REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseau Electrique

Etude d'emplacement optimale des batterie de condensateur dans les réseaux de distribution radial en utilisant logiciel ETAP 12.6.0

Présenté par :

DHIFALLAH ISMAIL

GHERNAOUTI SIDALI

Proposé et Dirigé par :

Mr. TAMI YOUCEF

Promotion 2019

Remerciements

Le plus grand Merci revient à dieu qui lui seul nous a guidé dans le bon sens durant notre vie et qui nous aidé à réaliser ce modeste travail.

Nous remercions vivement notre enseignant Mr. TAMI Youcef, Docteur à l'université Yahia Farés de Médéa qui a été présent et très actif tout au long de ce travail, n'hésitant pas à prendre sur son temps pour nous aider du début jusqu'à la rédaction du mémoire.

Un grand Merci A tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Yahia Farés de Médéa qui ont participé à notre formation pendant tout le cycle universitaire.

Nous remercions également les membres du jury qui nous ont honorés de juger et d'enrichir ce modeste travail. Nos remerciements sont destinés aussi à nos familles, et tous nos amis pour leur aide et

leur soutien.

Dédicace

Je dédié ce modeste travail aux être qui me sont les plus chers.

A mes chers parents qui m'ont toujours encouragé symbole de tendresse pour leur sacrifice estimable "que dieu vous garde"

A mes chères sœurs et à toute ma famille

A mes amis Abdou et yagoub

A mes chers amis de mon quartier.

A mon enseignant Mr. Tami youcef

A mes partenaires dans ce travail ghernaouti sidali

A tous les professeurs qui m'ont enseigne et mes collègues

Enfin, à tous ceux que j'aime, et qui m'aiment

ISMAIL

Dédicace

Je dédie ce modeste travail là

Mes très chers parents pour leurs soutient moral et financier et d'être la lumière de ma vie, qui m'ont toujours encouragé pour terminer mes études, en leur espérant une longue vie et que dieu les gardes.

A mes très chers frères.

A toute ma famille de près ou de loin sans exception.

A mes chers amis de mon quartier.

A mon enseignant Mr.tami youcef

A mes partenaires dans ce travail Dhifallah Ismail

A toute la promotion 2018-2019 réseau électrique sans exception.

Enfin, à tous ceux que j'aime, et qui m'aiment.

Sidali

SOMMAIRE

Remerciement

Dédicaces

résumé

Sommaire

Liste des figures.....I

Liste des tableaux.....IV

Liste des symboles et abréviation.....V

Introduction général.....1

Chapitre I : Modélisation des réseaux électriques et écoulement de puissance

I.1 introduction.....3

I.2 Structure du réseau électrique :.....3

I.3 Modélisation du réseau électrique :.....4

I.3.1 Modèle de générateur :.....4

I.3.2 Modèle de la ligne de transport :.....4

I.3.3 Modèle du transformateur :.....4

I.3.4 Éléments shunt :.....5

I.3.5 les charges :.....5

I.3.6 les jeux de barres (bus) :.....6

I.4 Concept général de l'écoulement de puissance :.....6

I.5 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance :.....7

I.6 Résolution Des équations D'écoulements de puissance :.....7

I.6.1 méthode de newton raphson :.....7

I.6.2 méthode découplée rapide :.....9

I.7 Conclusion :.....10

Chapitre II : Étude de la compensation de la puissance réactive

II.1 introduction : 11

II.2 Puissance transmise par une ligne électrique : 11

II.3 La chute de tension :.....11

II.4 La compensation :.....13
II.4.1 Principe de la compensation shunts :.....13
II.4.2 Principe de la compensation série : 14
II.4.3 Principe de la compensation par déphasage : 14
II.5 Moyens de compensation de puissance réactive : 15
II.5.1 Les compensateurs synchrones :.....15
II.5.2 Les inductances : 16
II.5.3 Les batteries de compensation (condensateur) : 16
II.5.4 Compensateurs statiques de puissance réactive :.....18
II.6 Principe de la compensation d'énergie réactive : 18
II.7 Choix de localisation : 21
II.7.1 Compensation globale : 21
II.7.2 Compensation partielle ou par secteur :.....22
II.7.3 Compensation individuelle : 23
II.8 Systèmes et types de compensation :.....24
II.8.1 Compensation fixe :.....24
II.8.2 compensation automatique ou en « gradins » :.....24
II.8.3 principe et l'intérêt de la Compensation automatique : 25
II.9 Conclusion.....26

Chapitre III : simulation et résultats

III .1 Introduction :.....27
III .2 Outil de Simulation : Logiciel ETAP 12.6.0 :.....27
III.3 Pourquoi etap?… Des arguments professionnels :.....28
III.4 placement optimal des condensateurs OCP:.....28
III.5 Méthode de calcul de OCP :.....34
III.6 Placement Optimal des Batteries de Condensateurs :.....34
III.7 Contraintes :.....35
III.8 Réseau de Test :.....35
III.9 Conclusion :.....56
Conclusion général.....57
Annexe
Références bibliographiques

Liste des Figures

Chapitre I :

Figure I.1 : Structure du réseau électrique.....3
Figure 1. 2: Modèle en π d'une ligne électrique et le symbole.....4
Figure I.3 Modèle d'un transformateur.....5
Figure I.4 Schéma unifilaire d'un SVC 5
Figure 1.5: Symbole d'une charge.....6

Chapitre II :

Figure II.1 Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne 11
Figure II.2. compensateur shunts en ligne.....14
Figure II.3. Compensateur série en ligne.....14
Figure II.4. compensateur par déphasage.....15
Figure II.5. Batterie de compensation.....17
Figure II.6. schéma d'un SVC.....18
Figure II.7. Principe de compensation.....19
Figure II.8. Principe de la compensation d'énergie réactive.....20
Figure II.9. Diagramme traduisant l'échange d'énergie dans le circuit d'alimentation d'un récepteur et montrant l'intérêt de la compensation 21
Figure II.10. compensation globale 22
Figure II.11. Compensation partielle.....23
Figure II.12. compensation individuelle.....23
Figure II.13. Compensation fixe.....24
Figure II.14. Principe de la compensation automatique d'une installation.....25

Chapitre III:

Figure III.1 schéma de logiciel ETAP.....27
Figure III.2 fenêtre de LF-Default.....29
Figure III.3 schéma de réseau de distribution IEEE 10.....29
Figure III.4 Fenêtre d'Alerte des Tension.....29
Figure III.5 schéma d'un réseau de 10 bus après écoulement de puissance.....30
Figure III.6 fenêtre affiche par l'alerte.....30

Figure III.7 fenêtre de optimal capacitor placement(OCP).....30
Figure III.8 fenêtre de sélectionner les bus candidats 31
Figure III.9 fenêtre de nombre de batterie de condensateur.....31
Figure III.10 fenêtre de valeur et nombre de capacité.....32
Figure III.11 fenêtre de gestionnaire de rapport OCP.....33
Figure III.12 schéma de rapport OCP.....33
Figure III.13 Organigramme de la méthode Algorithme Génétique.....34
Figure III.14 Réseau IEEE-10 bus sur ETAP 35
Figure III.15 fenêtre de fonction objectif (PF).....36
Figure III.16 fenêtre des bus candidats.....37
Figure III.17 Fenêtre de l'emplacement optimale des batteries de condensateurs.....37
Figure III.18 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur.....38
Figure III.19 schéma de réseau après le placement de condensateur.....38
Figure III.20 fenêtre d'alerte après placement des batteries 39
Figure III.21 Rapport de facteur de puissance globale avant compensation.....40
Figure III.22 Rapport de facteur de puissance globale après compensation.....40
Figure III.23 Profil de tension du réseau IEEE 10 bus 40
Figure III.24 bénéfice pendant la période de planification.....42
Figure III.25 Analyse par diagramme à barres pour le rapport de coûts OCP.....42
Figure III.26 fenêtre de fonction objectif tension.....44
Figure III.27 fenêtre d'alerte (les bus candidats).....45
Figure III.28 fenêtre d'emplacement optimale des batteries de condensateurs.....45
Figure III.29 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur.....46
Figure III.30 schéma de réseau après placement des batteries 46
Figure III.31 fenêtre d'alerte après placements batterie 47
Figure III.32 Rapport de facteur de puissance globale avant compensation.....47
Figure III.33 Rapport de facteur de puissance globale après compensation.....48
Figure III.34 profil de tension du réseau IEEE 10 bus 48
Figure III.35 schéma de fonction objectif (pf et voltage) 50
Figure III.36 fenêtre d'alerte (bus candidats).....50
Figure III.37 Fenêtre d'emplacement optimal des batterie de condensateurs 51
Figure III.38 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur 51
Figure III.39 schéma de réseau après le placement des batteries de condensateur.....52
Figure III.40 l'alerte après placement batterie de condensateur.....52

Figure III.41 Rapport de facteur de puissance avants compensation.....53
Figure III.42 Rapport de facteur de puissance globale après compensation.....53
Figure III.43 profil de tension du réseau IEEE10 bus.....54

Liste des Tableaux

Tableau III.1 Données du réseau de distribution IEEE 10 bus 36
Tableau III.2 Les bus candidats.....38
Tableau III.3 Facteur de puissance de chaque nœud individuel.....39
Tableau III.4 Perte active et chute de tension %.....41
Tableau III.5 Résultats d'emplacement optimale de capacité.....41
Tableau III.6 Les bus candidats.....46
Tableau III.7 Facteur de puissance de chaque noeud individuel.....47
Tableau III.8 pertes actives et chute de tension % 49
Tableau.III.9 Résultats de Emplacement optimale de condensateur de 400 KVAR.....49
Tableu.III.10 Les Bus candidats 52
Tableau III.11 Facteur de puissance de chaque nœud individuel.....53
Tableau III.12 Pertes actives et chute de tension%.....54
Tableau III.13 Résultats d'emplacement optimale de condensateur de 400 KVAR.....55

