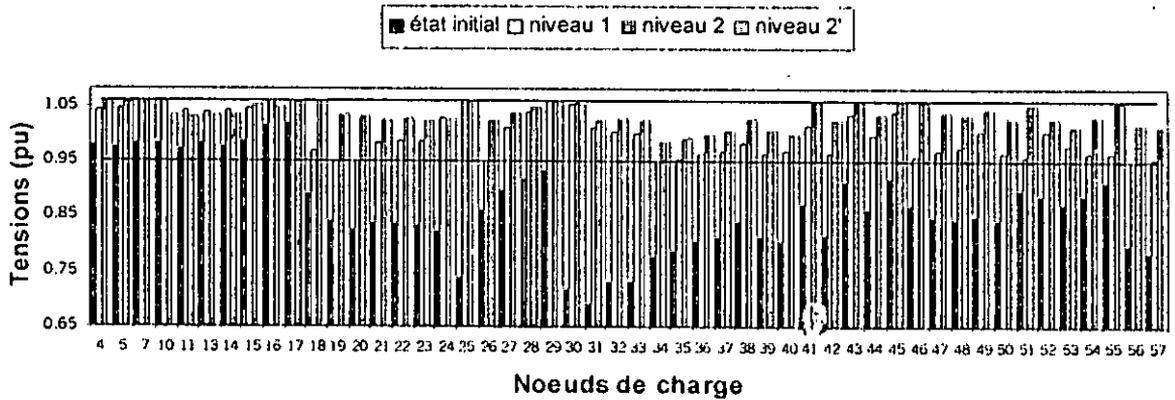


Fig 4.19 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

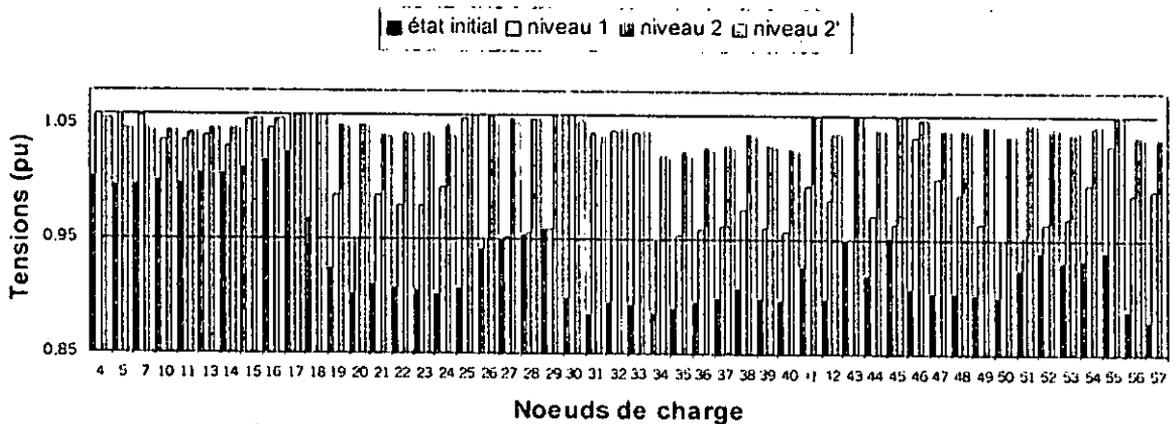


Fig 4.20 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

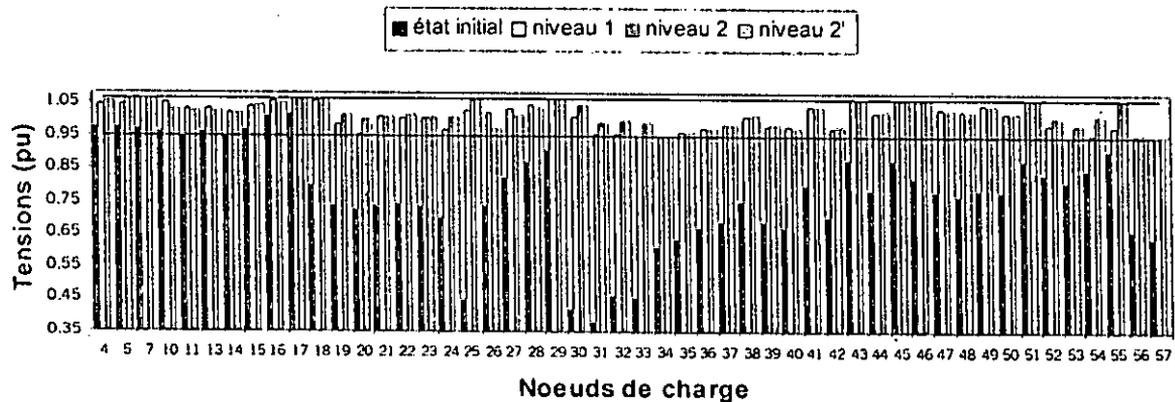


Fig 4.21 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

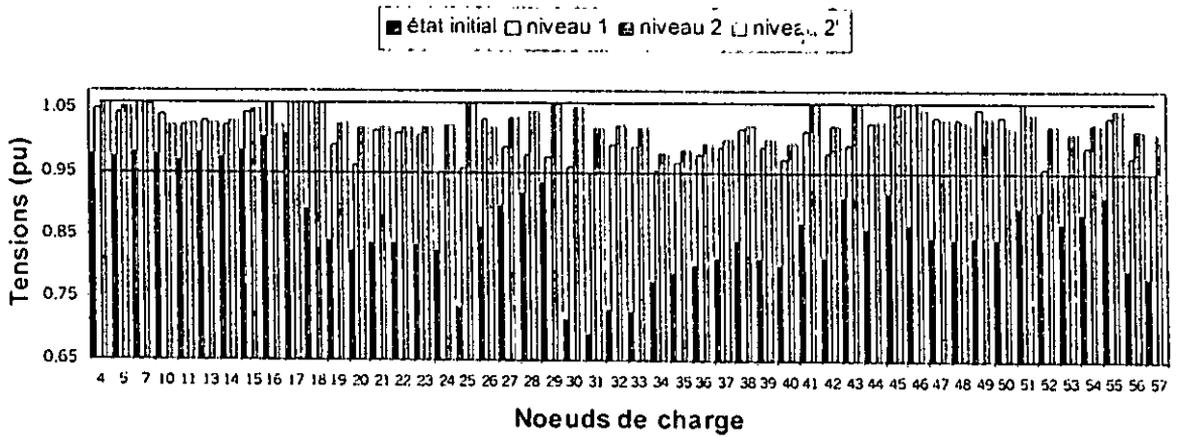


Fig 4.22 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

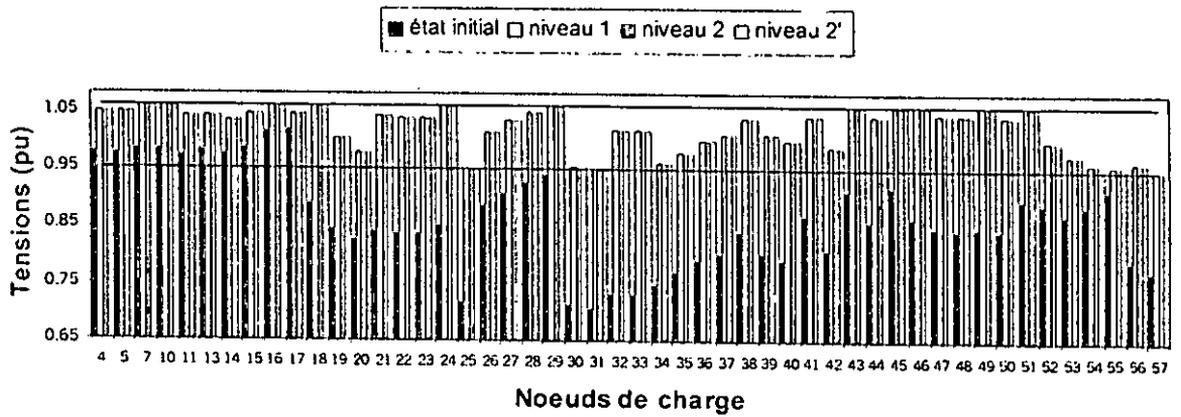


Fig 4.23 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

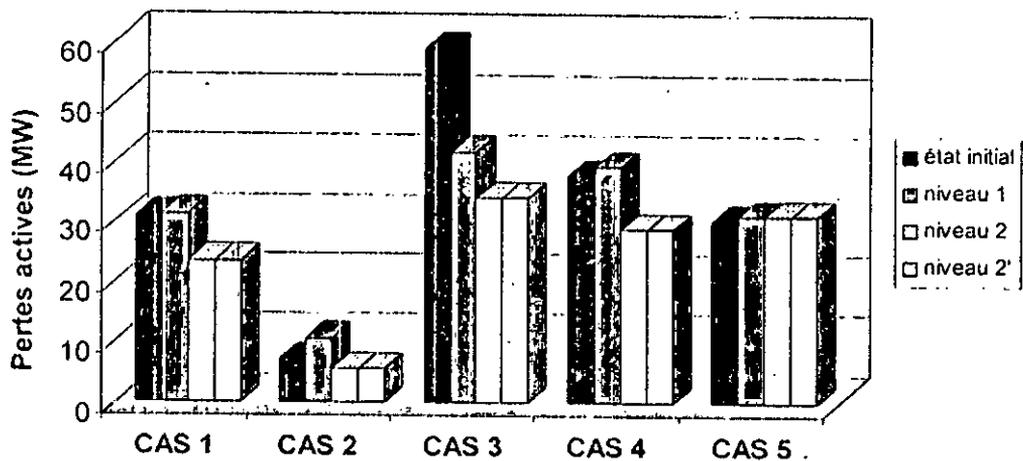


Fig 4.24 Pertes actives initiales et finales.

Pour les deux phases, la détermination des nœuds candidats à la compensation est faite sur des nœuds voisins, ce qui reflète le manque d'énergie réactive au niveau de la

zone des nœuds 30 et 31. Le cas le plus défavorable est celui d'une augmentation uniforme de 50 % de la charge, et les dépassements dans l'état initial y sont très importantes.

B-Niveau 2

L'application du 2^{ème} niveau pour minimiser la moyenne des pertes a donné les résultats présentés dans le tableau 4.13.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0874602	1.0702563	1.0929954	1.0978871	1.0493163
V _{G2}	1.0766287	1.0679881	1.0746108	1.0847126	1.044345
V _{G3}	1.0646627	1.0584373	1.057816	1.0661527	1.0523432
V _{G6}	1.0573938	1.0452998	1.0713368	1.0543215	1.0523389
V _{G8}	1.0771296	1.0491458	1.0848173	1.0768027	1.0912467
V _{G9}	1.0433822	1.0453827	1.0559288	1.0393756	1.0603276
V _{G12}	1.045604	1.0521353	1.0523017	1.0364155	1.0758137
T _{9,55}	1.0198127	1.0159275	1.0152662	1.0202527	0.9
T _{4,18}	1.0168717	0.979869	1.0699801	1.0183187	1.0484994
T _{7,29}	1.005966	1.0119542	1.0164653	1.0075654	1.0144895
T _{10,51}	1.024948	1.0089936	1.0355866	1.0241155	1.0048807
T _{11,41}	1.0986547	1.0430457	1.1	1.1	1.1
T _{11,43}	1.0299147	1.0161858	1.0455574	1.0340748	1.0284637
T _{13,49}	1.06187	1.0226375	1.1	1.0609791	1.083735
T _{14,46}	1.0306881	1.0100634	1.0588484	1.030417	1.0285101
T _{15,45}	1.0110788	1.0042708	1.0254023	1.0110505	1.013263
T _{20,21}	1.0021435	0.9922241	1.0230041	1.0080198	1.1
T _{24,25}	0.979358	0.9	1.0680315	0.9823084	
T _{24,26}	0.9972424	1.0107289	0.960317	0.9983637	0.954579
T _{32,34}	0.9476523	1.0010487	0.9282931	0.9461063	0.9
T _{39,57}	1.0447851	1.0263264	1.0278499	1.050562	0.9441463
T _{40,56}	1.0158783	1.0169543	0.9837526	1.0227488	0.9
Qc ₃₀ (MVars)	6.85034				
PERTES ACTIVES (MW)	23.5289454	5.6889288	34.2892433	29.0795642	31.2582771
RENDEMENT (%)	75.66	78.69	57.76	76.26	102.65
Moyenne des pertes (MW)	24.7689917				
RENDEMENT (%)	74.48				
Investissement de moyens de compensation	6.8503375				

Tableau 4.13 Résultats d'optimisation du niveau 2.

Ces résultats montrent l'apport de l'exécution du deuxième niveau sur l'ensemble des pertes actives. Nous avons, par la suite, appliqué comme dans la première phase le

programme pour chaque cas à part. Les résultats de ce niveau 2' sont présentés dans le tableau 4.14, où les cas 3 et 5 ne figurent pas parce qu'il n'y a aucune amélioration par rapport au niveau 2.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 4
V _{G1}	1.0874557	1.070285	1.0978876
V _{G2}	1.0766227	1.068001	1.0847131
V _{G3}	1.0646522	1.0584088	1.0661532
V _{G6}	1.0574301	1.0453468	1.0543224
V _{G8}	1.077199	1.0491124	1.0768044
V _{G9}	1.0434023	1.0451994	1.0393722
V _{G12}	1.0456121	1.0520875	1.0364148
T _{9,55}	1.0198282	1.0160132	1.0202574
T _{4,18}	1.0169385	0.9810225	1.0183305
T _{7,29}	1.0060474	1.015229	1.0075912
T _{10,51}	1.0249469	1.0097036	1.0241194
T _{11,41}	1.0989089	1.0478269	1.1
T _{11,43}	1.0299383	1.0168896	1.0340908
T _{13,49}	1.0620209	1.0259078	1.0610101
T _{14,46}	1.0307749	1.0120445	1.0304347
T _{15,45}	1.0111709	1.0055462	1.011068
T _{20,21}	1.0022478	0.9943004	1.0080359
T _{24,25}	0.9837905	0.9850621	0.9831612
T _{24,26}	0.9972288	1.0111457	0.9983561
T _{32,34}	0.9464972	0.9686343	0.9458861
T _{39,57}	1.0447583	1.0260213	1.0505393
T _{40,56}	1.0156037	1.010952	1.0226795
QC ₃₀ (MVars)	6.46177	1.20006	6.77568
PERTES ACTIVES (MW)	23.528533	5.5979799	29.0795487
RENDEMENT (%)	75.65	77.43	76.26
Investissement de moyens de compensation	6.4617725	1.2000597	6.7756819

Tableau 4.14 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

Dans les figures 4.19-23, les valeurs des tensions aux nœuds de charge au niveau 2 et 2' sont aussi présentées. Nous constatons que toutes ces grandeurs sont toujours dans les intervalles mais plus ou moins supérieures à celles du 1^{er} niveau (pour le cas 3 et 5, elles sont quasiment les mêmes), et que les tensions de ces deux niveaux sont approximativement égales. L'application de la deuxième phase a apporté un gain sur la moyenne des pertes de 25.52 % (niveau 2), et 25.57 % (niveau 2'). Le rendement constant des pertes actives du 5^{ème} cas (102.65 %) est une autre preuve de l'irréalabilité et l'insuffisance de l'écoulement de puissance.