Liste des symboles et abréviations

Symboles :

S	puissance apparente
P	puissance active
Q	puissance réactive
Qc	Puissance réactive produit par condensateur (à compensée)
Q_{tot}	puissance réactive totale
U	Tension composé
U1	Tension d'alimentation
U2	Tension au borne de charge
I	Courant de ligne
Ia	Courant active
Ir	Courant réactive
It	Courant apparent
In	Intensité nominale du condensateur
Φ	Déphasage entre le courant et la tension
θ	L'angle de la tension au niveau de jeux de barre
U	Chute de tension
f	Fréquence
Pf	Facteur de puissance
ω	Pulsation du réseau
R	Résistance
C	Capacité

L	Inductance
X	Réactance
Z	L'impédance
Y	Admittance

Abréviation :

HTA	Haute Tension class A
BTB	Base Tension class B
THT	Très Haute Tension
HT	Haute Tension
MT	Moyenne Tension
BT	Base Tension
TGBT	Tableau Générale Base tension
FACTS	Flexible Alternatif Curant Transmission Systèmes
SVC	Compensateur Statique
OCP	Optimal Capacitor Placement
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers

Introduction général

I.1 Introduction général

Une très grande partie des pertes de puissance dans les réseaux électriques sont attribuées à ceux dits de distribution. Sur l'ensemble de la puissance véhiculée par les réseaux de distribution, les pertes de puissance . Le niveau de ces pertes conjuguée à l'orientation portant dérégulation du marché de l'électricité ont poussé les compagnies de distribution à accorder un sérieux intérêt au problème des pertes dans les réseaux de distribution afin d'augmenter la transmission de puissance de ces derniers avant de penser à investir dans la construction de nouvelles lignes. Pour une configuration de ligne donnée et vu que la demande de puissance active est incompressible, la réduction des chutes de tension et celle des pertes de puissance ne peuvent donc être réalisées que par la diminution du transit des fortes composantes réactives du courant de ligne. Dans ce but, la compensation de l'énergie réactive est recommandée et l'un des moyens les plus indiqués est l'application de batteries de condensateurs shunts qui est d'ailleurs, l'objet du présente mémoire [1].

Des recherches substantielles ont été menées sur la solution de planification optimale du placement des condensateurs dans la distribution systèmes de correction du facteur de puissance[1], tension amélioration du profil et réduction des pertes. Ces industries bénéficient le plus des banques de condensateurs. Ces batteries de condensateurs fournissent une meilleure facteur de puissance, profil de tension amélioré et minimiser la factures de services d'électricité. Dans la plupart des cas, la principale raison de l'installation de batteries de condensateurs par le consommateur est d'éviter les pénalités dans la facture d'électricité. Les installations du condensateur en système de distribution doit payer un effort très sincère pour optimiser la taille et l'emplacement en utilisant différentes méthodes. Par conséquent, dans le passé le chercheur a donné les différentes méthodes pour optimiser la problème de placement de condensateur par lequel le client et le les services publics bénéficient tous les deux simultanément. les dispositifs de compensation de puissance sont de nature discrète dans le réel système d'échelle, donc le placement optimal du condensateur est non linéaire problème de programmation avec des variables entières (discrètes) [2].

Le présent mémoire est structuré en trois chapitres. Dans le première le solution de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution .deuxième chapitre, où on

déterminera état de l'art sur les méthodes d'optimisation de la compensation de l'énergie réactive. Dans le troisième chapitre, on se penchera sur l'optimisation de la compensation de l'énergie réactive par batteries fixes, a enlever des simulations sur emplacement optimale des batteries de condensateur sur un réseau test IEEE 10 bus, avec logiciel ETAP 12.6.0

Chapitre I

Modélisation des réseaux électriques et écoulement de puissance

I.1 introduction :

L'étude de l'écoulement de puissance permet d'avoir la solution des grandeurs d'un réseau électrique en fonctionnement normal équilibré en régime permanent. Ces grandeurs sont les tensions aux noeuds, les puissances injectées aux noeuds et celles qui transitent dans les lignes. Les pertes et les courants s'en déduisent. Les études de l'écoulement de puissance permettent de planifier la construction et l'extension des réseaux électriques ainsi que la conduite et le contrôle de ces réseaux [1].

Dans cette partie, nous allons présenter les déférentes composantes d'un réseau, introduire les notions principales concernant l'écoulement de puissance et présenter le problème de l'écoulement de puissance optimale.

I.2 Structure du réseau électrique :

Un réseau électrique est un ensemble des éléments (centre de production, transformateurs, charges électriques, relais de protection …etc) reliés entre eux avec diverse topologie (réseau radial, maillé, interconnecté) dont l'objectif est de véhiculer l'énergie produite au niveau des centre de production au centre de consommation agglomérations urbaines et usines, tout en respectant certaines contraintes nécessaire à la stabilité el le bon fonctionnement de ce dernier tel que un profil de tension et de fréquence acceptable.

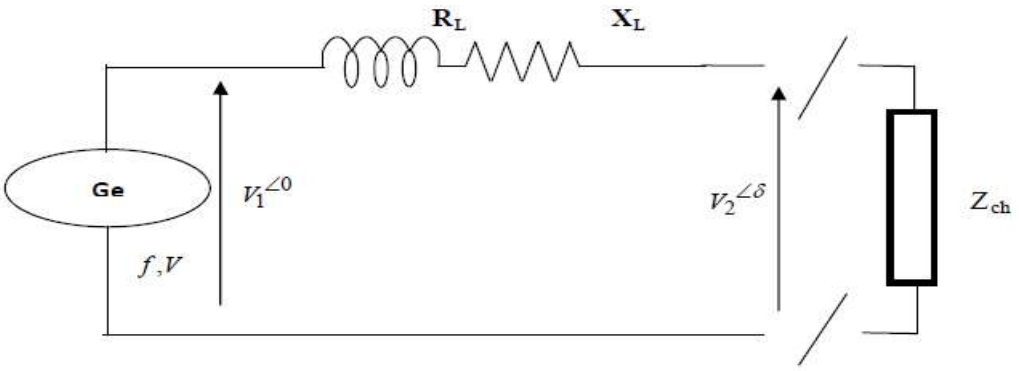


Figure I.1 : Structure du réseau électrique

I.3 Modélisation du réseau électrique :

Dans cette partie nous allons présenter les différents composants du réseau électrique à savoir: les générateurs d'énergie électriques, les lignes, les équipements de compensation d'énergie réactive, les transformateurs et les charges électriques.

I.2 I.3.1 Modèle de générateur :

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine-générateur.

La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [2].

$$Pmin < P < Pmax$$

$$Qmin < Q < Qmax$$

I.3 I.3.2 Modèle de la ligne de transport :

La ligne de transport a été modélisée par un schéma équivalent en qui est composé d'une impédance série (résistance ***R*** en série avec une réactance inductive ***X***), et une admittance shunt qui consiste en une susceptance capacitive ***B*** (due à l'effet capacitif de la ligne avec la terre) en parallèle avec une conductance d'isolation ***G*** [3]. Voire la Figure I.2 **.**

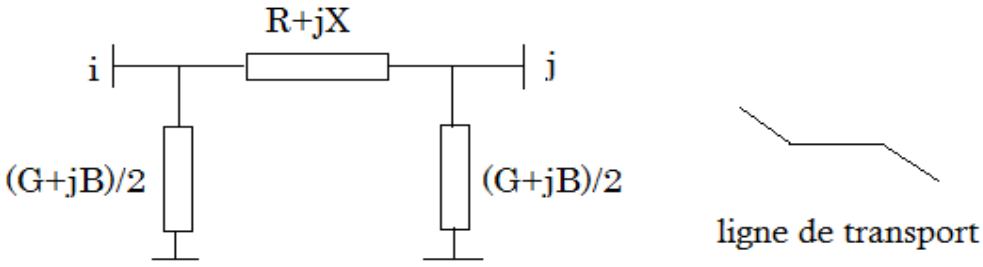


Figure 1. 2: Modèle en π d'une ligne électrique et le symbole

I.4 I.3.3 Modèle du transformateur :

Un transformateur électrique (parfois abrégé en transfo) est une machine électrique permettant de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant délivrées par une source

d'énergie électrique alternative, en un système de tension et de courant de valeurs différentes, mais de même fréquence et de même forme [4].



Figure I.3 Modèle d'un transformateur

I.5 I.3.4 Éléments shunt :

Dans la plupart des cas, les éléments shunts sont des dispositifs destinés à la compensation de l'énergie réactive et la tenue de la tension, à savoir : batteries de condensateurs et inductances fixes, compensateurs synchrones ou compensateurs statiques (SVC). Chaque élément connecté au réseau sera modélisé, suivant le cas, par une admittance équivalente ou une injection de puissance [5].

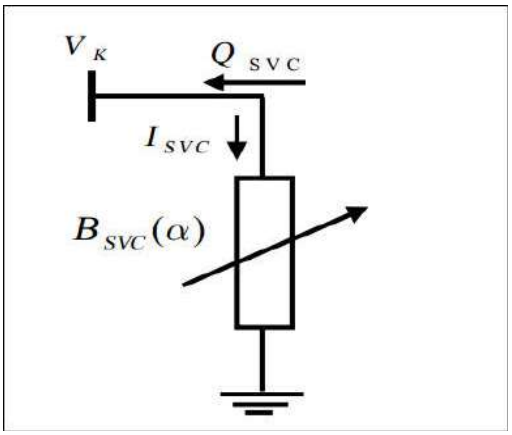


Figure I.4 Schéma unifilaire d'un SVC [5]

I.6 I.3.5 les charges :

Une charge est modélisée par une impédance qui consomme une puissance active constante P_L et une puissance réactive constante Q_L voir la Figure 1. 4 [1].

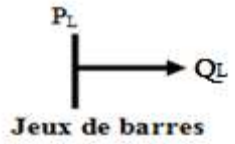


Figure 1.5: Symbole d'une charge.

I.7 I.3.6 les jeux de barres (bus) :

Dans un réseau électrique, les jeux de barres jouent un rôle très important. On trouve trois types de jeux de barres:

1. Jeux de barres de contrôle PV: Pour ce type de jeux de barre, on associe les centrales de production. On spécifie la puissance active et le module de la tension. Les variables à déterminer sont la phase de la tension et la puissance réactive.

2. Jeux de barres PQ: Pour ce type de jeux de barre, on associe généralement les charges. Ces dernières sont caractérisées par la consommation des puissances active et réactive. On peut aussi associer des générateurs avec des puissances active et réactive fixées. Les variables à déterminer sont le module et la phase de la tension.

3. Slack bus: Pour ce type de jeux de barre, on associe la centrale de production la plus puissante.

Dans un jeu de barre k (jeux de barre, de référence ou slack bus), on spécifie la phase et le module de la tension. Les valeurs à déterminer sont les puissances active et réactive [6].

I.4 Concept général de l'écoulement de puissance :

Le problème de l'écoulement de puissance est résolu pour la détermination en régime permanent des tensions complexes au niveau des jeux barres du réseau, à partir de lesquelles les transits des puissances actives et réactives dans chaque ligne et transformateur sont calculés.

L'ensemble des équations représente le réseau électrique et de nature non linéaire. Pratiquement, dans les méthodes de calcul d'écoulement de puissance, on exploite la configuration du réseau et les propriétés de ses équipements pour déterminer la tension complexe au niveau de chaque noeud. D'autre part, en parfaite symétrie entre les trois phases du système triphasés du réseau électrique [7].

I.5 Objectif de l'étude de l'écoulement de puissance :

L'objectif primordial des opérateurs des réseaux électriques est d'assurer la continuité de service (alimentation de leurs abonnés), tout en respectant plusieurs exigences.

Les tensions et la fréquence de réseau doivent d'être dans les limites acceptables [7] :

$$V_{min} < V < V_{max}$$

$$f_{min} < f < f_{max}$$

- La forme d'onde du courant et de la tension doit d'être sinusoïdale (éviter les harmoniques).
- Les lignes de transmission doivent fonctionner dans leurs limites thermiques et de stabilité.

$$P_r < P_{max}$$

- La durée de coupure de l'alimentation doit être le minimum possible.
- En outre, à cause de dérégulation (ouverture) du marché d'électricité, le courant de kWh doit être le plus bas possible.

Pour évaluer toutes ces conditions, on doit posséder des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électriques, on doit calculer ainsi les tensions (modules et arguments) au niveau de tous les jeux de barres qui forment le réseau. Ainsi que toutes les puissances qui transitent les lignes de transmission.

I.6 Résolution Des équations D'écoulements de puissance :

I.8 I.6.1 méthode de newton raphson :

Cette méthode se base sur le développement en série de Taylor voir l'équation suivant [8] :

$$f(x) = 0 \qquad \textbf{(I.1)}$$

Cette dernière s'obtient successivement à partir des approximations du premier ordre :

$$f(x) = f(x^k) + f'(x^k)\,(x^{k+1} - x^k) = 0 \qquad \textbf{(I.2)}$$

Où

$$f' = \frac{\partial f}{\partial x} \qquad \textbf{(I.3)}$$

est le Jacobien de f(x). A partir d'une valeur initiale x0o, n'obtient les corrections Δxk enrésolvant le système linéaire :

$$\Delta x^k = x^{k+1} - x^k = -\,[f'(x^k)]^{-1} f(x^k) \qquad \textbf{(I.4)}$$

Le processus itératif s'arrête jusqu'à la satisfaction du critère d'arrêt suivant :

$$| x_{k+1} - x_k | \leq \varepsilon \quad \text{ou} \quad \Delta x^k \leq \varepsilon \qquad \textbf{(I.5)}$$

Dans le réseau, on corrige l'angle et le module de la tension qui sont donnés par les deux équations suivant :

$$\Delta P_i = V_{ij} \cdot \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \cos \Theta_{ij} + B_{ij} \sin \Theta_{ij})$$
$$\Delta Q_i = V_{ij} \cdot \sum_{j=1}^{n} V_j (G_{ij} \sin \Theta_{ij} - B_{ij} \cos \Theta_{ij}) \qquad \textbf{(I.6)}$$

Avec cette notation et en divisons le Jacobien en sous matrices, l'expression appliquée au problème de la répartition des charges, se convertit, en un système matriciel suivant :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta v \\ \Delta \theta \end{bmatrix}^k \qquad \textbf{(I.7)}$$

La variable peut être divisée par V

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix}^k = \begin{bmatrix} H & N \\ M & L \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta v \\ \frac{\Delta v}{v} \end{bmatrix}^k \qquad \textbf{(I.8)}$$

En système matriciel est :

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k$$

$$\begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^{k+1} = \begin{bmatrix} \theta \\ V \end{bmatrix}^k \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix}^k \qquad \textbf{(I.9)}$$

Avec :

$$H_{ij} = \frac{dP_i}{d\theta_j} \quad , \quad M_{ij} = \frac{dQ_i}{d\theta_j} \quad , \quad N_{ij} = \frac{dP_i}{dV_j} \times V_j \quad , L_{ij} = \frac{dQ_i}{dV_j} \times V \qquad \textbf{(I.10)}$$

La matrice Jacobienne a comme éléments :

Pour i=j

$H_{ii} = - Q_i - B_{ii} V_i^2$

$M_{ii} = P_i - G_{ii} V_i^2$

$N_{ii} = P_i + G_{ii} V_i^2$

$$L_{ii} = Q_i - B_{ii} V_i^2 \qquad \textbf{(I.11)}$$

Pour i≠ j

$$H_{ij} = V_i \, . \, V_j(G_{ij} \sin \Theta_{ij} - B_{ij} \cos \Theta_{ij})$$

$$Nij = V_i \, . \, V_j(G_{ij} \cos \Theta_{ij} + B_{ij} \sin \Theta_{ij})$$

$$Mij = - Vi \, . \, V_j(G_{ij} \cos \Theta_{ij} + B_{ij} \sin \Theta_{ij}) = - Nij$$

$$Lij = Vi. \, V_j(G_{ij} \sin \Theta_{ij} - B_{ij} \cos \Theta_{ij}) \qquad \textbf{(I.12)}$$

Pour chaque itération, on calcule $\left[\Delta\theta, \frac{\Delta v}{v}\right]$ en résolvant le système le processus s'arrêtera pour :

$$| \Delta P | \leq \varepsilon \quad \text{et} \quad \Delta Q \leq \varepsilon \qquad \textbf{(I.13)}$$

I.9 I.6.2 méthode découplée rapide :

La méthode découplée rapide est une simplification de la méthode découplée. Cette dernière méthode est basée sur l'équation suivant [9].

$$\Delta P^k = H^k * \Delta\vartheta$$

$$\Delta Q^k = L^h * \left(\frac{\Delta v}{v}\right) \qquad \textbf{(I.14)}$$

Les éléments des Jacobiens[H]et[L] sont obtenus après certaines approximations successives :

$$\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$$

$$\sin(\theta_i - \theta_j) \approx 0$$

$$G_{ij} \sin(\theta_i - \theta_j) \ll B_{ij}$$

$$Q_i \ll B_{ii} \times V_i^2 \qquad \textbf{(I.15)}$$

Comme conséquence des simplifications antérieures, les équations en les divisant par V, et en posant Vj=1 peuvent être de la forme suivante :

$$\left(\frac{\Delta P}{V}\right)^{k} = B'.\Delta\theta^{k}$$

$$\left(\frac{\Delta Q}{V}\right)^{h} = B''.\Delta\theta^{h}$$

$$B'_{ij} = \frac{-1}{X_{ij}}$$

$$B'_{ii} = -\sum_{j\in i}\frac{1}{X_{ij}} \quad B''_{ij} = -B_{ij}$$

$$B''_{ii} = -B_{ii} \qquad \textbf{(I.16)}$$

I.7 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons représenté l'ensemble des éléments de notre réseau électrique (lignes, transformateurs, impédances, charges électriques…etc.), Par la suite nous avons introduit les notions essentielles de l'écoulement de puissance.

Pour évaluer toutes les conditions liées à l'écoulement de l'énergie, on doit posséder des méthodes qui déterminent l'état des grandeurs électriques.

Chapitre II

Étude de la compensation de la puissance réactive

II.1 introduction :

L'amélioration du facteur de puissance constitue sans doute un paramètre très important dans l'amélioration de la qualité de l'énergie du point de vue technique et économique, parmi les méthodes d'amélioration du facteur de puissance est la compensation de l'énergie réactive.

Dans ce chapitre, on va étudier le principe de la compensation, ainsi que les différents types des compensateurs de l'énergie réactive [10].

II.2 Puissance transmise par une ligne électrique :

La sûreté du système, le bon fonctionnement des installations raccordées et la réduction des pertes en lignes rendent nécessaire de garder la tension à chaque noeud du réseau dans une plage contractuelle de tension [11].