IV.3.2.3 Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives

A-Niveau 2

L'exécution de la phase 3 donne les résultats du tableau suivant :

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0871348	1.0655106	1.0929329	1.0975264	1.0873697
V _{G2}	1.0758416	1.0626905	1.0762085	1.0838484	1.0764312
V _{G3}	1.0624312	1.0555131	1.0644649	1.0636849	1.0641326
V _{G6}	1.0548682	1.040484	1.0693513	1.0538691	1.0552482
V _{G8}	1.072393	1.0407074	1.0787626	1.0709337	1.0721088
V _{G9}	1.0528966	1.0490408	1.0683543	1.0504703	1.0532506
V _{G12}	1.0459795	1.0481561	1.052094	1.0366323	1.0457163
T _{9,55}	0.9843009	0.9421402	0.9759136	0.9849848	0.9818528
T _{4,18}	1.0562006	1.0222667	1.1	1.0555796	1.0569769
T _{7,29}	1.0004066	0.9671906	1.0103084	1.001327	1.0008576
T _{10,51}	1.0030201	0.9366232	1.0123972	0.9985215	1.0099126
T _{11,41}	1.1	0.9	1.0132891	1.1	1.1
T _{11,43}	0.9021026	0.9	1.0132657	0.9067843	0.9234753
T _{13,49}	1.0222283	0.9339358	1.0657948	1.0194994	1.0340215
T _{14,46}	0.9997131	0.928546	1.0208463	0.9985776	1.0054375
T _{15,45}	0.9952888	0.9372734	1.0041055	0.9961096	0.9948899
T _{20,21}	0.9871528	0.9292806	0.9985146	0.9852025	0.996893
T _{24,25}	0.9987177	0.9	1.068323	1.0032893	
T _{24,26}	1.0017847	1.0299227	0.9694575	1.0069286	0.9913722
T _{32,34}	0.9931587	1.0768163	0.9453411	0.9889213	0.9250907
T _{39,57}	1.0373526	1.0037875	1.0442207	1.0441385	1.0328666
T _{40,56}	1.0446339	1.0448318	1.0229116	1.0508728	1.0082318
Qc ₄ (MVars)			7.12024		
Qc ₁₃ (MVars)			5.98824		
Qc ₁₆ (MVars)			6.38825		
Qc ₁₉ (MVars)			0.43325		
Qc ₂₁ (MVars)			1.09202		
Qc ₂₂ (MVars)			0.04934		
Qc ₂₃ (MVars)			1.03305		
Qc ₂₇ (MVars)			0.41746		
Qc ₂₈ (MVars)			2.08645		
Qc ₃₀ (MVars)			2.06539		
Qc ₃₁ (MVars)			3.60489		
Qc ₃₂ (MVars)			3.22853		
Qc ₃₃ (MVars)			1.77963		
Qc ₃₅ (MVars)			1.96242		
Qc ₃₆ (MVars)			0.29919		
Qc ₃₇ (MVars)			0.74497		
Qc ₃₈ (MVars)			7.69397		
Qc ₃₉ (MVars)			2.25659		
Qc ₄₀ (MVars)			2.64047		
Qc ₄₁ (MVars)			9.32148		

QC ₄₂ (MVars)	4.59974				
QC ₄₄ (MVars)	3.12044				
QC ₄₆ (MVars)	7.53278				
QC ₄₇ (MVars)	11.47131				
QC ₅₀ (MVars)	10.05669				
QC ₅₁ (MVars)	6.48865				
QC ₅₂ (MVars)	2.6858				
QC ₅₃ (MVars)	9.9342				
QC ₅₄ (MVars)	1.87065				
QC ₅₅ (MVars)	20				
Pertes actives (MW)	22.5317989	6.1681902	31.2223586	27.9059639	25.7198096
Rendement (%)	72.45	85.31	52.6	73.19	84.47
Moyenne des pertes (MW)	22.7096242				
Rendement (%)	68.29				
Déviations de moyens de compensation (MVars)	140.343805				

Tableau 4.15 Résultats d'optimisation de la phase 3.

Le tableau 4.15 illustre l'effet de surcompensation en énergie réactive au sein d'un réseau électrique, avec une minimisation de la moyenne des pertes égale à 31.71 % où la plus grande amélioration correspond au 5^{ème} cas. Nous constatons aussi que le rendement des pertes pour le 2^{ème} cas (85.31 %) est supérieur à celui des phases précédentes (79.64%, 78.69%), ce qui signifie que le choix de la moyenne des pertes comme fonction objective, n'offre pas l'optimum de chaque cas à part, mais permet d'englober tous les cas dans le même problème.

Toutefois, il était prévisible que la troisième phase minimise mieux la moyenne des pertes que les phases 1 et 2. En contrepartie, la surcompensation nuit à la qualité d'énergie sachant que les batteries de condensateurs engendrent des harmoniques néfastes pour le réseau. En conclusion, les résultats d'application des trois phases sur le réseau IEEE 57 bus nous permettent de constater que la deuxième phase offre de meilleurs résultats concernant l'investissement et les pertes.

IV.3.3 Réseau Algérien 59 nœuds (Données en Annexe D)

Le Réseau Algérien étudié comporte 59 nœuds, 88 branches, 3 transformateurs et 13 nœuds de contrôle. Les limites des tensions (en p.u) sont :

$$0.98 \leq V_G \leq 1.10$$

$$0.95 \leq V_C \leq 1.06$$

Comme le réseau précédent nous avons considéré 5 cas différents du réseau dont le premier est le réseau de base et les autres sont caractérisés par :

cas 1 : cas de base (point nominal).

cas 2 : variation uniforme de la charge de 50 % du cas de base.

cas 3 : variation uniforme de la charge de 130 % du cas de base.

cas 3' : variation uniforme de la charge de 150 % du cas de base.

cas 4 : élimination de la ligne reliant les nœuds 51-52 (incident).

cas 5 : extension du réseau de 4 nœuds (Aïn-Sefra1, Aïn-Sefra2, Bechar1 et Bechar2), deux lignes reliant Bechar1-Aïn-Sefra2 (250 km), une reliant Saïda-Aïn-Sefra2 (270 km), et deux transformateurs reliant Aïn-Sefra1-Aïn-Sefra2 et Bechar2-Bechar1 [9].

Les variables de contrôle issues de l'écoulement de puissance sont présentés dans le tableau 4.16.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.090909	1.090909	1.090909	1.090909	1.090909
V _{G2}	1.14	1.14	1.14	1.14	1.14
V _{G3}	1.066877	1.06909	1.069091	1.06688	1.066884
V _{G4}	1.083628	1.083621	1.0836	1.083628	1.083628
V _{G5}	1.083627	1.083621	1.083604	1.083627	1.083627
V _{G6}	1.090908	1.104993	1.090902	1.090908	1.090908
V _{G7}	1.081818	1.081805	1.081798	1.081818	1.081818
V _{G8}	1.054545	1.058514	1.054545	1.054545	1.054545
V _{G9}	1.053636	1.066279	1.053636	1.053636	1.053636
V _{G10}	1.046361	1.057821	1.046341	1.046361	1.046361
V _{G11}	1.053635	1.090991	1.053628	1.053635	1.053635
V _{G12}	1.059545	1.059545	1.05953	1.059545	1.059545
V _{G13}	1.064651	1.076072	1.059545	1.064679	1.064269
T _{47,46}	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
T _{51,12}	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
T _{55,7}	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
T _{60,61}					1.02
T _{63,62}					1.06
QC ₂₄ (MVars)	50				
QC ₄₀ (MVars)	20				
QC ₅₅ (MVars)	27				
Pertes actives (MW)	69.13	44.03	194.47	69	78.19
Moyenne des pertes (MW)	90.964				

Tableau 4.16 Résultats d'écoulement de puissance.

IV.3.3.1 Phase 1 et mouvement de moyens de compensation

Le programme de données relatif au réseau Algérien comporte 838 variables et 760 contraintes.

A-Niveau 1

La phase 1 donne les résultats présentés dans le tableau 4.17.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.0267138	1.0179755	1.0654117	1.0257343	1.0667084
V_{G2}	1.0811251	1.01799	1.1	1.0796483	1.1
V_{G3}	1.0347556	1.011806	1.0115402	1.032481	1.0267437
V_{G4}	1.0370682	1.0442178	1.1	1.1	1.1
V_{G5}	1.0367757	1.0401741	1.1	1.1	1.1
V_{G6}	1.1	1.0425742	1.0789136	1.089381	1.0757892
V_{G7}	1.0770457	1.0076816	1.0502923	1.068505	1.0708295
V_{G8}	1.0224384	1	1	1.0171192	1.0103934
V_{G9}	1.0191456	1.0087036	1.0199095	1.0165682	1.0116628
V_{G10}	1.0007711	1.0124554	1.08548	1.0634532	1.0633068
V_{G11}	1.0266544	1.0368936	1.0960661	1.0592683	1.0534417
V_{G12}	1	1	1.0662812	1.0258891	1.0185732
V_{G13}	1	1	1.0456633	1	1.0391718
$T_{47,46}$	0.9548952	0.9500031	1.045807	0.9712267	0.9468837
$T_{51,12}$	1.0356184	0.9875204	1.0934856	0.9685919	0.9496997
$T_{55,7}$	0.9781337	0.9438206	0.9	0.9792917	0.9818305
$T_{60,61}$					0.9
$T_{63,62}$					0.9
QC_{24} (MVars)			4.64166		
QC_{37} (MVars)			33.09385		
QC_{56} (MVars)			11.55774		
QC_{57} (MVars)			0.7064		
Pertes actives (MW)	73.5087658	31.978733	103.44287	67.8026053	78.5950622
Rendement (%)	106.33	72.63	53.19	98.26	100.52
Moyenne des pertes (MW)			71.06560		
Rendement (%)			78.12		
Déviations de moyens de compensation (MVars)			90.71633		

Tableau 4.17 Résultats d'optimisation du niveau 1.

Les 50 MVars de la batterie de condensateur du nœud 24 sont ramenées à 4.6 MVars, et les batteries aux nœuds 40 et 55 sont totalement déplacées vers les nœuds 37, 56 et 57. La stabilité du réseau dans ses différents cas est vérifiée, et la moyenne des pertes actives est réduite de 21.88 %. Les tensions aux nœuds de charge sont présentées dans les figures 4.25-29.