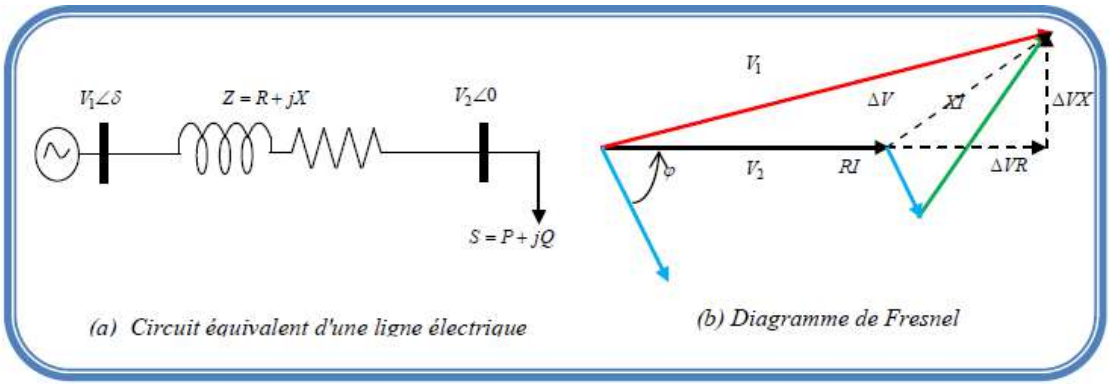


Figure II.1 Modélisation simplifiée du transport d'énergie dans une ligne [11]

Pour simplifier, considérons le schéma de la figure II.1, qui représente une ligne électrique Z=R+jX alimentant une charge *(P + jQ)*. Ce modèle est simple, mais il permet d'expliquer qualitativement le lien entre les modules et phases des tensions à chaque extrémité de la ligne d'une part, et les transits de puissance active et de puissance réactive d'autre part S=P+jQ.

II.3 La chute de tension :

la circulation du courant dans la ligne provoque une chute de tension. La tension est alors plus basse au bout de ligne que son origine, et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. La chute de tension ΔV, à partir du

schéma équivalent et du diagramme des tensions de la figure. *II.1* (b) est donnée par la formulation suivante [12]:

$$\Delta V = V_1 - V_2 = Z * I \quad \text{(II.1)}$$

La relation vectorielle s'écrite alors :

$$\bar{V} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jL\omega\bar{I} = \bar{V}_2 + R\bar{I} + jX\bar{I} \quad \text{(II.2)}$$

Par projection selon les axes horizontal et vertical, nous obtenons deux équations réelles :

$$V_1 \cos\delta = V_2 + RI\cos\varphi + XI\sin\varphi \quad \text{(II.3)}$$

$$V_1 \sin\delta = -RI\sin\varphi + XI\cos\varphi \quad \text{(II.4)}$$

En élevant au carré puis en sommant ces deux expressions, nous obtenons :

$$V_1^2 = V_2^2 + R^2I^2 + X^2I^2 + 2(RV_2I\cos\varphi + XV_2I\sin\varphi) \quad \text{(II.5)}$$

Il est possible alors de remplacer les différents termes de cette expression en faisant intervenir les puissances :

Avec $P = V_2 I\cos\varphi$ la puissance active monophasée consommée par la charge, $Q = VI\sin\phi$ la puissance réactive monophasée appelée par la charge, $P_J = RI^2$ les pertes par effet Joule dans la ligne et $Q_L = XI^2$ la puissance réactive consommée par la réactance de ligne, il vient :

$$V_1^2 - V_1^2 = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad \text{(II.6)}$$

$$(V_1 - V_2)(V_1 + V_2) = RP_J + XQ_L + 2(RP + XQ) \quad \text{(II.7)}$$

En notant : $V = (V_1 + V_2)/2$ et $\Delta V = V1 - V2$ la chute de tension, nous obtenons :

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\frac{1}{2}RP_J + \frac{1}{2}XQ_L + RP + XQ}{V^2} \quad \text{(II.8)}$$

Dans un réseau de transport d'énergie bien dimensionné, les pertes par effet Joule dans les lignes représentent habituellement quelques pour-cent de la puissance totale transitée. Si l'on considère un cas où la consommation de puissance réactive de la ligne par rapport à la puissance transitée est faible, nous obtenons la relation simplifiée suivante [12]:

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{RP + XQ}{V^2} \tag{II.9}$$

II.4 La compensation :

Les réseaux électriques à pour but de véhiculer de la puissance depuis la source jusqu'aux centres de consommation dans un réseau à courant alternatif. La puissance apparente *S* à deux composantes :

la puissance *P* et la puissance *Q* liées par le déphasage.

$$S = P+jQ = UI[cos\phi+sin\phi] \tag{II.10}$$

En général, l'écart de tension entre deux extrémités d'une ligne est lié au transit de la puissance réactive consommée par la charge. Pour obtenir une tension identique (ou proche) aux deux bouts de la ligne, il faut donc pouvoir produire localement de la puissance réactive.

$$\frac{\Delta V}{V} \cong \frac{RP + XQ}{V^2} \tag{II.11}$$

La répartition des moyens de production d'énergie réactive (alternateurs, bancs de condensateurs ou compensateurs statiques) à proximité des zones de consommation contribue donc à maintenir la tension constante sur le réseau. Il est à noter que les solutions peuvent reposer sur des moyens de compensation de puissance réactive statiques (bancs de condensateurs, bancs de bobines) ou dynamiques (alternateurs, FACTS) [13].

I.10 II.4.1 Principe de la compensation shunts :

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge. En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour sectionner les lignes ainsi que le maintien de la tension aux noeuds.

un compensateur shunt est branché aux bornes de la charge permettant de maintenir la tension constante. Le compensateur agit en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, de façon à contrôler le facteur de puissance, donc la tension au noeud. La figure II.13 représente un système avec un générateur alimentant une charge par le biais d'une ligne radiale. Le compensateur shunt modifie directement la tension *U* [14].

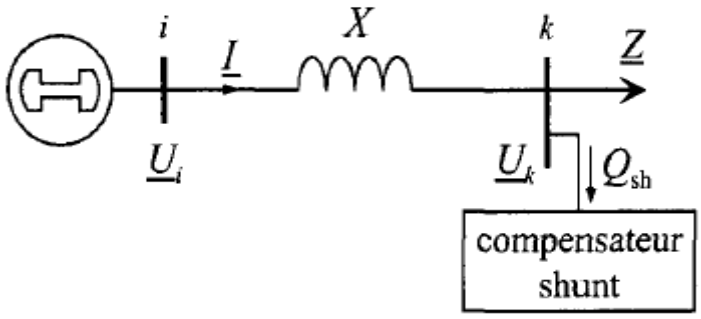


Figure II.2. compensateur shunts en ligne

I.11 II.4.2 Principe de la compensation série :

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite, compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Il agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive [15].

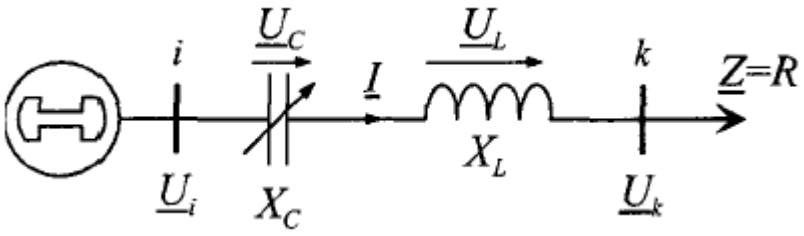


Figure II.3. Compensateur série en ligne

I.12 II.4.3 Principe de la compensation par déphasage :

Le principe de cette compensation est basé sur l'insertion d'un déphaseur sur la ligne. Ce dispositif est modélisé par une source de tension, d'amplitude et de phase variables. On peut alors avoir à la sortie du déphaseur une tension *Vs* de même amplitude qu'a l'entrée V_G mais déphasée d'un angle α (Figure II.4) [11] .

La puissance transmissible est alors fonction de l'angle déphasage

$P=V^2 \sin(\delta+\alpha)/X_L$ Pour ce type de compensation, la puissance maximale n'est pas augmentée, mais le réglage de α permet de régler l'acheminement de puissance. Ce dispositif fonctionne finalement comme une vanne électronique.

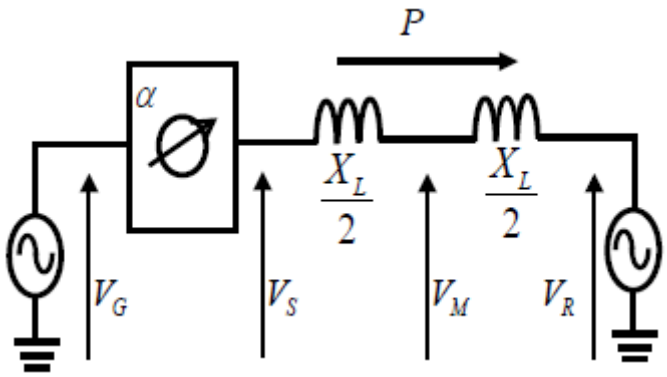


Figure II.4. compensateur par déphasage

II.5 Moyens de compensation de puissance réactive :

I.13 II.5.1 Les compensateurs synchrones :

Dans les systèmes énergétiques, les générateurs synchrones sont les principaux producteurs de puissances actives et réactives. Pour la puissance active. Ils sont l'unique source, par contre pour la puissance réactive, la quantité produite par ces sources est limitée par les conditions de fonctionnement normales des machines des centrales. La quantité produite n'est pas constante.

Les compensateurs synchrones sont très utilisés dans les systèmes électriques pour résoudre des problèmes de compensation de la puissance réactive et de réglage de la tension [16].

Avantage :

Ce moyen de compensation est avantageux :

- Excellent rendement (un facteur de puissance voisin de 1).
- Peut être placé prés des consommateurs.
- Facile à régler comme producteur ou consommateur de puissance réactive.
- Effet autorégulateur.

Inconvénients :

Il a été délaissé de son application comme compensateur malgré leurs mérites pour les inconvénients :

- Coût initial élevé.

- Machine tournante qui demande des entretiens.
- Pertes actives relativement importantes.
- La force motrice, n'est pas toujours compatible avec la demande instantanée de puissance réactive.
- Il peut décrocher dans le cas d'une surcharge brusque ou d'une chute de tension importante du réseau. Ceci nécessite une surveillance particulière avec l'utilisation de dispositifs de sécurité, encombrants.
- Il a besoin d'un générateur à courant continu pour assurer son excitation. Cet organe supplémentaire augmente le prix du moteur.
- Il ne peut démarrer qu'à très faible charge en exigeant soit un moteur auxiliaire de lancement, soit le démarrage en asynchrone avec un réducteur de tension au démarrage en asynchrone avec un réducteur de tension au démarrage [10].

I.14 II.5.2 Les inductances :

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Par conséquent, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau [17].

I.15 II.5.3 Les batteries de compensation (condensateur) :

Ces bancs de condensateurs peuvent atteindre quelques MVar. Ils sont utilisés pour Corriger le facteur de puissance dans le cas de fortes charges inductives. Cette solution est généralement utilisée pour la compensation réactive des flux de puissance dans le réseau, mais elle pourrait être envisagée quand le plan de tension est bas afin de le remonter. Le but est de compenser la somme de puissance réactive absorbée par le réseau et par le transformateur HTB/HTA. Ainsi, Le banc de condensateur permet de compenser cette puissance réactive consommée en mettant en service le bon nombre d'éléments pour une compensation optimale.[18]



Figure II.5. Batterie de compensation

On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT :

  Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.

- Des batteries de condensateurs 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 [19].

Le condensateur est le plus utilisé compte

- De sa non-consommation en énergie active.
- De son coût d'achat.
- De sa facilité de mise en oeuvre.
- De sa durée de vie (10 ans environ).
- De son faible entretien (appareil statique).

Le coût des batteries de condensateurs dépend de plusieurs paramètres

- La puissance installée.
- Le niveau de tension.

- Le fractionnement en gradins.
- Le mode de commande.
- Le niveau de qualité de la protection.

I.16 II.5.4 Compensateurs statiques de puissance réactive :

Grâce au développement de l'électronique de puissance, la compensation d'énergie réactive par des moyens statiques est devenue possible par des compensateurs statiques de puissance réactive (SVC). Ces dispositifs constitués d'éléments électriques (batteries de condensateur, bobine…est) et d'éléments d'électronique pour commutation (thyristors) permettant des variation rapides et continue de puissance réactive pour éliminer les fluctuations de la puissance réactive absorbée par certains appareils provoquent des fluctuations de tension qui peuvent être gênantes pour tous les usagers [20].

Un compensateur statique d'énergie réactive(en englais SVC : Static VAR Compensator, en français parfois CER) est un dispositif de l'électronique de puissance destiné a compenser la circulation de puissance réactive sur les réseaux électriques [21].

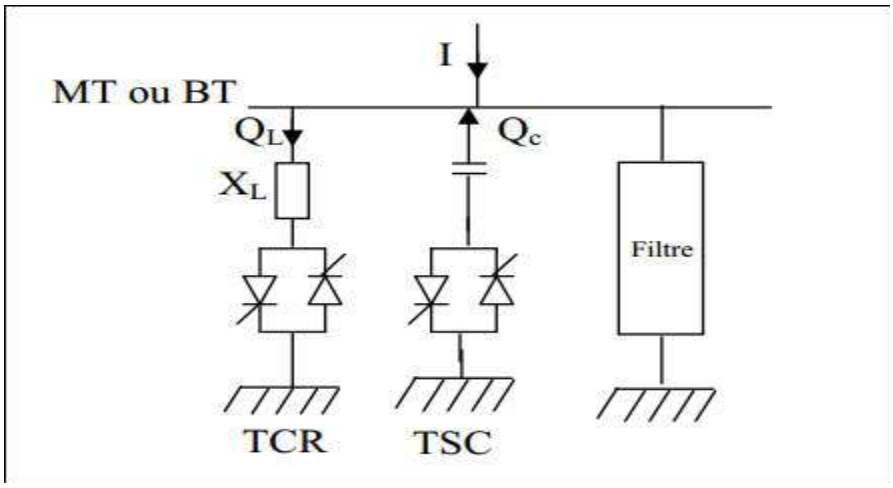


Figure II.6. schéma d'un SVC

II.6 Principe de la compensation d'énergie réactive :

Considérons l'impédance $Z = r.\ e^{j\phi} = R + jX$ représentant une charge inductive ($X>0$), ci dessous.

La puissance réactive correspondante est $Q = X.\ I^2$.

d'un condensateur C en tête du circuit ne modifie pas la charge et ne rajoute aucune puissance active.

En revanche, C produit la puissance réactive et va donc donner un nouveau facteur de puissance cos ϕ′ .

On sait que :

$$Qc = CwV^2 \qquad \text{(II.12)}$$

Le théorème de Boucherot apporte :

$$Q_{totale} = Q - Qc \qquad \text{(II .13)}$$

La compensation de puissance réactive consiste à assurer Qtot = 0, c.-à-d. à $Qc = Q$ et cos ϕ′=1 .

Le Condensateur à choisir a alors la valeur :

$$C = \frac{X.I^2}{\omega V^2} = \frac{Q_c}{\omega V^2} \qquad \text{(II .14)}$$

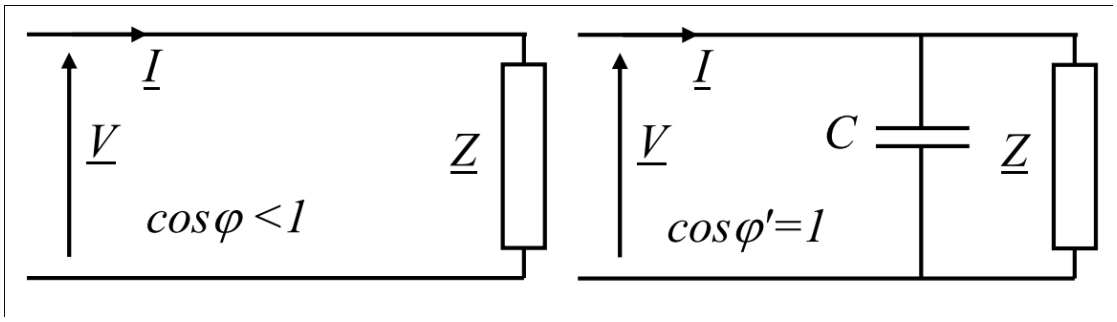


Figure II.7. Principe de compensation

Du coup il est intéressant de connaître la formule générale qui donne la valeur de la capacité en fonction du cos ϕ et du cos ϕ′.

Les pertes croissant lorsque Q < P (soit Q2 << P2), il peut être souhaitable, pour améliorer la sûreté de l'exploitation, de surcompenser le réseau, c'est-à-dire de fournir une puissance réactive plus élevée que celle qui est consommée, de façon, par exemple, à annuler la chute de tension($Q = \frac{RP}{X}$) 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 [20].

La circulation de l'énergie réactive a des incidences techniques et économiques importantes. En effet, pour une même puissance active P, la figure II.23 montre qu'il faut fournir d'autant plus de puissance apparente S, et donc de courant, que la puissance réactive Q est importante.

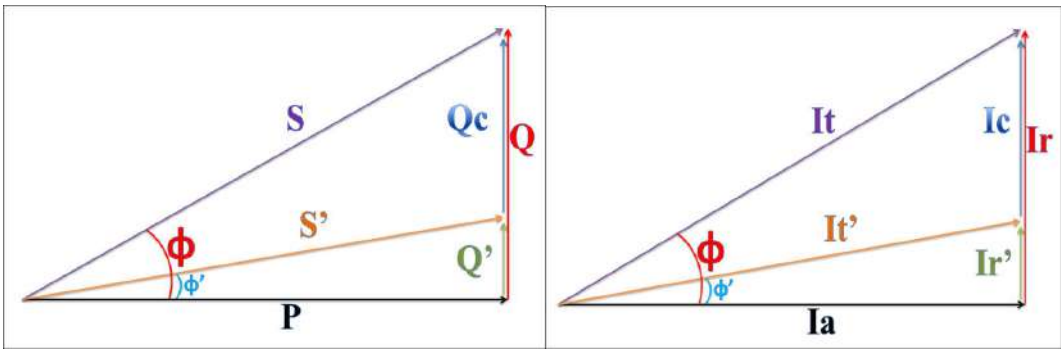


Figure II.8. Principe de la compensation d'énergie réactive

Il est nécessaire de produire l'énergie réactive au plus près possible des charges, pour éviter qu'elle ne soit appelée sur le réseau. C'est ce qu'on appelle "compensation de l'énergie réactive".

Pour inciter à cela et éviter de sur-calibrer son réseau, le distributeur d'énergie pénalise financièrement les consommateurs d'énergie réactive au-delà d'un certain seuil.