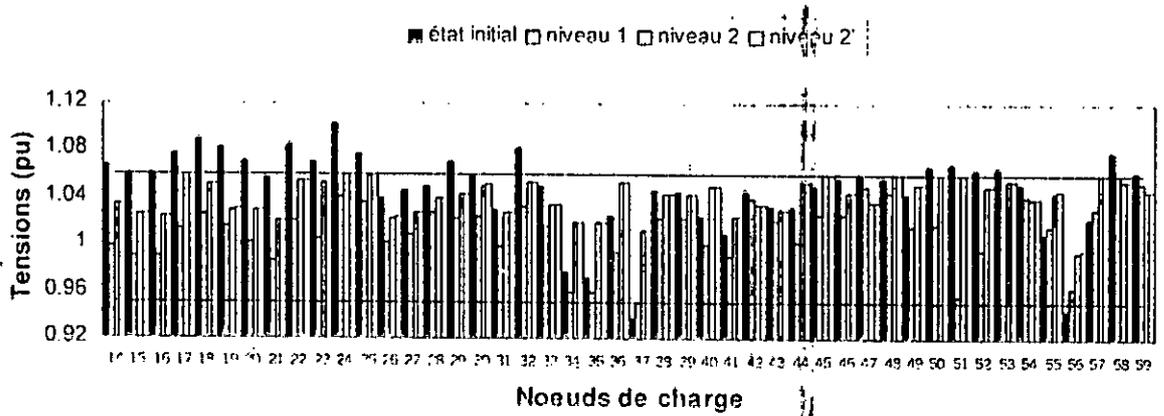


Fig 4.25 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

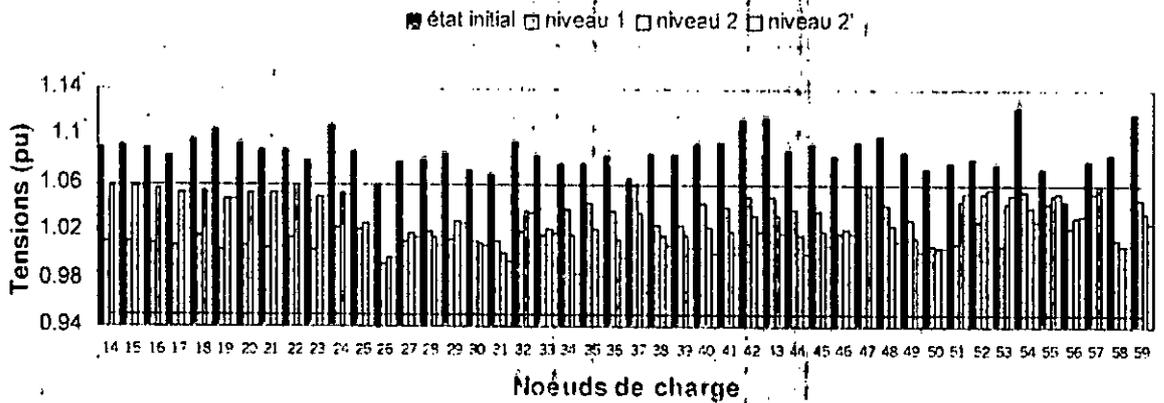


Fig 4.26 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

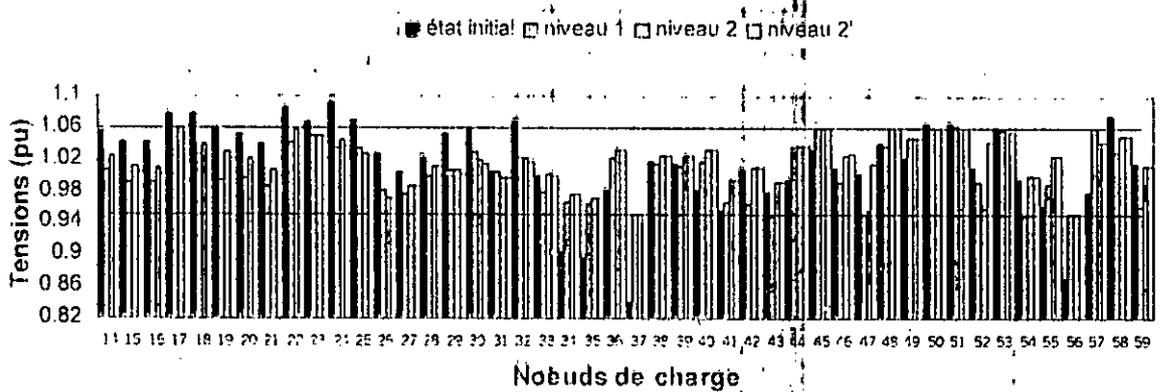


Fig 4.27 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

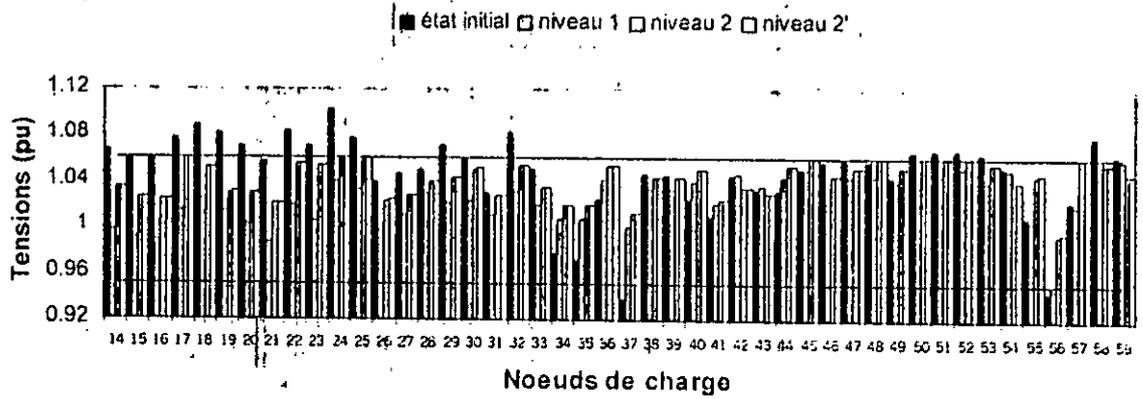


Fig 4.28 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

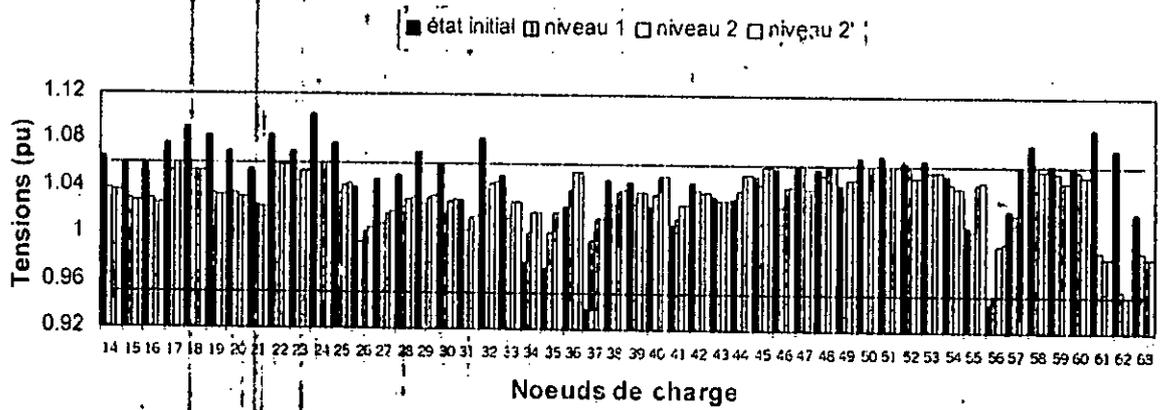


Fig 4.29 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

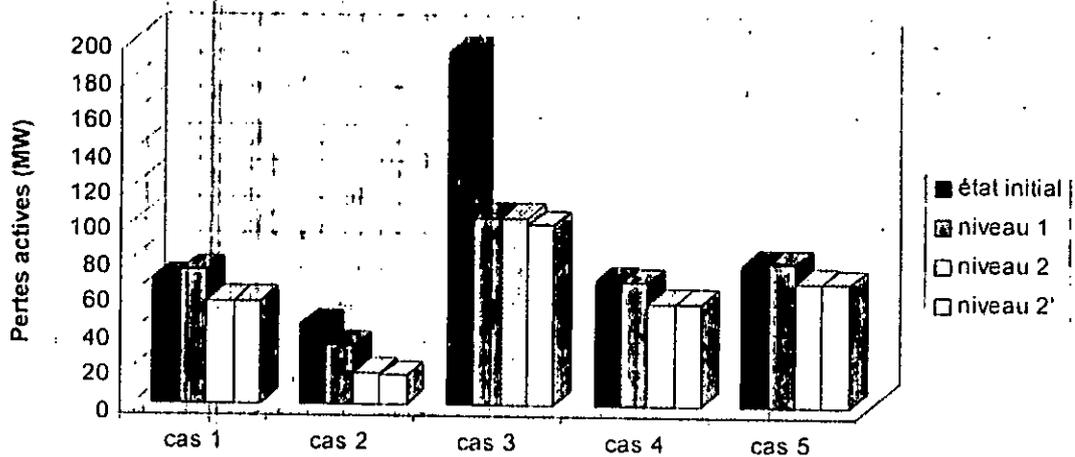


Fig 4.30 Pertes actives initiales et finales.

Le niveau 1 du programme a permis de stabiliser la tension dans les limites imposées par rapport aux valeurs issues de l'écoulement de puissance, et l'apport de l'optimisation de la compensation réactive ainsi que l'ensemble des pertes sur la qualité de transport d'énergie.

B-Niveau 2

Le programme du niveau 2 a permis d'enregistrer les résultats du tableau 4.18.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0611217	1.0625708	1.061123	1.0643842
V _{G2}	1.0716379	1.0557816	1.071654	1.1
V _{G3}	1.0513188	1.0076403	1.0513208	1.0291166
V _{G4}	1.1	1	1.1	1.1
V _{G5}	1.1	1.0053168	1.1	1.1
V _{G6}	1.0707863	1.0299964	1.0707712	1.0713454
V _{G7}	1.050743	1	1.0509108	1.0526623
V _{G8}	1.0442939	1	1.0442967	1.0203229
V _{G9}	1.04718	1.0043536	1.0471832	1.0228393
V _{G10}	1.0874087	1	1.0874087	1.0877788
V _{G11}	1.0724466	1.0164908	1.0724447	1.0740602
V _{G12}	1.0608155	1	1.0608345	1.0602776
V _{G13}	1.0493015	1.0451955	1.0493013	1.0486356
T _{47,46}	0.9892611	0.9552291	0.9752505	0.9833606
T _{51,12}	0.9892995	0.9526536	0.9882805	0.9888517
T _{55,7}	0.925805	0.9298402	0.9259813	0.9278203
T _{60,61}				0.9278203
T _{55,7}				0.9278203
QC ₂₄ (MVars)	4.64166			
QC ₃₇ (MVars)	33.09385			
QC ₅₆ (MVars)	11.55774			
QC ₅₇ (MVars)	0.7064			
Pertes actives (MW)	56.4408446	17.5033849	56.3648767	68.336544
Rendement (%)	81.64	39.75	81.69	87.4
Moyenne des pertes (MW)	60.41			
Rendement (%)	66.41			
Déviations de moyens de compensation (MVars)	90.71633			

Tableau 4.18 Résultats d'optimisation du niveau 2.

Ces résultats montrent qu'avec les mêmes compensateurs proposés au niveau 1, et un ajustement optimal de tous les autres contrôleurs de l'énergie réactive, la moyenne des

perdes est réduite de 33.58 %. Les figures 4.25-29 présentent les valeurs des tensions aux nœuds de charge. Nous remarquons que toutes ces grandeurs sont bien comprises entre leurs limites.

L'application du niveau 2' donne le tableau 4.19 qui contient les variables de contrôle des 5 cas considérés du réseau.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.061233	1.0624536	1.0568177	1.0612343	1.0643834
V_{G2}	1.073645	1.0540242	1.0962414	1.0736612	1.1
V_{G3}	1.0523481	1.005939	1.012524	1.0523503	1.0315406
V_{G4}	1.1	1.000437	1.1	1.1	1.1
V_{G5}	1.1	1.0017235	1.1	1.1	1.1
V_{G6}	1.0709328	1.0186711	1.078936	1.0709177	1.0712607
V_{G7}	1.0506861	1	1.0502923	1.0508538	1.0524634
V_{G8}	1.0454206	1	1	1.0454236	1.0229408
V_{G9}	1.048319	1.0026543	1.0151023	1.0483222	1.0254954
V_{G10}	1.0873842	1	1.0848114	1.0873843	1.087747
V_{G11}	1.0722045	1.0037545	1.0960799	1.0722026	1.0739076
V_{G12}	1.0608308	1	1.0661649	1.0608498	1.060331
V_{G13}	1.0492741	1.0456695	1.0471023	1.0492738	1.0486357
$T_{47,46}$	0.9896114	0.9506226	0.9855924	0.9754764	0.9840064
$T_{51,12}$	0.989311	0.9460719	0.9886324	0.9882952	0.9888952
$T_{55,7}$	0.9240832	0.9282193	0.9	0.9242593	0.9259485
$T_{60,61}$					0.9
$T_{63,62}$					0.9
QC_{24} (MVars)	0	0	4.64166	0	0
QC_{37} (MVars)	33.09385	0	33.09385	33.09385	33.09385
QC_{56} (MVars)	11.55774	11.55774	11.55774	11.55774	11.55774
QC_{57} (MVars)	0	0	0.70674	0	0
Pertes actives (MW)	56.4204545	15.8420053	99.2503652	56.3445306	68.220593
Rendement (%)	81.62	35.98	51.04	81.66	87.25
Déviations de moyens de compensation (MVars)	94.65159	81.55774	90.7166824	94.65159	94.65159

Tableau 4.19 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

Ce tableau illustre les résultats d'une minimisation des pertes actives de chaque cas du réseau, dont la moyenne présente une réduction de 34.9 %, ce qui est équivalent à 1.32 % supplémentaire à celle déduite du 2^{ème} niveau. La commutation des batteries de condensateurs n'est pas vraiment importante du point de vue pertes (ce qui est identique au niveau 2). Le mouvement de moyens de compensation ne peut être le remède au problème

d'instabilité de la tension pour le cas 3, qui apparemment représente la contrainte la plus sévère comme pour les autres réseaux étudiés.

IV.3.3.2 Phase 2 et investissement de moyens de compensation

A-Niveau 1

Pour la phase 2, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 4.20.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0282817	1.0600331	1.0460982	1.0402012	1.0643673
V _{G2}	1.0976466	1.0597162	1.0737753	1.0968633	1.1
V _{G3}	1.0158198	1.0099664	1.017381	1.0399489	1.0008223
V _{G4}	1.0624417	1.0236651	1.1	1.0983749	1.081269
V _{G5}	1.0680253	1.0339957	1.1	1.1	1.1
V _{G6}	1.070776	1.0500994	1.0776107	1.0075502	1
V _{G7}	1.0713029	1	1.048939	1.0750401	1
V _{G8}	1.0016198	1	1	1.0341773	1
V _{G9}	1	1.0065678	1.0264321	1.0241941	1
V _{G10}	1	1.0393811	1.0863892	1.0570892	1.0800563
V _{G11}	1.0269524	1.0390391	1.1	1.0301302	1.0105247
V _{G12}	1.0171654	1.0301606	1.0654552	1.0061478	1
V _{G13}	1	1.0430095	1.0494114	1.012377	1.048622
T _{47,46}	0.9469716	0.9685041	1.0523192	0.9282158	0.9
T _{51,12}	0.952997	1.0801395	0.9860085	0.9826141	1.0358206
T _{55,7}	0.9717664	1.0012908	0.9	0.9867075	0.9
T _{60,61}					0.9
T _{63,62}					0.9
Qc ₃₇ (MVars)			30.38241		
Qc ₅₆ (MVars)			12.97698		
Pertes actives (MW)	73.8671334	30.3212641	137.208953	73.6823428	84.5051016
Rendement (%)	106.85	68.87	70.56	106.79	108.08
Moyenne des pertes (MW)			79.916959		
Rendement (%)			87.8555901		
Investissement de moyens de compensation			43.35939		

Tableau 4.20 Résultats d'optimisation du niveau 1!

Avec un investissement de 30.38 MVars au nœud 37 (Tebessa) et 12.97 MVars au nœud 56 (Hassi Messaoud Sud), la moyenne des pertes actives est réduite de 12.15 %, et les variables de contrôle (tableau 4.20) sont toutes réglées, ainsi que les tensions aux nœuds de charge (figures 4.31-35).

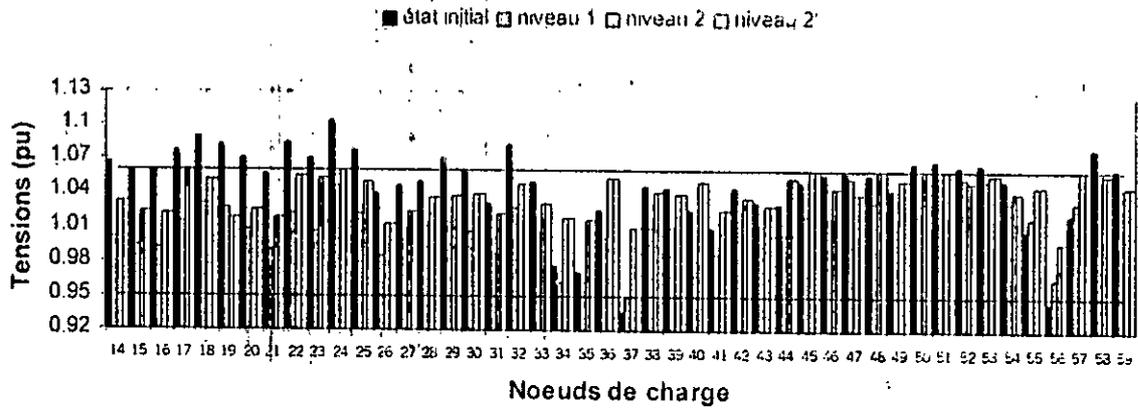


Fig 4.31 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

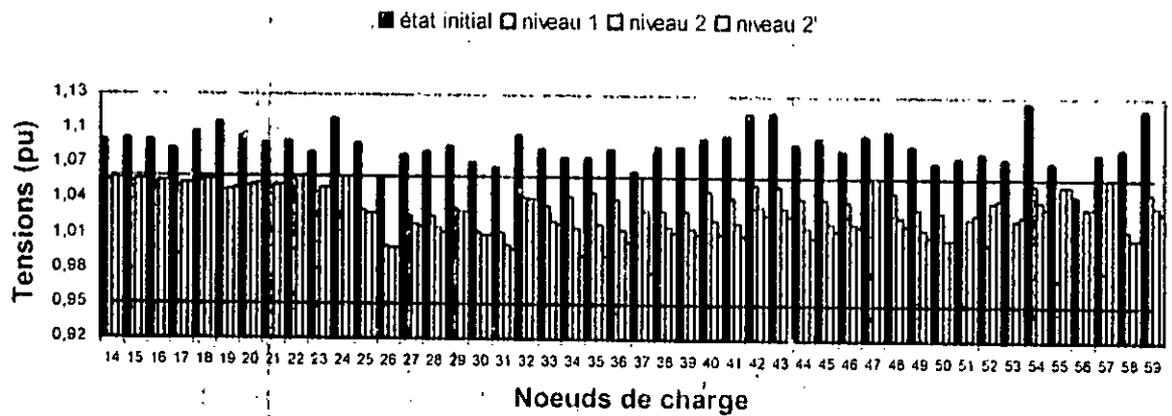


Fig 4.32 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

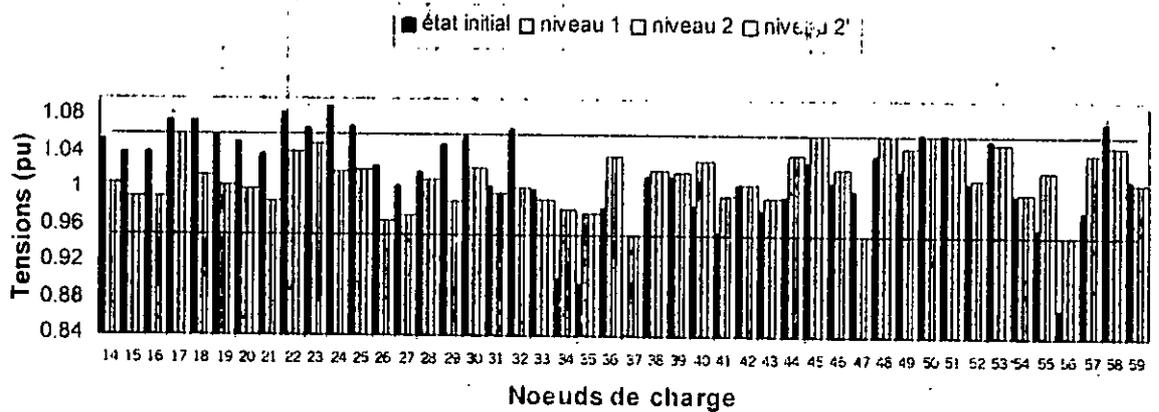


Fig 4.33 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

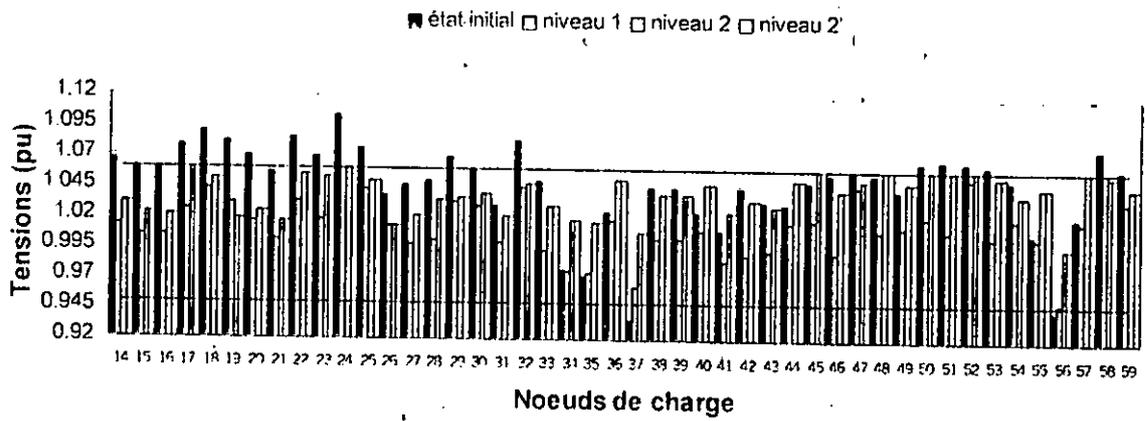


Fig 4.34 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

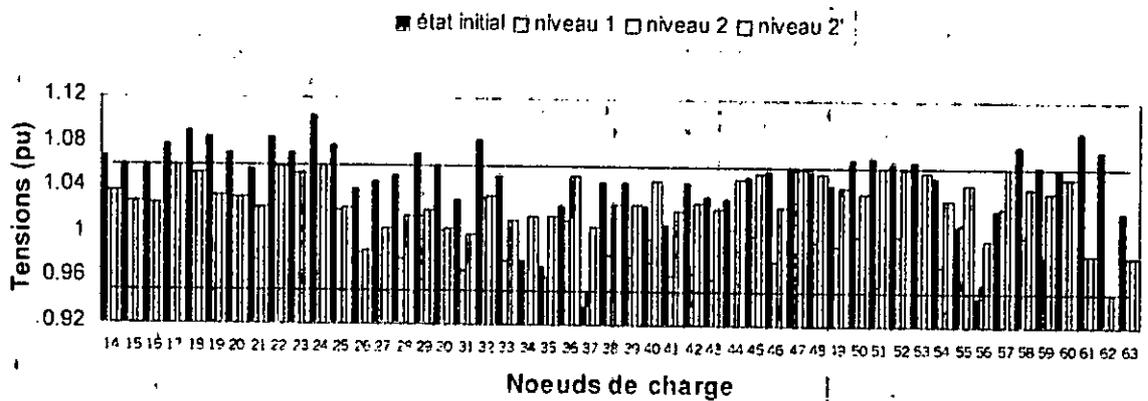


Fig 4.35 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

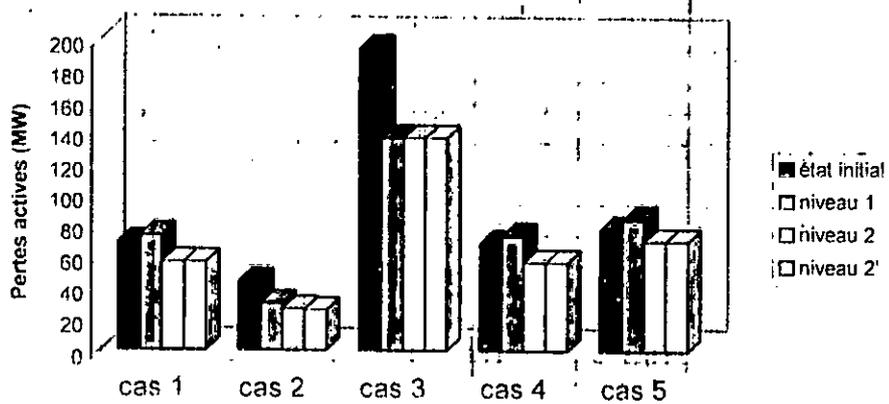


Fig 4.36 Pertes actives initiales et finales.

Pour les phases 1 et 2, la détermination des nœuds candidats à la compensation donne les mêmes nœuds à cause du manque d'énergie réactive. Le cas le plus défavorable

est celui d'une augmentation uniforme de 30 % de la charge, et les dépassements dans l'état initial y sont très importantes.

B-Niveau 2

L'application du 2^{ème} niveau pour minimiser la moyenne des pertes a donné les résultats présentés dans le tableau 4.21.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.060058	1.0616798	1.0600593	1.0644549
V _{G2}	1.0524359	1.0603388	1.0524515	1.1
V _{G3}	1.040795	1.0073435	1.0407941	1.0058167
V _{G4}	1.1	1	1.1	1.1
V _{G5}	1.1	1.0054945	1.1	1.1
V _{G6}	1.0711023	1.0319206	1.0710916	1.0624204
V _{G7}	1.0517617	1	1.0519314	1.0426755
V _{G8}	1.0329143	1	1.0329145	1
V _{G9}	1.0356348	1.0041265	1.0356351	1
V _{G10}	1.0875941	1	1.087594	1.0876028
V _{G11}	1.0734403	1.0165467	1.0734341	1.0749162
V _{G12}	1.060536	1	1.0605544	1.0350787
V _{G13}	1.0495639	1.046025	1.0495637	1.0486244
T _{47,46}	0.9864424	0.9521313	0.9736751	0.9503856
T _{51,12}	0.9890647	0.9722515	0.9840126	0.9653049
T _{55,7}	0.9265368	0.9294559	0.9267146	0.9170073
T _{60,61}				0.9
T _{63,62}				0.9
QC ₃₇ (MVars)	30.38241			
QC ₅₆ (MVars)	12.97698			
Pertes actives (MW)	56.8316351	26.6270645	56.7551511	70.528654
Rendement (%)	82.21	60.47	82.25	90.2
Moyenne des pertes (MW)	69.59029			
Rendement (%)	76.503			
Investissement de moyens de compensation	43.35939			

Tableau 4.21 Résultats d'optimisation du niveau 2.

Les résultats du niveau 2 sont donnés par le tableau 4.14, où seul le cas 2 est présenté puisqu'il n'y a pas d'amélioration pour les autres cas.

VARIABLES	CAS 2
V_{G1}	1.0621024
V_{G2}	1.0604917
V_{G3}	1.0064096
V_{G4}	1
V_{G5}	1.0032734
V_{G6}	1.0260052
V_{G7}	1
V_{G8}	1
V_{G9}	1.003305
V_{G10}	1
V_{G11}	1.0094757
V_{G12}	1
V_{G13}	1.0465272
$T_{47,46}$	0.9497635
$T_{51,12}$	0.9685934
$T_{55,7}$	0.9294559
Qc ₃₇ (MVars)	0
Qc ₅₆ (MVars)	12.97698
Pertes actives (MW)	25.8090024
Rendement (%)	58.62
Investissement de moyens de compensation	12.97698

Tableau 4.22 Résultats d'optimisation du niveau 2' pour le cas 2.

Les figures 4.31-35 présentent également les valeurs des tensions aux nœuds de charge aux niveaux 2 et 2'. Nous constatons que toutes ces grandeurs sont toujours dans leurs limites, mais plus ou moins supérieures à celles du 1^{er} niveau, excepté pour le cas 2, où les tensions au niveau 2 sont inférieures à celles du niveau 1. Ceci se confirme dans l'exécution du niveau 2 pour le cas 2, parce qu'il y a surcompensation de 30.38 MVars au nœud 37, c'est à dire que l'utilisation d'une compensation optimale permet de relaxer les élévations de tension permises, et les tensions ont tendance à approcher l'unité. L'application de la deuxième phase a apporté un gain sur la moyenne des pertes de 23.50% (niveau 2), et 23.68% (niveau 2'). Une grande similitude apparaît dans les résultats des niveaux 2 et 2'.

Pour montrer l'influence des changements du réseau, nous avons appliqué le programme (niveau 1' et 2') pour le cas d'augmentation uniforme de la charge de 50 % en particulier (cas 3 modifié ou cas 3'), ainsi que les autres cas séparément. Les résultats finaux sont présentés sur le tableau 4.23.

VARIABLES	Cas 1	Cas 2	Cas 3'	Cas 4	Cas 5
V _{G1}	1.0600396	1.0621024	1.0456104	1.0600407	1.062585
V _{G2}	1.05203	1.0604917	1.0955041	1.0520451	1.0932988
V _{G3}	1.0411115	1.0064696	1.0328629	1.0411105	1.0118667
V _{G4}	1.1	1	1.1	1.1	1.1
V _{G5}	1.1	1.0032734	1.1	1.1	1.1
V _{G6}	1.0720137	1.0260052	1.0897481	1.072003	1.0729444
V _{G7}	1.0530733	1	1.0428501	1.0532453	1.0556366
V _{G8}	1.0331561	1	1.0095406	1.0331561	1.0015796
V _{G9}	1.0359058	1.003305	1.0363299	1.0359059	1.0038511
V _{G10}	1.0878483	1	1.0684763	1.0878481	1.0882968
V _{G11}	1.0755583	1.0094757	1.1	1.075552	1.077496
V _{G12}	1.0602032	1	1.0693583	1.0602214	1.0594934
V _{G13}	1.0495686	1.0465272	1.0475934	1.0495683	1.0490559
T _{47,46}	0.986606	0.9497635	1.0404971	0.9740336	0.9788653
T _{51,12}	0.988749	0.9685933	0.9874425	0.9876941	0.9881596
T _{55,7}	0.9157721	0.9181235	0.9	0.9159552	0.9184992
T _{60,61}					0.9
T _{63,62}					0.9
QC ₃₅ (MVars)	0	0	38.59813	0	0
QC ₃₇ (MVars)	0	0	50	0	0
QC ₅₆ (MVars)	0	0	50	0	0
QC ₅₇ (MVars)	0	0	4.98236	0	0
Pertes actives (MW)	58.4578801	26.048557	150.785544	58.3809359	70.7372769
Rendement (%)	84.56	59.16	96.56	84.61	90.21
Investissement de moyens de compensation	0	0	143.5804856	0	0

Tableau 4:23 Résultats d'optimisation du niveau 2' (après application du niveau 1')

Cette contrainte ne peut être vérifiée avec la réserve de compensateurs existante, mais est faite en investissant 143.58 MVars aux nœuds 35, 37, 56 et 57. La minimisation des pertes actives est obtenue à 96.56 % par rapport à l'écoulement de puissance. La réduction relativement petite de ces pertes est réalisée par ajustement des productions actives et réactives avec un réglage de la compensation par le biais d'un contrôle général de toutes les variables. Les productions prises au départ ont satisfait la demande, mais le besoin en compensation demeure si on n'investit pas 143.58 Mvars supplémentaires.

Alors, on peut dire que, pour le réseau étudié, si le mouvement (phase 1) peut résoudre le problème de compensation, certains cas exigent l'investissement de nouvelles sources de puissance réactive (cas 3'). Les cas ne nécessitant pas de nouvelles sources de

compensation se suffisent d'un simple réglage adéquat des tensions et des rapports de transformation des régleurs en charge, ce qui garantit la sécurité du système.

IV.3.3.3 Phase 3 et minimisation de la moyenne des pertes actives

A-Niveau 2

L'application de la phase 3 pour chaque cas à part, donne les résultats du tableau suivant :

VARIABLES	Cas1	Cas 2	Cas 3	Cas 3'	Cas 4	Cas 5
V _{G1}	1.0655186	1.0624536	1.0616222	1.0630647	1.0655189	1.0660391
V _{G2}	1.0618397	1.0540187	1.0741489	1.0882601	1.0618444	1.0637179
V _{G3}	1.0461292	1.0059349	1.0523487	1.0508151	1.0461253	1.0441092
V _{G4}	1.0937284	1.0004225	1.1	1.1	1.0937237	1.0942392
V _{G5}	1.0934413	1.0017115	1.1	1.1	1.0934366	1.0939698
V _{G6}	1.0707299	1.0186396	1.080819	1.0853739	1.0707253	1.0704955
V _{G7}	1.046589	1	1.0609964	1.0636409	1.0467492	1.04663
V _{G8}	1.0389618	1	1.0446329	1.0378434	1.0389584	1.03677
V _{G9}	1.0415292	1.0026499	1.0498928	1.0491841	1.0415257	1.039302
V _{G10}	1.0804133	1	1.0903897	1.0773019	1.0804089	1.0808507
V _{G11}	1.0656717	1.0037369	1.0686784	1.0720318	1.0656705	1.0660867
V _{G12}	1.0618977	1	1.060965	1.0639214	1.0619152	1.0618671
V _{G13}	1.0482003	1.04567	1.0457311	1.0431773	1.0482003	1.0472134
T _{47,46}	1.0124711	0.950481	1.0466966	1.0765576	1.0922443	1.0121124
T _{51,12}	1.02143	0.9545314	1.0269863	1.0341249	1.0194584	1.0214033
T _{55,7}	0.9747981	0.9446444	0.955822	0.9337853	0.9749558	0.9748385
T _{60,61}						0.9
T _{63,62}						0.9
QC ₂₄ (MVars)	0	0	0	0	0	0
QC ₃₅ (MVars)	24.16459	0	41.86858	50	24.16034	24.12413
QC ₃₇ (MVars)	26.80125	0	38.15196	46.69717	26.80098	26.79861
QC ₄₀ (MVars)	0	0	5.85124	46.36231	0	0
QC ₅₅ (MVars)	50	26.67575	50	50	50	50
QC ₅₆ (MVars)	50	30.77473	50	50	50	50
Pertes actives (MW)	53.4701777	15.6667805	78.9174497	133.4155934	53.397549	63.9421846
Rendement (%)	77.35	35.58	40.58	85.44	77.39	81.78
Déviaton de moyens de compensation	441.2812989	38.2428308	740.9195798	1090.8710	441.3111288	448.7327279

Tableau 4.24 Résultats d'optimisation de la phase 3.