On utilise des condensateurs pour fournir l'énergie réactive aux récepteurs inductifs. Pour réduire la puissance apparente absorbée au réseau de la valeur s à la valeur s', on doit connecter une batterie de condensateurs fournissant l'énergie réactive Qc (figure II.9), [22]. telle que :

$$Qc = P.(\tan \phi \tan \phi') \qquad \text{(II .15)}$$

Le courant total fourni par le réseau It est réduit (figure II.23), le rendement de l'installation se trouve donc amélioré puisque les pertes par effet Joule sont proportionnelles au carré du courant [23].

La figure II.23 illustre l'échange local d'énergie réactive entre le récepteur et le condensateur :

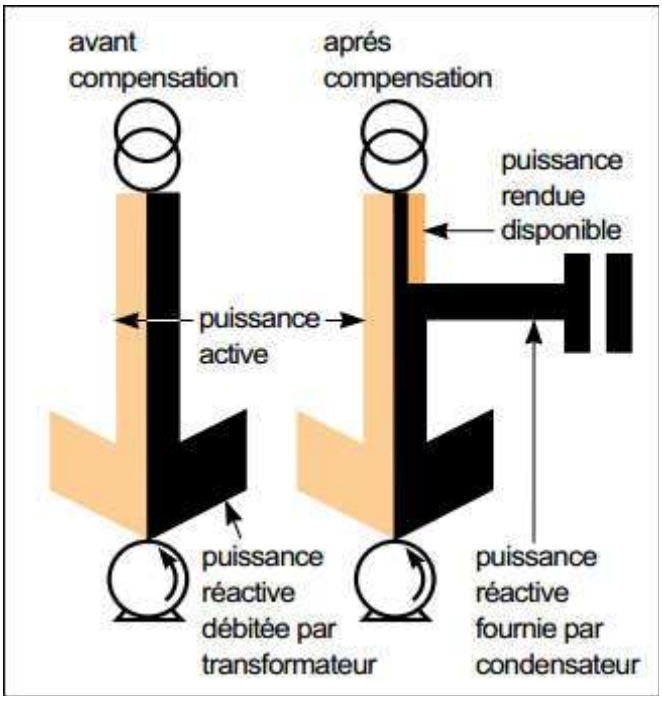


Figure II.9. Diagramme traduisant l'échange d'énergie dans le circuit d'alimentation d'un récepteur et montrant l'intérêt de la compensation

II.7 Choix de localisation :

La compensation peut être globale, par secteur ou individuelle. En principe, la compensation idéale est elle qui permet de produire l'énergie réactive à l'endroit où elle est consommée et en quantité ajustée à la demande.

Ce mode de compensation est très coûteux, on cherchera donc, dans la pratique, un optimum technico- économique [24].

I.17 II.7.1 Compensation globale :

La batterie est raccordée en tête d'installation et assure la compensation pour l'ensemble de l'installation. La batterie reste en service en permanence pendant le fonctionnement normal de l'installation.

Le foisonnement naturel de l'installation entraîne un dimensionnement faible de la batterie et un nombre élevé d'heures de fonctionnement. Elles sont donc amorties encore plus rapidement.

De plus, ce type de compensation :

- Supprime les facturations complémentaires pour consommation excessive d'énergie réactive (exemple : tarif vert).
- Diminue la puissance apparente (ou appelée) en l'ajustant au besoin réel en kW de l'installation (exemple : tarif jaune).

- Soulage le poste de transformation (puissance disponible en KW) .[10]

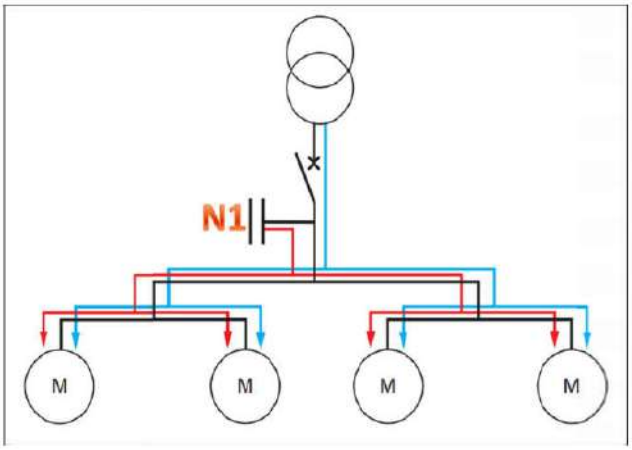


Figure II.10. compensation globale

I.18 II.7.2 Compensation partielle ou par secteur :

La batterie de condensateurs est connectée sur l'arrivée du tableau de distribution intermédiaire pour lequel la compensation doit être réalisée.

Une économie significative sur l'installation est réalisée grâce à cette disposition, notablement au niveau du dimensionnement des câbles d'arrivée du ou des tableaux intermédiaires pour les quels la compensation est réalisée.

Avantages : La compensation partielle de l'installation :

- ✓ Réduit les pénalités tarifaires dues à une consommation excessives d'énergie réactive
- ✓ Réduit la puissance apparente d'utilisation (en kVA), calculée habituellement à partir des charges installées.
- ✓ Soulage le transformateur d'alimentation, ce qui permet d'alimenter des charges supplémentaires si nécessaire.
- ✓ Permet de réduire la section des câbles d'arrivée du tableau de distribution intermédiaire, ou d'ajouter des charges supplémentaires.
- ✓ Réduit les pertes en ligne dans ces mêmes câbles.[24]

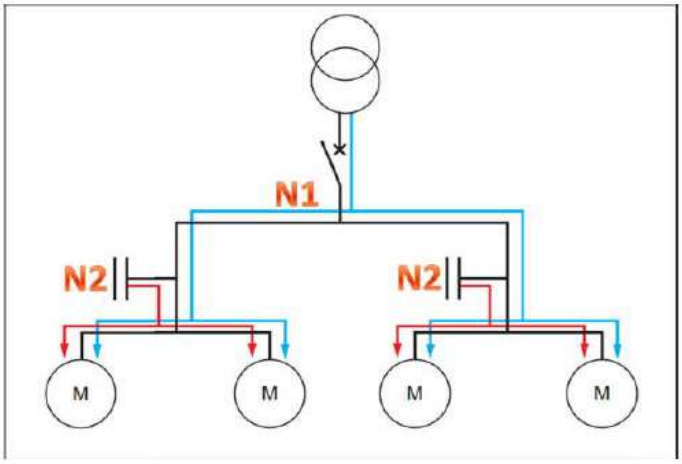


Figure II.11. Compensation partielle

I.19 II.7.3 Compensation individuelle :

La batterie est connectée directement aux bornes de la charge inductive (généralement un moteur).

La compensation individuelle est à considérer quand la puissance du moteur est significative par rapport à la puissance souscrite de l'installation .

Avantages : La compensation individuelle réduit :

- ✓ Les pénalités tarifaires dues à une consommation excessives d'énergie réactive.
- ✓ La puissance apparente consommée (en kVA).
- ✓ La section des câbles et les pertes en ligne .

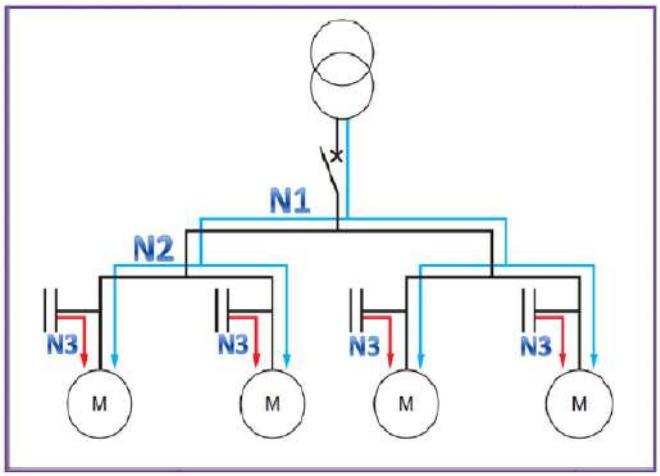


Figure II.12. compensation individuelle

II.8 Systèmes et types de compensation :

I.20 II.8.1 Compensation fixe :

La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

La mise sous tension de ces batteries est :

- Soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur.
- Soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :

- D'installation électrique à charge constante fonctionnant 24/24 h.
- De compensation réactive des transformateurs.
- De compensation individuelle de moteurs.
- D'installation d'une batterie dont la puissance est inférieure ou égale à 15 % de la puissance du transformateur [25].

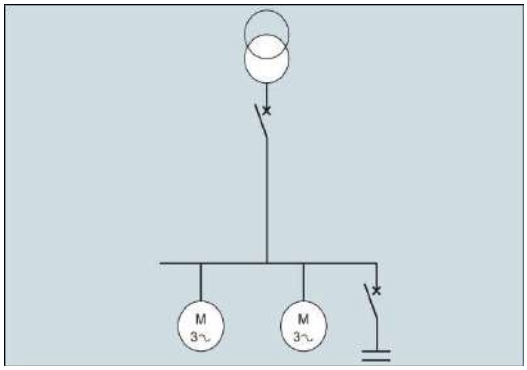


Figure II.13. Compensation fixe

I.21 II.8.2 compensation automatique ou en « gradins » :

La puissance réactive fournie par la batterie est modulable en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

Ces batteries sont composées d'une association en parallèle de gradins condensateurs (gradin = condensateur + contacteur). La mise en ou hors service de tout ou partie de la batterie étant asservie à un régulateur varmétrique intégré.

Ces batteries sont également utilisées dans le cas :

- D'installation électrique à charge variable.
- De compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ.

D’installation d’une batterie dont la puissance est supérieure à 15% de la puissance du transformateur [25].