Les pertes actives de chaque cas sont inférieures à celles des phases précédentes, mais le prix d'investissement est très élevé, sauf pour le cas d'une diminution de 50 % de

la charge ou 35.58 MVars suffisent pour forcer le plan de production et de compensation à réaliser une réduction de 64.42 % des pertes. Bien que l'investissement soit grand dans cette phase, le choix du nœud 24 comme nœud de compensation est loin d'être satisfaisant. La comparaison des rendements des pertes dans les trois phases donne le tableau suivant :

Rendement (%)	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 3'	Cas 4	Cas 5
Wl-W (MVars) / nœud						
Mouvement Niveau 1 Niveau 2' Phase 1	81.62	35.98	51.04	Non réalisable	81.66	87.25
	50-0/24 0-33.1/37 20-0/40 27-0/55 0-11.5/56	50-0/24 0-0/37 20-0/40 27-0/55 0-11.5/56	50-4.64/24 0-33.1/37 20-0/40 27-0/55 0-11.5/56 0-0.7/57		50-0/24 0-33.1/37 20-0/40 27-0/55 0-11.5/56	50-0/24 0-33.1/37 20-0/40 27-0/55 0-11.5/56
Investissement Niveau 1 Niveau 2' Phase 2	82.21	58.62	70.56	96.56	82.25	90.2
	50-50/24 0-30.38/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57	50-50/24 0-0/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57	50-50/24 0-30.38/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57	50-50/24 0-38.6/33 0-50/37 20-20/40 27-27/55 0-50/56 0-5/57	50-50/24 0-30.38/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57	50-50/24 0-30.38/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57
Investissement Niveau 1' Niveau 2' Phase 2	84.56	59.16	70.56	96.56	84.61	90.21
	50-50/24 0-0/37 20-20/40 27-27/55 0-0/56 0-0/57	50-50/24 0-0/37 20-20/40 27-27/55 0-0/56 0-0/57	50-50/24 0-30.38/37 20-20/40 27-27/55 0-13/56 0-0/57	50-50/24 0-38.6/35 0-50/37 20-20/40 27-27/55 0-50/56 0-5/57	50-50/24 0-0/37 20-20/40 27-27/55 0-0/56 0-0/57	50-50/24 0-0/37 20-20/40 27-27/55 0-0/56 0-0/57
Minimisation des pertes MW Niveau 2' Phase 3	77.35	35.58	40.58	85.44	77.39	81.78
	50-0/24 0-24.2/35 0-26.8/37 20-0/40 27-50/55 0-50/56 et autres	50-0/24 0-0/35 0-0/37 20-0/40 27-26.7/55 0-30.8/56 et autres	50-0/24 0-41.9/35 0-38.2/37 20-5.9/40 27-50/55 0-50/56 et autres	50-0/24 0-50/35 0-46.7/37 20-46.4/40 27-50/55 0-50/56 et autres	50-0/24 0-24.2/35 0-26.8/37 20-0/40 27-50/55 0-50/56 et autres	50-0/24 0-24.2/35 0-26.8/37 20-0/40 27-50/55 0-50/56 et autres

Tableau 4.25 Résultats d'optimisation des phases 1, 2 et 3.

- où Niveau 1 = Optimisation du mouvement et/ou investissement pour tous les cas en même temps
- Niveau 1' = Optimisation du mouvement et/ou investissement pour chaque cas à part.
- Niveau 2 = Minimisation de la moyenne des pertes MW pour tous les cas en même temps
- Niveau 2' = Minimisation des pertes MW pour chaque cas à part.
- Wl, W = Puissances réactives initiales et finales fournies par les moyens de compensation.

A partir de ce tableau, il est clair que la phase 1 offre de meilleurs résultats par rapport aux autres, ce qui fait que le mouvement de moyens de compensation est préféré à l'investissement pour les cas considérés. En contrepartie, tenant compte d'autres changements du réseau, il est nécessaire d'investir de nouvelles sources d'énergie réactive pour répondre au problème de fluctuation de la charge comme il a été démontré auparavant.

IV.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, le programme élaboré a été testé et validé pour la planification des moyens de compensation en énergie réactive sur différents réseaux sujet à diverses variations de la charge et topologiques (incidents, développements).

Les applications réalisées sur les réseaux modèles IEEE 30 et 57 nœuds ainsi que sur le réseau national, permettent de tirer quelques conclusions :

- L'application des trois phases offre différentes propositions de solutions au problème puisqu'elles satisfont la sécurité et la qualité de transport, la plus intéressante devant tenir compte des réserves en énergie réactive.
- Le comportement des réseaux pour les différents cas étudiés, suite à l'optimisation de la compensation réactive, varie en fonction de l'objectif visé (phase) et dépend de la taille et de la structure de chacun d'eux.
- Le choix des nœuds candidats à la compensation pour un déplacement des moyens existants ou investissement de nouveaux dispositifs porte pratiquement sur les mêmes nœuds ou nœuds voisins. L'ajustement des tensions de génération et les facteurs des régulateurs en charge des transformateurs est aussi important que l'emplacement des batteries de condensateurs.
- Les résultats de simulations montrent que le mouvement de moyens de compensation satisfait la globalité des cas étudiés, représentant des situations critiques ou des variations de topologie du réseau (incidents, développement). Par rapport à l'investissement qui nécessite des budgets particuliers et une programmation dans le temps, le mouvement peut être une alternative intéressante pour une optimisation de la répartition des sources de puissance réactive déjà disponibles.

CONCLUSION GENERALE

Dans ce travail, nous avons présenté la formulation mathématique globale pour une optimisation des moyens de compensation de l'énergie réactive dans un réseau électrique. Le problème de planification vise à préparer le réseau à faire face aux éventuels incidents et à son développement qui ne cesse d'augmenter.

Trois phases ont été élaborées : la première concernant le mouvement des dispositifs de compensation existant dans le réseau de base, la deuxième consacrée à l'investissement de nouvelles sources d'énergie réactive, la troisième phase favorisant l'optimisation de la moyenne des pertes sur le minimum de compensation possible par mouvement ou par investissement.

Pour avoir un meilleur fonctionnement du réseau électrique, tenant compte des pertes dans les trois phases, une méthode de décomposition à deux niveaux a été élaborée dans laquelle le deuxième niveau traite le problème des pertes actives en appliquant le programme pour l'ensemble des cas du réseau (minimisation de la moyenne des pertes) et pour chaque cas à part (minimisation des pertes).

La méthode d'optimisation utilisée est celle du Lagrangien augmenté et projeté, entraînant des sous-problèmes, dans lesquels on linéarise les contraintes; ces derniers sont résolus avec la méthode du gradient réduit en association avec celle de Quasi-Newton (méthode de Davidon-Fletcher-Powell). L'élaboration de cette méthode du Lagrangien augmenté et projeté est conçue pour des problèmes fortement non linéaires ayant une grande taille, ce qui est le cas de cette étude.

Les résultats de tests de simulation effectués sur différents modèles de réseaux électriques (IEEE 30 nœuds, IEEE 57 nœuds, Réseau Algérien) ont permis de constater que le problème de planification de l'énergie réactive est mieux traité en deux étapes, considérant en premier lieu l'apport minimal en compensateurs, ensuite une minimisation des pertes actives.

L'application des trois phases offre différentes propositions de solutions au problème, puisqu'elles satisfont la sécurité et la qualité de transport, la plus intéressante devant tenir compte des réserves en énergie réactive.

Le comportement des réseaux pour les différents cas étudiés, suite à l'optimisation de la compensation réactive, varie en fonction de l'objectif visé (phase) et dépend de la taille et de la structure de chacun d'eux.

Le choix des nœuds candidats à la compensation pour un déplacement des moyens existants ou investissement de nouveaux dispositifs porte pratiquement sur les mêmes nœuds ou nœuds voisins. L'ajustement des tensions de génération et les facteurs des régulateurs en charge des transformateurs est aussi important que l'emplacement des batteries de condensateurs. Les objectifs visés ont été atteints dans la mesure où une autre répartition des sources réactives a été déterminée avec toutes les tensions ramenées dans la marge prescrite, les autres grandeurs électriques comprises entre leurs limites (puissances générées, rapports des régulateurs en charge, etc.), ainsi qu'une nette diminution des pertes actives.

Les résultats de simulations montrent que le mouvement de moyens de compensation satisfait la globalité des cas étudiés (pour tous les modèles de réseaux traités), représentant des situations critiques ou des variations de topologie du réseau (incidents, développement). Par rapport à l'investissement qui nécessite des budgets particuliers et une programmation liée à des plans périodiques de développement, le mouvement peut être une alternative intéressante pour une optimisation de la répartition des sources de puissance réactive déjà disponibles.

Malgré les difficultés rencontrées durant l'élaboration du programme et surtout son application à des problèmes de grande taille, ce travail nous a permis de nous familiariser avec les méthodes d'optimisation (méthodes de programmation non linéaire) qui restent toujours un domaine complexe et difficile.

Comme perspectives, ce travail mérite une étude complémentaire concernant les coûts impliqués par chacune des phases, car l'aspect économique est également un élément très important quand il faut faire des choix de développement. De plus, l'impact de la

maintenance et de la fiabilité des dispositifs de compensation devrait être considéré dans la planification de l'énergie réactive. D'autre part, il serait préférable d'utiliser des méthodes s'appuyant sur la programmation mixte non-linéaire entière en partant du modèle présenté dans cette thèse, et faire une comparaison entre plusieurs méthodes appliquées aux mêmes réseaux. Enfin, étudier l'optimisation de la compensation réactive dans des réseaux déséquilibrés donnerait des solutions aux vrais problèmes rencontrés dans le transport d'énergie, surtout pour considérer les défauts et les multiples contingences, puis renforcer cette étude par le traitement de la stabilité du système pour ces différents états.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] R.Fernandes, F.Lange, R.Burchett, R.Happ and K.Wirgau, "Large Scale Reactive Power Planning." IEEE Trans on PAS, Vol.102, No 05, May 1983, pp.1083-1088.
- [2] H.Happ, K.Wirgau, "Static and Dynamic VAR Compensation in System Planning". IEEE Trans on PAS, Vol .97, No 05, Sept/Oct 1978, pp.1564-1578.
- [3] R.Mamandur, R.Chenowth, "Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvement in Voltage profiles and for Real Powers Loss Minimisation". IEEE Trans on PAS.100, No 07, July 1981, pp.295-299.
- [4] S.S.Saachdeva, R.Billington, "Optimum Network Var Planning by Nonlinear Programming.". IEEE Trans on PAS, Vol. PAS 92 , 1973, pp.1217-1225.
- [5] B.A.Hughes, G.Jee, R.R.Shoults, "Optimal Reactive Power Planning". IEEE Trans on PAS -100, Vol .90 ,No 05, May 1981, pp. 2189-2196.
- [6] S.Arif , " Planification de l'énergie réactive dans les Réseaux Electriques. Application au Réseau Algérien". Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, 1995.
- [7] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, "A projected Lagrangian algorithm and its implementation for sparse nonlinear constraints". Math. Prog. Study 16, 1982, pp.84-117.
- [8] CIGRE Report, "Réglage de la tension et de la puissance réactive". Rapport présenté au nom du groupe d'action 39.02, Session 1992, pp.1-15.
- [9] B.A.Hughes, "Optimal Voltage and Reactive Power Planning ". Ph.D Dissertation, University of Texas , Texas, USA, May, 1978.
- [10] Ying-Tung Hsiao, Chun-Chang Chiang, Yuan-Lin Chen, "A New Approach for Optimal VAR Sources Planning in Large Scale Electric Power Systems". IEEE Trans on PAS, Vol 8, No.3, August 1993, pp.988-996.
- [11] M.Yehia, R.Ramadan, Z.El-Tawil, K.Tahrini, "An integrated Technico-Economical Methodology for solving Reactive Power Compensation Problem". IEEE Trans on PAS, Vol 13, No 1, February 1998, pp.54-59.
- [12] M.A.H.EL.Sayed, "Fast Quadratic Programming Approach for Large Scale Reactive Power Optimization.". European Transactions on electrical Power Engineering, Vol.2, Issue 4, July-Aug 1992, Germany, pp.253-257.

- [13] J.D.Weber, "*Implementation of Newton-Based Optimal Power Flow into a Power System Simulation Environment.*" Thesis PhD, University of Illinois, USA, 1997.
- [14] N.Deeb, S.M.Shahidehpour, "*Linear Reactive Power optimisation in a large power network using the decomposition approach Wolfe Dantzig.*". IEEE Trans on PAS, Vol .5, Issue 2, May 1990, pp.428-438.
- [15] V.H.Quintana, M.Santos-Nieto, A.R.Conn, "*Solving Reactive Power Dispatch by a Penalty function/linear programming method*". Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol.15, Issue 2, May 1990, Canada, pp.63-72.
- [16] Hua Wei, H.Sasaki, J.Kubukawa, R.Yokohama, "*An Interior Point Nonlinear Programming for Optimal Power Flow Problems with A Novel Data Structure*". IEEE Trans on PAS, Vol.13, No 3, August 1998, pp.870-883.
- [17] Y.Lee.Kwangia, Frank K.Yang. "*Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A compared study for evolutionary programming, evolutionary strategy, Genetic algorithm, and linear programming*". IEEE Trans on PAS, Vol 13, No 1, February 1998, pp.101-107.
- [18] M.Minoux, "*Programmation Mathématique Théorie et algorithmes*". Collection Technique et Scientifique des Télécommunications, 1983.
- [19] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, "*Large-scale linearly constrained optimization.* » Math. Prog. Study 14.(1978), pp 41-72.
- [20] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, "*MINOS 5.0 user's guide*". A Technical report SOL 83-20 December 1983, Department of Operation Research, Stanford University, California, 94305.
- [21] S.Salamat Sharif, James H.Taylor, and F.Eugene, "*On-Line Optimal Power Flow by Energy Loss Minimization*". Electrical Engineering Department University of New Brunswick , Canada, 1996.
- [22] A.M.Prel, "*Automatic Allocation of Network Capacitors*". IEEE Trans on PAS, Vol.90 , January / February 1971, pp.54-61.
- [23] L.L. Freris, A.M.Sason, "*Investigation of the Load Flow Problem*". PROC.IEE, Vol.115, N° 10, October 1968, pp.1459-1470.
- [24] Jin-Ceng Wang, Hsiao-Dong Chiang, Karen Nan Miu, Gary Darling, "*Capacitor Placement and Real Time Control in Large-Scale Unbalanced Distribution Systems: Numerical Studies*". IEEE Trans on PAS, Vol 12, No 2, April 1997, pp.959-972.

- [25] A.V.Fiacco, G.P.McCormick, "*Nonlinear Programming Sequential Unconstrained Minimization Techniques*". Wiley, New York, 1968.
- [26] Z.Elrazaz, A.Al-Ohaly, "*Criterion for inductive compensation location to enhance system steady state stability*". IEEE Trans on PAS, Vol 8, No 4, November 1993, pp.1545-1549.
- [27] T.Gomez, I.J.Perez-Arriaga, J.Lumbreras, V.M.Parra, "*A security constrained decomposition approach to optimal reactive power planning*". IEEE Trans on PAS, Vol 6, No 3, August 1991, pp.1069-1076.