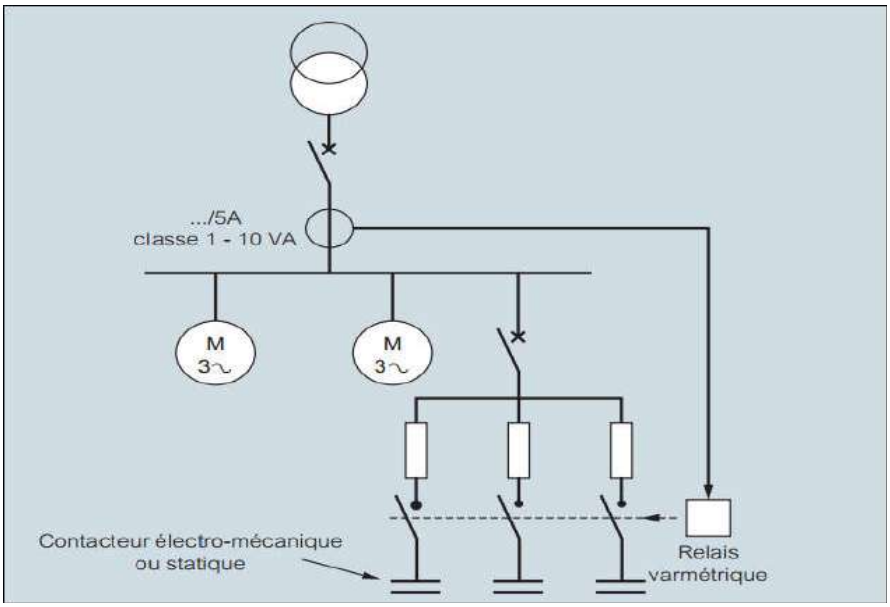


Figure II.14. Principe de la compensation automatique d'une installation

I.22 II.8.3 principe et l’intérêt de la Compensation automatique :

Une batterie de condensateurs à régulation automatique est divisée en gradins. Chaque gradin est commandé par un contacteur. L'enclenchement du contacteur met le gradin en service en parallèle avec les gradins connectés à l'installation, le déclenchement du contacteur, au contraire, le met hors service. Ainsi la capacité totale de la batterie de condensateurs varie par palier en fonction du besoin de kVAR.

Un relais varmètrique mesure la valeur du facteur de puissance de l'installation et en commandant l'ouverture ou la fermeture des contacteurs des gradins en fonction de la charge, régule la valeur du facteur de puissance de l'installation à la valeur consignée. La tolérance sur la régulation est déterminée par la taille de chaque gradin. Le transformateur de courant TC associé au relais varmètrique doit être installé sur une des phases de l'arrivée alimentant les charges à compenser.

L'équipement Varset Fast est une batterie de condensateurs de compensation à régulation automatique incluant un contacteur statique (thyristors) au lieu d'un contacteur. La compensation statique est intéressante sur des installations avec des équipements ayant des cycles de variation de charges très rapides et/ou très sensibles aux surtensions transitoires [26].

II.9 Conclusion

La compensation de l'énergie réactive utilisé pour limiter le transporte de cette énergie qui causer une chute de tension et des pertes au longe de la ligne. Différentes méthodes de compensation sont utilisées pour relever le facteur de puissance, la plus simple consiste à placer des batteries de condensateur en parallèle avec le réseau ou avec la charge dans le chapitre suivant en va voir emplacement optimale de batterie de condensateur dans les réseaux de distribution en utilisant logiciel ETAP 12.6.0

Chapitre III

Simulations et résultats

III .1 Introduction :

L'énergie est toujours transférée de la source à la distribution par le biais du transport en consommant des pertes de puissance active et réactive. Les pertes de puissance peuvent être contrôlées par une gestion améliorée de la puissance réactive. Pour éviter les pertes de puissance réactive, on opte pour la compensation locale de la puissance réactive en plaçant des condensateurs qui est la méthode la plus utilisée dans le monde. Les condensateurs peuvent fournir des puissances réactives, réduire pertes, améliorer le profil de tension et le facteur de puissance (PF), par conséquent, le placement optimal du condensateur est aujourd'hui une nécessité dans réseau électriques complexe [27].

III .2 Outil de Simulation : Logiciel ETAP 12.6.0 :

ETAP est un logiciel de référence dans le monde entier pour l'ensemble des domaines de l'industrie de l'électricité (ex : Data center, Hôpitaux, Oil & Gas, Industrie, Tertiaire, Ferroviaire, nucléaire, Production, Transport, Distribution…).Un logiciel pensé et créé pour la conception de projets de systèmes et d'installations électriques, leur simulation, leur maintenance, leur contrôle et leur exploitation dans différents secteurs.

ETAP permet de déterminer les conducteurs selon les normes, de calculer les courants de court-circuit, les TGBT, les cellules MT/HT, de réaliser le écoulement de puissance, la coordination et la sélectivité des protections, et d'autres fonctions d'expertises [27] .

Il est une solution totalement intégrée. Il permet à partir des documents de design, de créer automatiquement la gestion en temps réel du système pour superviser, contrôler, automatiser, simuler, prédire et optimiser les opérations de maintenance. (Figure III.1)



Figure III.1 schéma de logiciel ETAP

III.3 Pourquoi etap?… Des arguments professionnels :

- Le langage de l'électrotechnicien, c'est la schématique.
  On travaille sur un schéma clair et compréhensible.
- La conception et calcul d'une installation multi-sources BT avec ou sans HT parait plus logique sur un même logiciel et encore mieux, sur un même fichier (cohérence des impédances, tension, etc.).
- Selon les scénarios de fonctionnement, une même charge peut consommer différemment. Une répartition des charges s'impose, tout en obtenant des résultats plus précis pour votre client.
- La chute de tension d'un circuit dépend, de la tension du point du raccordement, donc de l'utilisation du reste des circuits branchés sur le même point.
- La détermination des pertes des câbles
- La protection contre l'Arc ;
- Le calcul des courts-circuits, dans le cas d'installations BT & HT,
- L'analyse et la simulation.
  Des affichages, des configurations d'exploitation de réseau, des révisions, des outils d'analyse, des assistants.

III.4 placement optimal des condensateurs OCP:

Le problème que l'on rencontre souvent dans les réseaux de transmission d'énergie électrique et les systèmes de distribution est la chute de tension inférieure à la norme. La norme utilisée concerne généralement les surtensions de + 5% et les sous-tensions de -10%. La chute de tension se produit sur des lignes très longues car l'impédance de la ligne continuera à augmenter. Ceci est dangereux si la charge utilisée est une charge dynamique telle qu'un moteur dont la tension doit être stable et bonne. S'il s'agit d'une charge résidentielle, l'indication est la diminution de la luminosité.

Dans la distribution d'énergie électrique, on tente d'éviter des chutes de tension en tapotant sur le transformateur. Si cette méthode n'est plus en mesure de fonctionner, le condensateur doit être installé sur une ligne avec une chute de tension afin que le profil de tension et le

facteur de puissance du système soient meilleurs et que la distribution de l'énergie électrique devienne plus optimale [28].

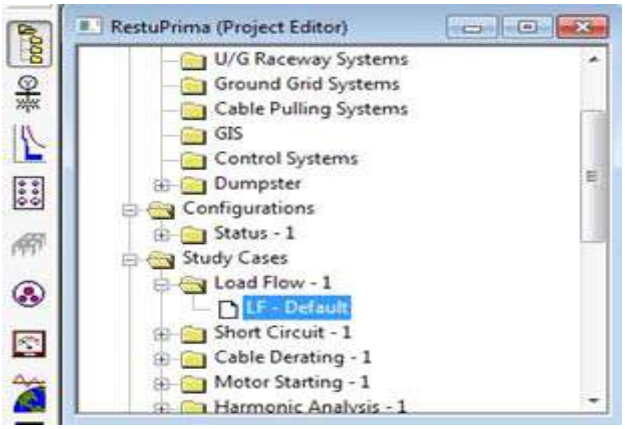


Figure III.2 fenêtre de LF-Default

Pour simuler le placement optimal des condensateurs, on suit les étapes suivantes :

1. On commence par dessiner le réseau sur ETAP après avoir défini le paramètre écoulement de puissance par défaut Default (Figure III.2) (Figure III.3)

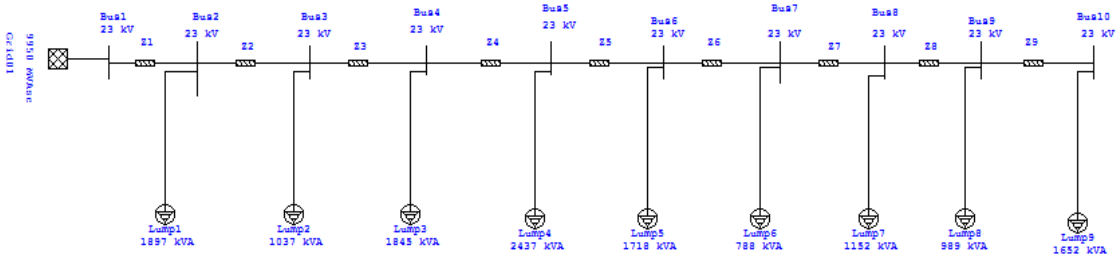


Figure III.3 schéma de réseau de distribution IEEE 10

2. On clique sur la fenêtre Alerte pour définir la limite critique et marginale des tensions conformément à la norme (92% < Tension critique> 105%, 95%<Tension marginale> 102%) (Figure III.4) .



Figure III.4 Fenêtre d'Alerte des Tension.