ANNEXE A

Conditions nécessaires d'optimalité

A. Conditions nécessaires d'optimalité

On s'intéresse au problème suivant :

$$(P') \begin{cases} \text{Minimiser } f(x) \\ \text{sous les contraintes} \\ g_i(x) \leq 0 \quad i \in I = \{1, 2, \dots, m\} \\ x \in R^n \end{cases}$$

Toutes les fonctions f et g_i sont supposées continues et dérivables. On notera X l'ensemble des solutions de (P') c'est à dire :

$$X = \{x \in R^n / g_i(x) \leq 0, \forall i \in I\}$$

A.1 Directions admissibles et qualification des contraintes

Nous supposons que X est non vide ; par contre X peut très bien avoir un intérieur vide.

Dire que $x^0 \in X$ est un optimum local de (P') implique que $f(x)$ ne peut décroître lorsque x décrit un arc de courbe Γ (suffisamment régulier) partant de x^0 et contenu dans l'ensemble X des solutions.

Un tel arc de courbe Γ sera dit admissible en x^0 et sera défini par une fonction φ ($I^1 \rightarrow I^n$) continûment dérivable du paramètre $\theta \geq 0$:

$\varphi(\theta) = [\varphi_1(\theta), \varphi_2(\theta), \dots, \varphi_n(\theta)]$ et telle que :

(a) $\varphi(0) = x^0$;

(b) pour $\theta > 0$ suffisamment petit, $\varphi(\theta) \in X$.

On appellera direction admissible en x^0 tout vecteur

$$y = \frac{d\varphi}{d\theta}(0) = \left[\frac{d\varphi_1}{d\theta}(0), \frac{d\varphi_2}{d\theta}(0), \dots, \frac{d\varphi_n}{d\theta}(0) \right]^T$$

tangent à un arc de courbe $\varphi(\theta)$ admissible en x^0 .

Dans la suite, on notera C_{ad} le cône formé par l'ensemble des directions admissibles en x^0 .

Nous allons tout d'abord rechercher une condition nécessaire pour que $y \in I^0$ vérifie : $y \in C_{ad}$.

Notons I^0 l'ensemble des indices des contraintes saturées en x^0 c'est à dire :

$$I^0 = \{i \in I / g_i(x^0) = 0\}$$

Considérons par ailleurs le cône G défini par :

$$G = \{y / \nabla g_i^T(x^0) \cdot y \leq 0 \ (\forall i \in I^0)\}$$

On a alors le résultat suivant :

Lemme 1

Soit y une direction admissible en x^0 . Alors nécessairement y vérifie les relations :

$$(1) \quad \nabla g_i^T(x^0) \cdot y \leq 0 \ (\forall i \in I^0)$$

autrement dit, $C_{ad} \subset G$.

La principale source de difficultés provient du fait que toutes les directions y vérifiant (1) ne sont pas nécessairement des directions admissibles. Pour éliminer de telles situations, il faut donc introduire des conditions supplémentaires sur X (c'est à dire sur l'ensemble des contraintes $g_i(x)$).

On dit que le domaine X défini par les contraintes $g_i(x) \leq 0$ ($i \in I$) satisfait en $x^0 \in X$ l'hypothèse de qualification des contraintes (Kuhn-Tucker) si et seulement si :

$$(QC) \quad \text{cl}(C_{ad}) = G(\text{cl}(S)) \text{ est l'adhérence (fermeture) de l'ensemble } S).$$

Faire l'hypothèse de qualification des contraintes en x^0 revient donc à supposer que les conditions (1) sont nécessaires et suffisantes pour que y soit direction admissible en x^0 (ou limite d'une suite convergente de directions admissibles en x^0).

Evidemment, la vérification directe de (QC) peut être difficile en pratique, et c'est pourquoi on a recherché des conditions suffisantes pour que (QC) soit réalisé. Les résultats les plus importants sont rassemblés dans le lemme 2 ci-dessous.

Lemme 2

Pour que (QC) soit vérifié en un point $x \in X$, il suffit que l'une des conditions (a) ou (b) soit réalisée :

(a) toutes les fonctions g_i sont linéaires ;

(b) toutes les fonctions g_i sont convexes et X a un intérieur non vide.

Pour que (QC) soit vérifié en un point $x^0 \in X$, il suffit que l'on ait :

(c) les gradients $\nabla g_i(x^0)$ ($i \in I^0$) des contraintes saturées en x^0 sont linéairement indépendants.

ANNEXE B

B.1 Méthode de Quasi-Newton (*Davidon-Fletcher-Powell*)

Le principe des méthodes de Quasi-Newton consiste essentiellement en une généralisation de la formule itérative de *Newton* : (ici x présente toute les variables $[x \ y]$)

$$x^{k+1} = x^k - \alpha_k [\nabla^2 L(x^k)]^{-1} \cdot \nabla L(x^k) \quad (\text{B-1})$$

Or, la limitation importante de la méthode de *Newton* consiste dans la restriction : $\nabla^2 L$ définie positive. Une extension naturelle consiste à remplacer $[\nabla^2 L(x^k)]^{-1}$ par une matrice G_k définie positive donnant la direction de déplacement à partir du gradient $\nabla L(x^k)$. D'où une formule itérative du type :

$$x^{k+1} = x^k - \alpha_k G_k \cdot \nabla L(x^k) \quad (\text{B-2})$$

G_k étant une approximation de l'inverse du hessien. La formule de correction qui permet d'obtenir la matrice G_{k+1} à partir de la matrice G_k utilise les nouvelles informations obtenues lors de l'étape k de l'algorithme, c'est à dire essentiellement le gradient $\nabla L(x^{k+1})$ au point x^{k+1} (généralement obtenu par recherche unidimensionnelle dans la direction $p_k = -G_k \cdot \nabla L(x^k)$.)

L'algorithme de *Davidon-Fletcher-Powell* utilise la formule de correction suivante (elle est de rang 2 ; en contrepartie, celles de rang 1 n'assurent pas la définie positivité de la matrice G) :

$$G_{k+1} = G_k + \frac{\delta_k \cdot \delta_k^T}{\delta_k^T \cdot \gamma_k} - \frac{G_k \cdot \gamma_k \cdot \gamma_k^T \cdot G_k}{\gamma_k^T \cdot G_k \cdot \gamma_k} \quad (\text{B-3})$$

où le point x^{k+1} est obtenu à partir de x^k par déplacement dans la direction $p_k = -G_k \cdot \nabla L(x^k)$, et :

$$\delta_k = x^{k+1} - x^k, \quad \gamma_k = \nabla L(x^{k+1}) - \nabla L(x^k)$$

B.2 Algorithme de *Davidon-Fletcher-Powell*

(a) x^0 point de départ. Choisir G_0 définie positive quelconque (par exemple la matrice unité) ; $k = 0$

(b) A l'itération k_2 , déterminer la direction de déplacement :

$$p_k = -G_k \cdot \nabla L(x^k)$$

Déterminer x^{k+1} comme le minimum de

$$L(x^k + \alpha p^k) \quad \text{pour } \alpha_{\text{Max}} \geq \alpha \geq 0.$$

Poser $\delta^k = x^{k+1} - x^k$.

Calculer : $\gamma_k = \nabla L(x^{k+1}) - \nabla L(x^k)$ puis :

$$G_{k+1} = G_k + \frac{\delta_k \cdot \delta_k^T}{\delta_k^T \cdot \gamma_k} - \frac{G_k \cdot \gamma_k \cdot \gamma_k^T \cdot G_k}{\gamma_k^T \cdot G_k \cdot \gamma_k}$$

(c) $k \leftarrow k + 1$.

Test d'arrêt ou retour en (b).

ANNEXE C

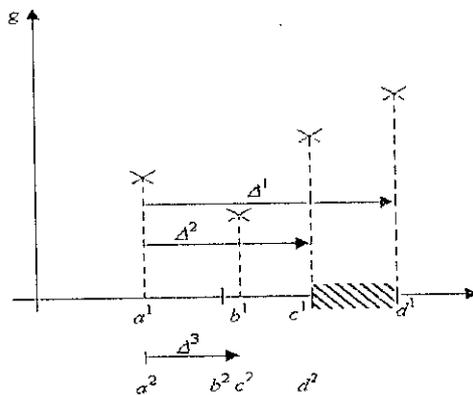
C. Méthode de Fibonacci

La méthode de dichotomie n'est pas optimale, en ce sens que, pour un nombre fixé N de calculs de g , elle n'aboutit pas à l'intervalle réduit le plus petit possible. La suite de Fibonacci conduit à une méthode optimale.

L'idée consiste à calculer la valeur de g en N points choisis de telle sorte que le résultat obtenu pour chaque nouveau point permette d'éliminer un sous-intervalle (aussi grand que possible) de l'intervalle initial.

Supposons que l'intervalle initial soit $[a^1, d^1]$ et que l'on dispose des valeurs de la fonction g aux points a^1, d^1 et en deux points intermédiaires b^1 et c^1 . Il est alors possible, en utilisant l'unimodalité, d'éliminer un sous-intervalle soit $[a^1, b^1]$ soit $[c^1, d^1]$.

Soit $\Delta^1 = d^1 - a^1$ la longueur du segment initial. Si l'on élimine le segment $[c^1, d^1]$ on retrouve un segment de longueur $c^1 - a^1$. Si l'on élimine le segment $[a^1, b^1]$ on retrouve un segment de longueur $d^1 - b^1$. Si l'on veut que la longueur Δ^2 de l'intervalle obtenu ne dépende pas du résultat du test (donc la fonction), on doit avoir : $c^1 - a^1 = d^1 - b^1 = \Delta^2$, autrement dit, les points b^1 et c^1 doivent être disposés symétriquement par rapport au milieu de l'intervalle $[a^1, d^1]$.



Dans cette méthode dite de Fibonacci, on doit avoir $\frac{\Delta^1}{\Delta^2} = \frac{F_{N-1}}{F_{N-2}}$ où F_{N-1} et F_{N-2} sont deux termes consécutifs de la suite de Fibonacci.

Supposons maintenant que l'intervalle $[c^1, d^1]$ soit éliminé (comme c'est le cas sur la figure précédente). Pour recommencer l'opération sur l'intervalle réduit $[a^1, c^1]$ il faut calculer la valeur de la fonction en un point supplémentaire c^2 , et ce point, comme nous l'avons vu, ne peut être que le point symétrique de b^1 par rapport au milieu de l'intervalle $[a^1, c^1]$.

De la relation :

$$\begin{aligned} d^1 - a^1 &= (c^1 - a^1) + (d^1 - c^1) \\ &= (c^1 - a^1) + (b^1 - a^1) \end{aligned}$$

on déduit alors :

$$\Delta^1 = \Delta^2 + \Delta^3$$

on généralise facilement le raisonnement précédent pour montrer que, pour tout k :

$$\Delta^k = \Delta^{k+1} + \Delta^{k+2}$$

soit Δ^{N-1} la longueur de l'intervalle obtenu au bout de N calculs de la fonction (N fixé) et définissons les nombres F_0, F_1, \dots, F_{N-1} par :

$$\Delta^k = F_{N-k} \cdot \Delta^{N-1}$$

(remarquons que pour $k = N-1$, $\Delta^{N-1} = F_1 \cdot \Delta^{N-1} \Rightarrow F_1 = 1$.)

En écrivant :

$$\frac{\Delta^k}{\Delta^{N-1}} = \frac{\Delta^{k+1}}{\Delta^{N-1}} + \frac{\Delta^{k+2}}{\Delta^{N-1}}$$

On voit que les nombres F_n satisfont la relation de récurrence :

$$\begin{cases} F_n = F_{n-1} + F_{n-2} \\ F_1 = 1 \end{cases} \quad (n=3, 4, \dots, N-1)$$

On remarque cependant qu'il subsiste une indétermination au niveau du choix de F_2 , et que, dès que F_2 est choisi, toute la suite F_n est déterminée et par voie de conséquence, les longueurs Δ^k de tous les intervalles successifs. La relation :

$$\Delta^{N-1} = \Delta^1 / F_{N-1}$$

montre alors que pour avoir un intervalle final de longueur Δ^{N-1} minimale, il faut choisir F_2 de telle sorte que F_{N-1} soit maximal, donc il faut que F_2 lui-même soit maximal. Comme on doit avoir $F_1 \geq F_2/2$, on en déduit que le maximum pour F_2 est $F_2 = 2$. la suite des nombres F_n est alors entièrement déterminée par ces deux premiers termes $F_1=1$ et $F_2=2$.

ANNEXE D :Données des différents Réseaux

ANNEXE D.1

DONNEES DU RESEAU MODELE IEEE 30 NŒUDS [23]

Table 1: Operating conditions

Bus number	Starting bus voltage		Generation		Load	
	Magnitude p.u.	Phase angle degrees	MW	MVars	MW	MVars
1*	1.06	0	260.00	0	0	0
2	1.00	0	40.00	0	10.85	6.35
3	1.00	0	0.00	0	1.2	0.6
4	1.00	0	0.00	0	3.8	0.8
5	1.00	0	0.00	0	47.1	9.5
6	1.00	0	0.00	0	0	0
7	1.00	0	0.00	0	11.4	5.45
8	1.00	0	0.00	0	15	15
9	1.00	0	0.00	0	0	0
10	1.00	0	0.00	0	2.9	1
11	1.00	0	0.00	0	0	0
12	1.00	0	0.00	0	5.6	3.75
13	1.00	0	0.00	0	0	0
14	1.00	0	0.00	0	3.1	0.8
15	1.00	0	0.00	0	4.1	1.25
16	1.00	0	0.00	0	1.75	0.9
17	1.00	0	0.00	0	4.5	2.9
18	1.00	0	0.00	0	1.6	0.45
19	1.00	0	0.00	0	4.75	1.7
20	1.00	0	0.00	0	1.1	0.35
21	1.00	0	0.00	0	8.75	5.6
22	1.00	0	0.00	0	0	0
23	1.00	0	0.00	0	1.6	0.8
24	1.00	0	0.00	0	4.35	3.35
25	1.00	0	0.00	0	0	0
26	1.00	0	0.00	0	1.75	1.15
27	1.00	0	0.00	0	0	0
28	1.00	0	0.00	0	0	0
29	1.00	0	0.00	0	1.2	0.45
30	1.00	0	0.00	0	5.3	0.95

* swing machine

Table 2: STATIC CAPACITOR DATA

Bus number	Susceptance* p.u.
10	0.19
24	0.043

* susceptance in p.u. on 100 MVA base

Table 3: REGULATED BUS DATA

Bus Number	Voltage magnitude en p.u.	Minimum MVars capability	Maximum MVars capability
01	1.060	-60	80
02	1.016	-10	40
05	1.010	-10	40
08	1.010	-10	40
11	1.082	-6	24
13	1.021	-6	24

Table 4: Impedance and line charging DATA

Line designation	Resistance p.u.*	Reactance p.u.*	Line charging p.u.*
1-2	0.0192	0.0575	0.0264
1-3	0.0452	0.1852	0.0204
2-4	0.057	0.1737	0.0184
3-4	0.0132	0.0379	0.0042
2-5	0.0472	0.1983	0.0209
2-6	0.0581	0.1763	0.0187
4-6	0.0119	0.0414	0.0045
5-7	0.046	0.116	0.0102
6-7	0.0267	0.082	0.0085
6-8	0.012	0.042	0.0045
9-11	0	0.208	0
9-10	0	0.11	0
12-13	0	0.14	0
12-14	0.1231	0.2559	0
12-15	0.0662	0.1304	0
12-16	0.0945	0.1987	0
14-15	0.221	0.1997	0
16-17	0.0824	0.1923	0
15-18	0.1073	0.2185	0
18-19	0.0639	0.1292	0
19-20	0.034	0.068	0
10-20	0.0936	0.209	0
10-17	0.0324	0.0845	0
10-21	0.0348	0.0749	0
10-22	0.0727	0.1499	0
21-22	0.0232	0.0472	0
15-23	0.1	0.202	0
22-24	0.115	0.179	0
23-24	0.132	0.27	0
24-25	0.1885	0.3292	0
25-26	0.2544	0.38	0
25-27	0.1093	0.2087	0
27-29	0.2198	0.4153	0
27-30	0.3202	0.6027	0
29-30	0.2399	0.4533	0
8-28	0.0636	0.2	0.0214
6-28	0.0507	0.1797	0.0022
6-9	0	0.208	0
6-10	0	0.556	0
4-12	0	0.256	0
27-28	0	0.396	0

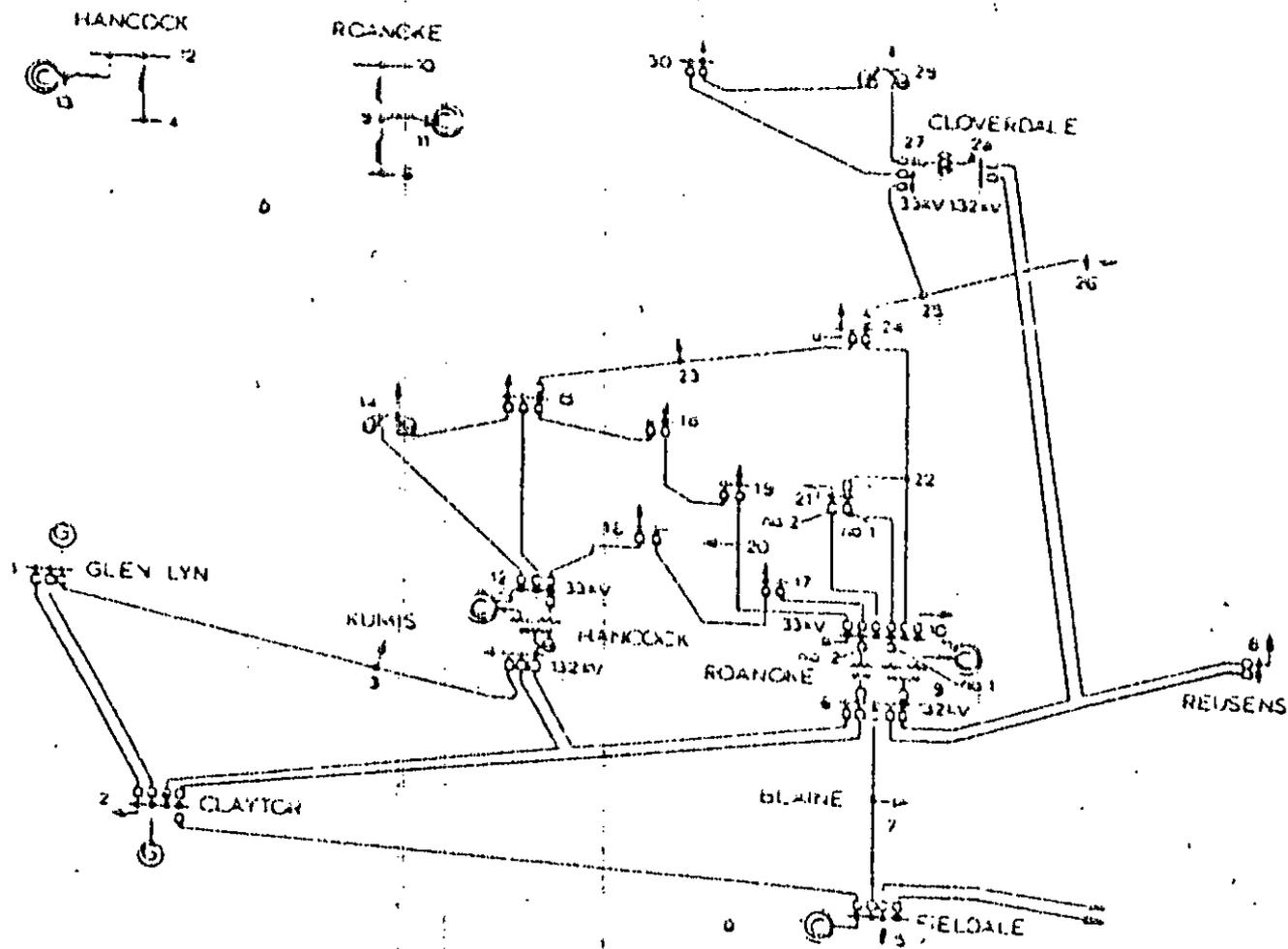
* Impedance and line charging susceptance in p.u. on 100 MVA base

* Line charging: one-half of total charging of line

Table 5: TRANSFORMER DATA

Transformer designation	Tap setting*
4-12	0.932
6-9	0.978
6-10	0.969
27-28	1.033

* Off-nominal turns ratio, as determined by the actual transformer tap positions and the voltage buses. In the case of nominal turns ratio, this should equal 1.



AEP 30 bus test system

- (C) synchronous compensators
- (G) generators
- J bus-code diagram
- Δ 3-winding transformer equivalents

ANNEXE D.2

DONNEES DU RESEAU MODELE IEEE 57 NCEUDS [23]

Table 6 : Operating conditions

Bus number	Starting bus voltage		Generation		Load	
	Magnitude p.u.	Phase angle degrees	MW	MVars	MW	MVars
1*	1.04	0	200.00	0	27.5	8.5
2	1.00	0	0.00	0	1.5	44
3	1.00	0	40.00	0	20.5	10.5
4	1.00	0	0.00	0	0	0
5	1.00	0	0.00	0	6.5	2
6	1.00	0	0.00	0	37.5	1
7	1.00	0	0.00	0	0	0
8	1.00	0	150.00	0	75	11
9	1.00	0	0.00	0	60.5	13
10	1.00	0	0.00	0	2.5	1
11	1.00	0	0.00	0	0	0
12	1.00	0	210.00	0	188.5	12
13	1.00	0	0.00	0	9	1.15
14	1.00	0	0.00	0	5.25	2.65
15	1.00	0	0.00	0	11	2.5
16	1.00	0	0.00	0	21.5	1.5
17	1.00	0	0.00	0	21	4
18	1.00	0	0.00	0	13.6	4.9
19	1.00	0	0.00	0	1.65	0.3
20	1.00	0	0.00	0	1.15	0.5
21	1.00	0	0.00	0	0	0
22	1.00	0	0.00	0	0	0
23	1.00	0	0.00	0	3.15	1.05
24	1.00	0	0.00	0	0	0
25	1.00	0	0.00	0	3.15	1.6
26	1.00	0	0.00	0	0	0
27	1.00	0	0.00	0	4.65	0.25
28	1.00	0	0.00	0	2.3	1.15
29	1.00	0	0.00	0	8.5	1.3
30	1.00	0	0.00	0	1.8	0.9
31	1.00	0	0.00	0	2.9	1.45
32	1.00	0	0.00	0	0.8	0.4
33	1.00	0	0.00	0	1.9	0.95
34	1.00	0	0.00	0	0	0
35	1.00	0	0.00	0	3	1.5
36	1.00	0	0.00	0	0	0
37	1.00	0	0.00	0	0	0
38	1.00	0	0.00	0	7	3.5
39	1.00	0	0.00	0	0	0
40	1.00	0	0.00	0	0	0
41	1.00	0	0.00	0	3.15	1.5
42	1.00	0	0.00	0	3.55	2.2
43	1.00	0	0.00	0	1	0.5
44	1.00	0	0.00	0	0	0.9
45	1.00	0	0.00	0	0	0
46	1.00	0	0.00	0	0	0
47	1.00	0	0.00	0	14.85	5.8
48	1.00	0	0.00	0	0	0
49	1.00	0	0.00	0	9	4.25
50	1.00	0	0.00	0	10.5	5.25
51	1.00	0	0.00	0	9	2.65
52	1.00	0	0.00	0	2.45	1.1
53	1.00	0	0.00	0	10	5
54	1.00	0	0.00	0	2.05	0.7
55	1.00	0	0.00	0	3.4	1.7
56	1.00	0	0.00	0	3.8	1.1
57	1.00	0	0.00	0	3.35	1

* swing machine

Table 7: Impedance and line charging DATA

Line designation	Resistance p.u.*	Reactance p.u.*	Line charging p.u.*
1-2	0.0083	0.028	0.0645
1-15	0.0178	0.091	0.0494
1-15	0.0454	0.206	0.0273
1-17	0.0238	0.108	0.0143
2-3	0.0298	0.085	0.0409
3-4	0.0112	0.0365	0.019
3-15	0.0162	0.053	0.0272
4-5	0.0625	0.132	0.0129
4-6	0.013	0.148	0.0174
5-6	0.0302	0.0641	0.0052
6-7	0.02	0.102	0.0138
6-8	0.0339	0.173	0.0235
7-8	0.0139	0.0712	0.0097
8-9	0.0099	0.0505	0.0274
9-10	0.0369	0.1679	0.022
9-11	0.0258	0.0848	0.0109
9-12	0.0648	0.295	0.0386
9-13	0.0481	0.158	0.0203
10-12	0.0277	0.1252	0.0164
11-13	0.0223	0.0732	0.0094
12-13	0.0178	0.058	0.0302
12-16	0.018	0.0813	0.0108
12-17	0.0397	0.179	0.0238
13-14	0.0132	0.0434	0.0055
13-15	0.0269	0.0889	0.0115
14-15	0.0171	0.0547	0.0074
18-19	0.461	0.685	0
19-20	0.293	0.434	0
21-22	0.0736	0.117	0
22-23	0.0099	0.0152	0
22-38	0.0192	0.0295	0
23-24	0.166	0.256	0.0042
25-30	0.135	0.202	0
26-27	0.165	0.254	0
27-28	0.0618	0.0954	0
28-29	0.0418	0.0587	0
29-32	0.1442	0.187	0
30-31	0.326	0.497	0
31-32	0.507	0.755	0
32-33	0.0392	0.036	0
34-35	0.052	0.078	0.0016
35-36	0.043	0.0537	0.0008
36-37	0.029	0.0366	0
37-38	0.0651	0.1009	0.001
38-40	0.03	0.0466	0
37-39	0.0379	0.0379	0
38-44	0.0289	0.0585	0.001
38-48	0.0312	0.0482	0
38-49	0.115	0.177	0.003
41-42	0.207	0.352	0
41-43	0	0.412	0
44-45	0.0624	0.1242	0.002
46-47	0.023	0.038	0.0016
47-48	0.0182	0.0233	0
48-49	0.0834	0.129	0.0024
49-50	0.0801	0.128	0
50-51	0.1386	0.22	0
52-53	0.0762	0.0984	0
53-54	0.1878	0.232	0
54-55	0.1732	0.2265	0
56-41	0.553	0.549	0
56-42	0.2125	0.354	0
57-56	0.174	0.26	0
4-18	0	0.555	0
7-29	0	0.0548	0
9-55	0	0.1205	0
10-51	0	0.0712	0
11-41	0	0.749	0
11-43	0	0.153	0
13-49	0	0.191	0
14-46	0	0.0735	0
15-45	0	0.1042	0
20-21	0	0.7767	0
24-25	0	1.182	0
24-26	0	0.0473	0
32-34	0	0.953	0
39-37	0	1.355	0
40-56	0	1.195	0

* Impedance and line charging susceptance in p.u. on 100 MVA base

* Line charging: one-half of total charging of line

Table 8: STATIC CAPACITOR DATA

Bus number	Susceptance* p.u.
18	0.1
25	0.059
53	0.063

* susceptance in p.u. on 100 MVA base

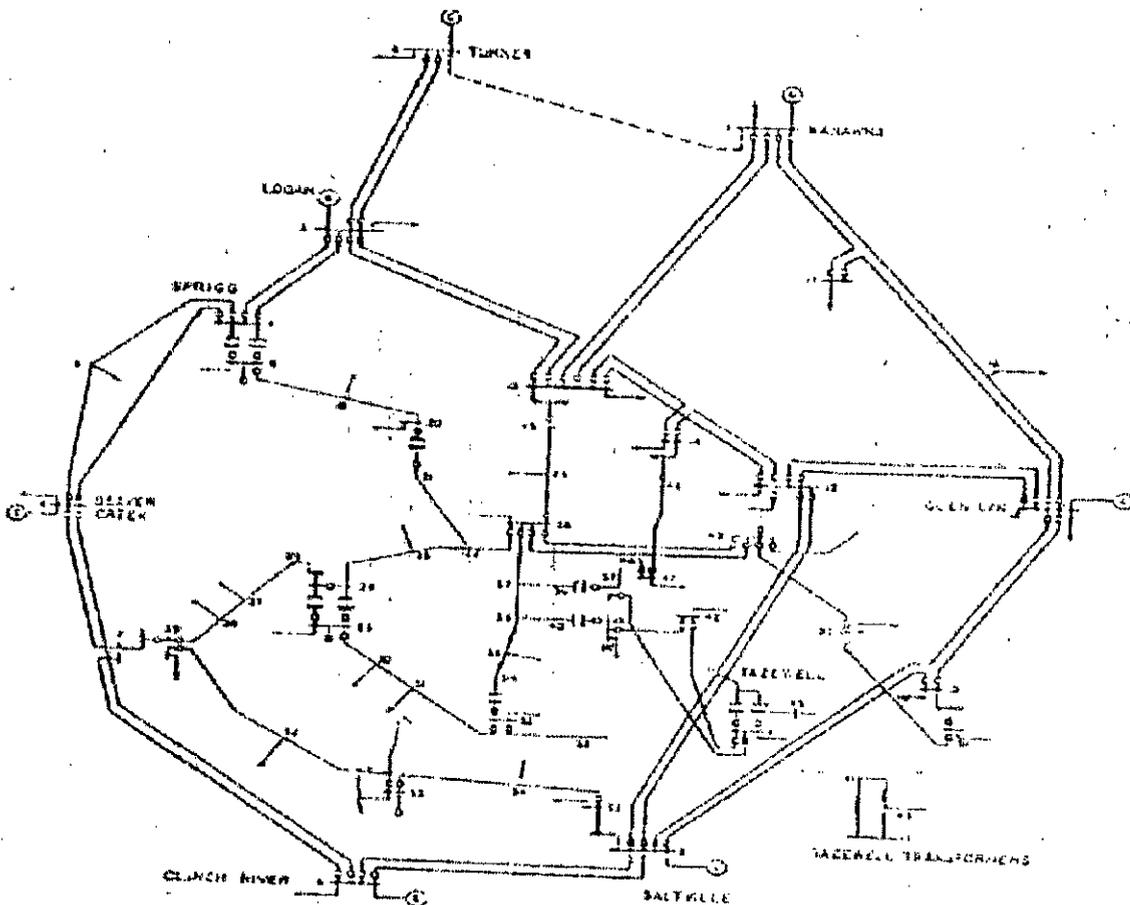
Table 10: TRANSFORMER DATA

Transformer designation	Tap setting*
4-18	0.97
7-29	0.967
9-55	0.94
10-51	0.93
11-41	0.955
11-43	0.958
13-49	0.895
14-46	0.9
15-45	0.955
20-21	1.043
24-25	1
24-26	1.043
32-34	0.975
39-57	0.98
40-56	0.958

* Off-nominal turns ratio, as determined by the actual transformer tap positions and the voltage buses. In the case of nominal turns ratio, this should equal 1.

Table 9: REGULATED BUS DATA

Bus Number	Voltage magnitude en p.u.	Minimum MVars capability	Maximum MVars capability
01	1.010	-100	150
02	1.010	-17	60
03	0.985	-10	60
06	0.980	-8	25
08	1.005	-110	200
09	0.980	-3	9
12	1.015	-50	155



AEP 57 bus 1988 system
 Bus-tie diagram
 (●) synchronous condensators
 (⊗) generators

ANNEXE D.3

DONNEES DU RESEAU NATIONAL [6]

Table 11 Operating conditions

Bus number	bus name	Starting bus voltage		Generation		Load	
		Magnitude p.u.	Phase angle degrees	MW	MVars	MW	MVars
1*	MERSAT	1.06	0	750	180	62.15	31.05
2	TIARET	1.00	0	300	100	59.5	29.75
3	ALGER EST	1.00	0	490	15	50	30
4	SKIKDA 1	1.00	0	200	50	66.5	41.5
5	SKIKDA 2	1.00	0	600	79	0	0
6	M'SILA	1.00	0	550	10	44.5	22
7	H.Messaoud Nord2	1.00	0	100	155	0	0
8	LARBAA	1.00	0	120	26	126	63
9	HAMMA1	1.00	0	110	70	117	58.5
10	EL HADJAR	1.00	0	110	69	161	80.5
11	JIJEL1	1.00	0	500	0	79.5	39.5
12	TILGHEMT1	1.00	0	100	3	30.5	15
13	PETIT LAC1	1.00	0	60	40	71	35.5
14	BENI SAF	1.00	0	0	0	27.3	13.05
15	OUJDA1	1.00	0	0	0	0	0
16	GHAZAOUET	1.00	0	0	0	17	12.5
17	RAVIN BLANC	1.00	0	0	0	+30	+20
18	RELIZANE	1.00	0	0	0	25.55	12.8
19	SAIIDA	1.00	0	0	0	37.45	18.75
20	SIDI BELABES	1.00	0	0	0	33.05	16.5
21	TLEMCEN	1.00	0	0	0	45.85	22.9
22	ZAHANA	1.00	0	0	0	31.3	15.65
23	PETIT LAC2	1.00	0	0	0	0	0
24	OUEDSIL	1.00	0	0	0	4	0
25	ALGER OUEET	1.00	0	0	0	0	0
26	BENIMERED	1.00	0	0	0	86	43
27	BERROUAGHIA	1.00	0	0	0	48.5	24
28	BOUIRA	1.00	0	0	0	43.5	21.5
29	KHEMIS	1.00	0	0	0	30	15
30	OULED FAYET	1.00	0	0	0	34	17
31	TIZIOUZOU	1.00	0	0	0	52	26
32	KHERBA	1.00	0	0	0	13.5	7
33	ANOUSS	1.00	0	0	0	13	6
34	ELAOUINET	1.00	0	0	0	24	12
35	AIN BEIDA	1.00	0	0	0	34	16
36	ELKHROUB	1.00	0	0	0	46.5	23
37	TEBESSA	1.00	0	0	0	32	16
38	AKBOU1	1.00	0	0	0	0	0
39	AKBOU2	1.00	0	0	0	17.5	8.5
40	AIN MLILA	1.00	0	0	0	9.5	5

Bus number	bus name	Starting bus voltage		Generation		Load	
		Magnitude p.u.	Phase angle degrees	MW	MVars	MW	MVars
41	BATNA1	1.00	0	0	0	45	22.5
42	BARIKA	1.00	0	0	0	16	8
43	BISKRA	1.00	0	0	0	41	20.5
44	C.LAID	1.00	0	0	0	13	6
45	DARGUINA	1.00	0	0	0	18	9
46	DJELFA1	1.00	0	0	0	0	0
47	DJELFA2	1.00	0	0	0	28	14
48	ELHASSI	1.00	0	0	0	70.5	25
49	ELKSEUR	1.00	0	0	0	27	13
50	GHARDAIA	1.00	0	0	0	11.5	6
51	TILGHEMT2	1.00	0	0	0	0	0
52	LAGHOUAT	1.00	0	0	0	0	0
53	H.RMEL	1.00	0	0	0	+24	8
54	ELOUED	1.00	0	0	0	15	7.5
55	H.Messaoud Nord1	1.00	0	0	0	34	37
56	H.Messaoud SUD	1.00	0	0	0	11.5	34
57	H.Messaoud	1.00	0	0	0	+8	+2
58	OURGLA	1.00	0	0	0	12.5	6
59	TOUGGOURT	1.00	0	0	0	13	6.5
60	AIN SEFRA1	1.00	0	0	0	39	19.5
61	AIN SEFRA2	1.00	0	0	0	0	0
62	BECHAR1	1.00	0	0	0	0	0
63	BECHAR2	1.00	0	0	0	60	35

* : Swing machine

Table 12: Impedance and line charging DATA

Line designation	Resistance p.u*	Reactance p.u*	Line charging p.u*	Line Capability*
14-22	0.0088	0.0569	0.0884	130
16-15	0.0085	0.0403	0.0303	130
16-21	0.014	0.0498	0.0355	130
1-24	0.0274	0.1295	0.0976	170
1-24	0.0139	0.0948	0.1474	70
1-18	0.0184	0.0871	0.0657	70
1-20	0.0151	0.0714	0.0538	70
1-22	0.0061	0.0289	0.0518	70
1-22	0.0074	0.0035	0.0264	70
1-22	0.0031	0.00209	0.0032	70
24-29	0.025	0.0904	0.0649	70
24-29	0.0183	0.0863	0.0651	70
24-32	0.0073	0.0506	0.1055	70
24-18	0.0171	0.0629	0.0454	70
24-2	0.017	0.0806	0.0608	70
23-17	0.0038	0.0135	0.0097	150
13-23	0.0013	0.0045	0.0032	150

Line designation	Resistance p.u	Reactance p.u	Line charging p.u	Line capability
23-22	0.0051	0.018	0.0129	140
19-20	0.015	0.0709	0.0535	140
19- 2	0.0228	0.1076	0.0811	140
3- 8	0.0065	0.0244	0.0176	250
3- 8	0.0073	0.0278	0.0202	155
3-28	0.0197	0.0732	0.053	120
3- 9	0.0047	0.0231	0.1558	250
3-30	0.006	0.0296	0.0605	155
3-31	0.0198	0.0727	0.0524	120
8-26	0.0056	0.0263	0.0198	150
8-29	0.024	0.0861	0.0618	150
25-32	0.0073	0.0506	0.1055	150
25-30	0.0093	0.0631	0.1321	120
25-30	0.0093	0.0631	0.1321	150
26-29	0.0122	0.0578	0.0436	140
27-28	0.0195	0.092	0.0689	140
27-29	0.0122	0.0578	0.0436	125
28-38	0.0152	0.0437	0.0386	150
9-30	0.0018	0.0086	0.1261	200
28- 6	0.0213	0.1007	0.076	200
29-32	0.0045	0.0316	0.0658	120
31-49	0.0178	0.0655	0.0472	175
35-40	0.0158	0.0744	0.0561	200
35-34	0.0099	0.0467	0.0352	125
35-37	0.0167	0.0788	0.0595	150
34-36	0.0303	0.1075	0.0768	200
10-36	0.0318	0.1129	0.0808	200
10- 4	0.0224	0.0795	0.057	200
10- 5	0.0065	0.0503	0.0925	200
36-40	0.0056	0.0266	0.02	130
36-44	0.0111	0.0526	0.0396	130
36- 5	0.019	0.0675	0.0484	175
4- 5	0.0051	0.018	0.0129	140
5-11	0.0111	0.0862	0.1585	140
39-38	0.0015	0.002	0.0053	155
38-45	0.0203	0.07	0.0516	200
40-41	0.0105	0.0495	0.0373	120
40-48	0.0309	0.1196	0.0872	200
40-11	0.01	0.0695	0.1453	120
42-43	0.0138	0.0657	0.0495	140
42- 6	0.03	0.142	0.1062	200
41-43	0.0185	0.0876	0.066	125
43-54	0.0352	0.1664	0.1255	250
43-59	0.0371	0.1752	0.1321	200
44-45	0.0298	0.1078	0.0776	200
45-49	0.0123	0.0448	0.0322	200
45-48	0.0143	0.0527	0.038	200

Line designation	Resistance p.u	Reactance p.u	Line charging p.u	Line capability
45-11	0.0057	0.0398	0.0832	200
47-52	0.3844	1.3628	0.0054	200
46-6	0.0334	0.1577	0.1189	200
46-12	0.0388	0.1833	0.1382	200
48-11	0.0222	0.1051	0.0793	200
48-6	0.0228	0.1076	0.0811	200
48-6	0.0116	0.0898	0.165	160
49-11	0.0093	0.0718	0.1321	135
50-58	0.0371	0.1752	0.1321	120
50-12	0.0148	0.07	0.0528	120
51-53	0.0854	0.2854	0.0012	240
51-53	0.0854	0.2854	0.0012	240
51-52	0.55	1.048	0.0042	140
54-59	0.019	0.0896	0.0675	160
57-55	0.0492	0.1645	0.0007	205
55-56	0.0609	0.1567	0.0008	205
55-56	0.0609	0.1567	0.0008	205
7-58	0.0167	0.0788	0.0595	175
61-19	0.0464	0.219	0.1652	155
7-59	0.0297	0.1401	0.1057	220
61-62	0.0501	0.2365	0.1784	197
61-62	0.0501	0.2365	0.1784	197
47-46	0.0011	0.0671	0	120
51-12	0.0012	0.0742	0	140
55-7	0.0018	0.078	0	125
60-61	0.0036	0.1632	0	240
63-62	0.0024	0.1484	0	240

* Impedance and line-charging susceptance in p.u on a 100,000 kVA base
Line charging one-half of total charging of line
Line capability of line in MVA.

Table 13: REGULATED BUS DATA

Bus Number	Voltage magnitude en V	Minimum Mvars capability	Maximum MVars capability
1*	240	80	200
2	250.8	0	100
3	235.2	0	100
4	238.4	-50	100
5	238.4	-50	200
6	240	-50	450
7	238	-50	155
8	232	-50	100
9	231.8	-50	100
10	230.2	-50	100
11	231.8	-50	450
12	233.1	-50	100
13	233.1	-50	150

Table 14: TRANSFORMER DATA

Transformer designation	Tap setting*
47-46	0.98
51-12	0.98
5-7	0.98
60-61	1.02
63-62	1.060

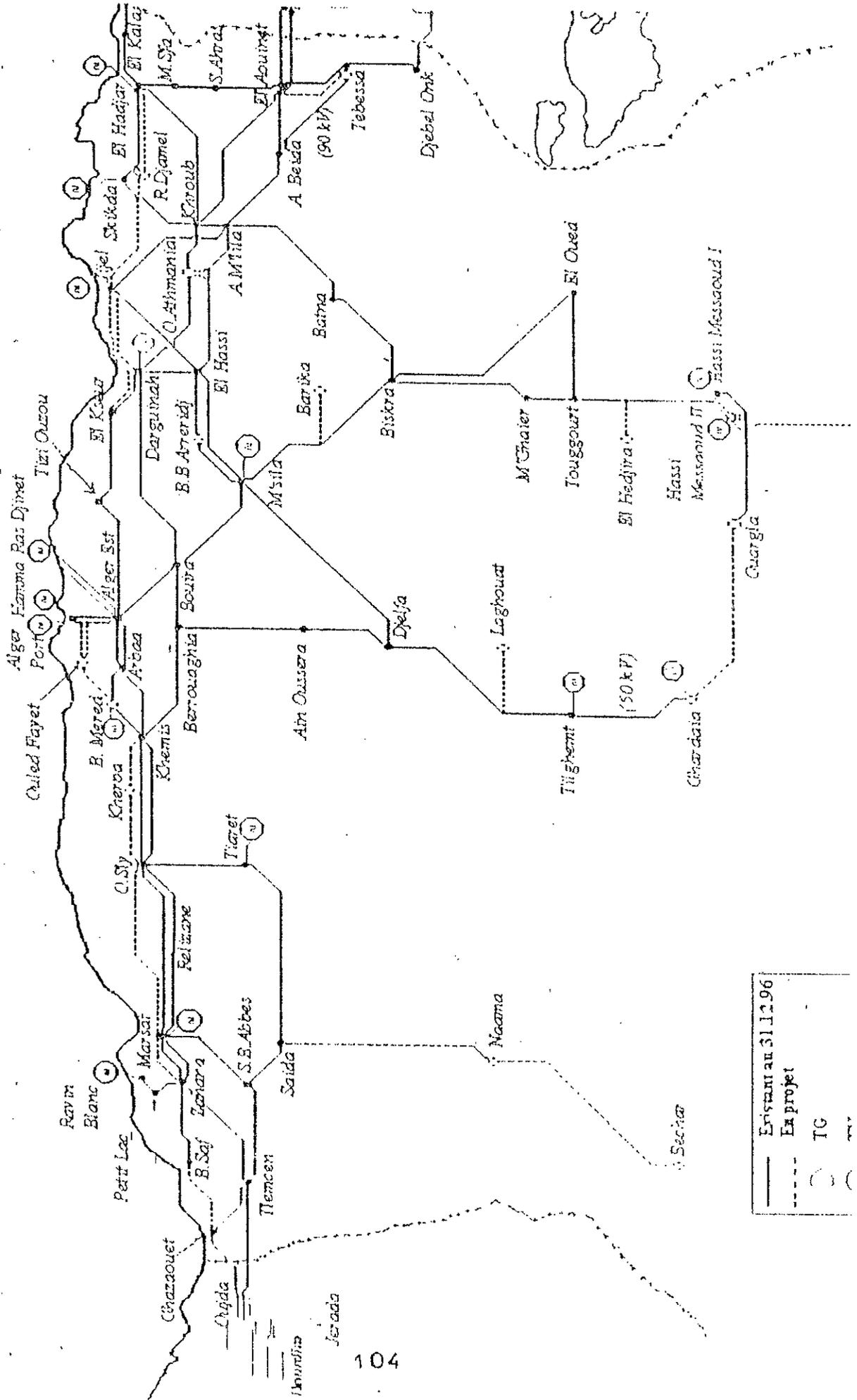
* (0)-nominal turns ratio, as determined by the actual transformer tap positions and the voltage buses. In the case of nominal turns ratio, this should equal 1.

Table 15: STATIC CAPACITOR DATA

Bus number	Susceptance *p.u
24	0.50
40	0.2
55	0.27

* susceptance in p.u. on 100 MVA base

RESEAU DE TRANSPORT ELECTRICITE ANNEE 2000



—	Existant au 31/12/96
- - -	En projet
○	TC