3. Exécution de l'écoulement de puissance

On observe la couleur du bus: si la couleur de bus est rouge, cela signifie que le niveau de tension est critique et si la couleur de bus est bleu, le niveau de tension se situe toujours dans la limite marginale. (Figure III.5)

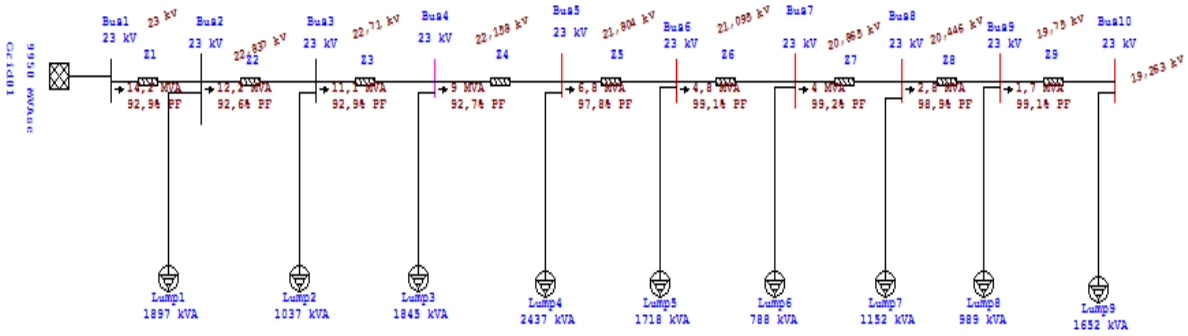
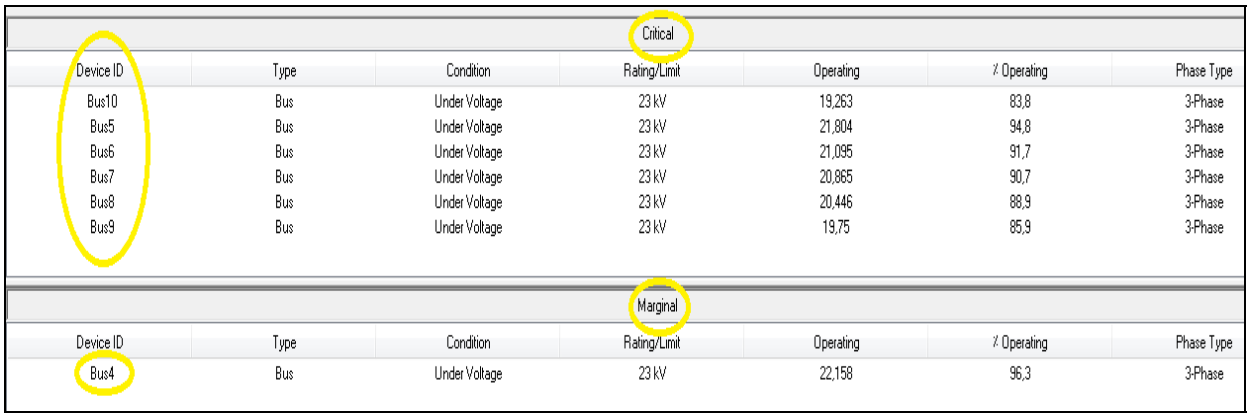


Figure III.5 schéma d'un réseau de 10 bus après écoulement de puissance

4. Ou on peut également cliquer sur Alerte, , puis voit les informations suivantes (Figure III.6) :



Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus10	Bus	Under Voltage	23 kV	19,263	83,8	3-Phase
Bus5	Bus	Under Voltage	23 kV	21,804	94,8	3-Phase
Bus6	Bus	Under Voltage	23 kV	21,095	91,7	3-Phase
Bus7	Bus	Under Voltage	23 kV	20,865	90,7	3-Phase
Bus8	Bus	Under Voltage	23 kV	20,446	88,9	3-Phase
Bus9	Bus	Under Voltage	23 kV	19,75	85,9	3-Phase

Marginal

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus4	Bus	Under Voltage	23 kV	22,158	96,3	3-Phase

Figure III.6 fenêtre affiche par l'alerte

5. On clique sur la fenêtre optimal capacitor placement (Figure III.7)



Figure III.7 fenêtre de optimal capacitor placement(OCP)

6. On Sélectionne les bus candidats ou il faut ajouter des batteries de condensateur (Figure III.8)

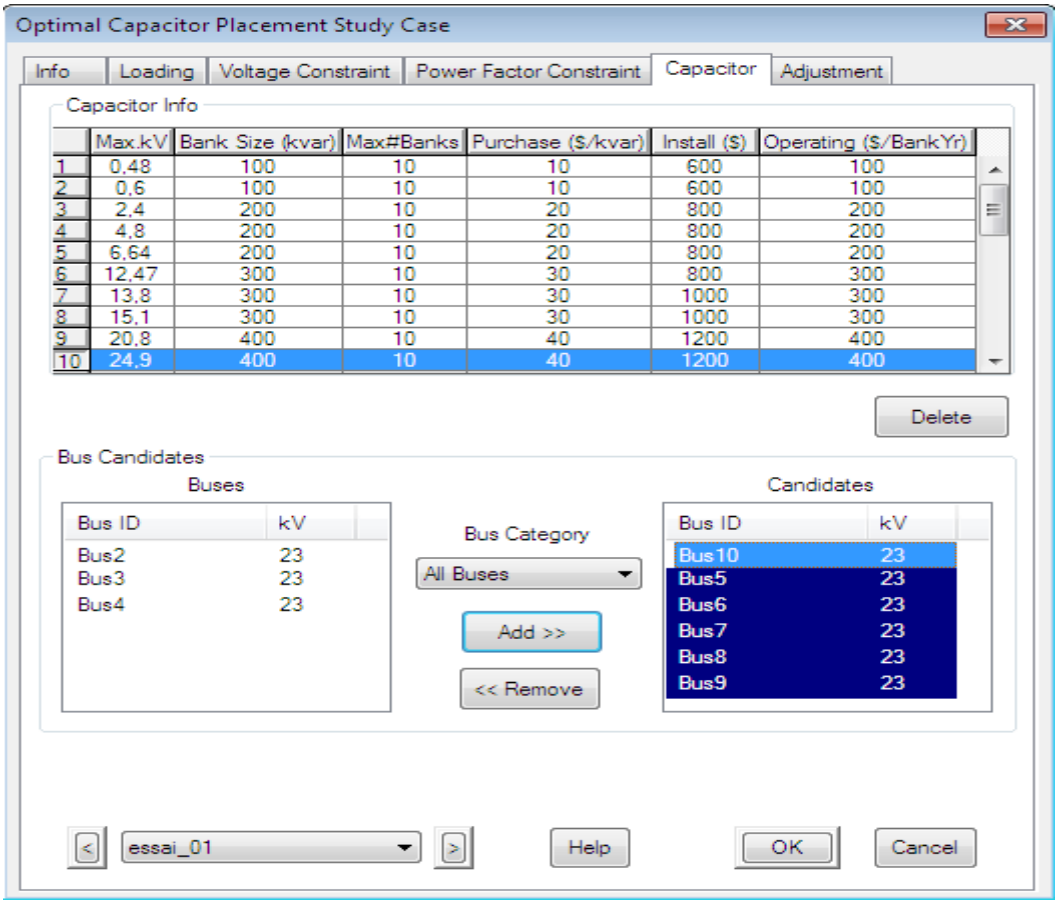


Figure III.8 fenêtre de sélectionner les bus candidats

7. Dans l'image ci-dessus, on trouve également un tableau de données de condensateur comprenant le niveau de tension maximal, la capacité, le nombre de batteries condensateurs, les prix et les coûts d'exploitation.

8. On utilisant le bouton OCP  , il calculera automatiquement la capacité et le nombre minimale des batteries de condensateurs nécessaires pour améliorer le facteur de puissance , le profil de tension ou bien les deux ensemble de notre réseau d'étude (Figure III.9)

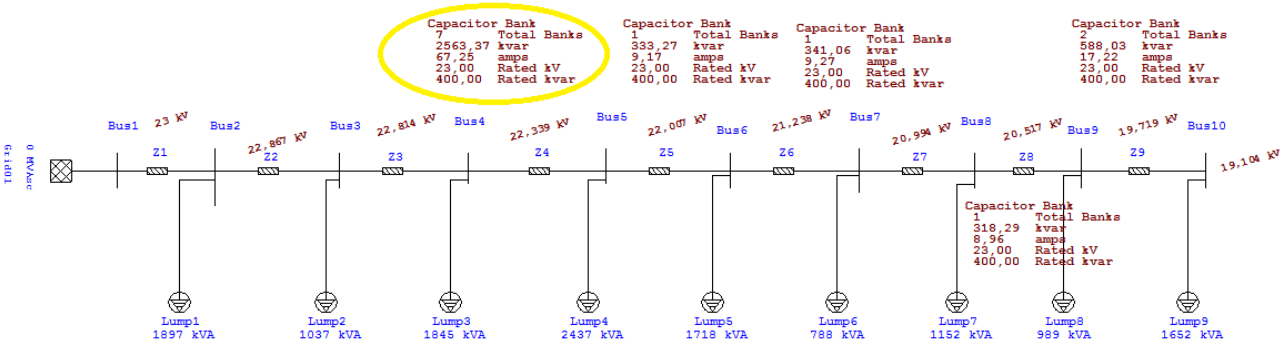


Figure III.9 fenêtre de nombre de batterie de condensateur

9. On ajoute des batteries de condensateurs aux bus condidatx, puis on remplisse les valeurs calculée par ETAP (Figure III.10)

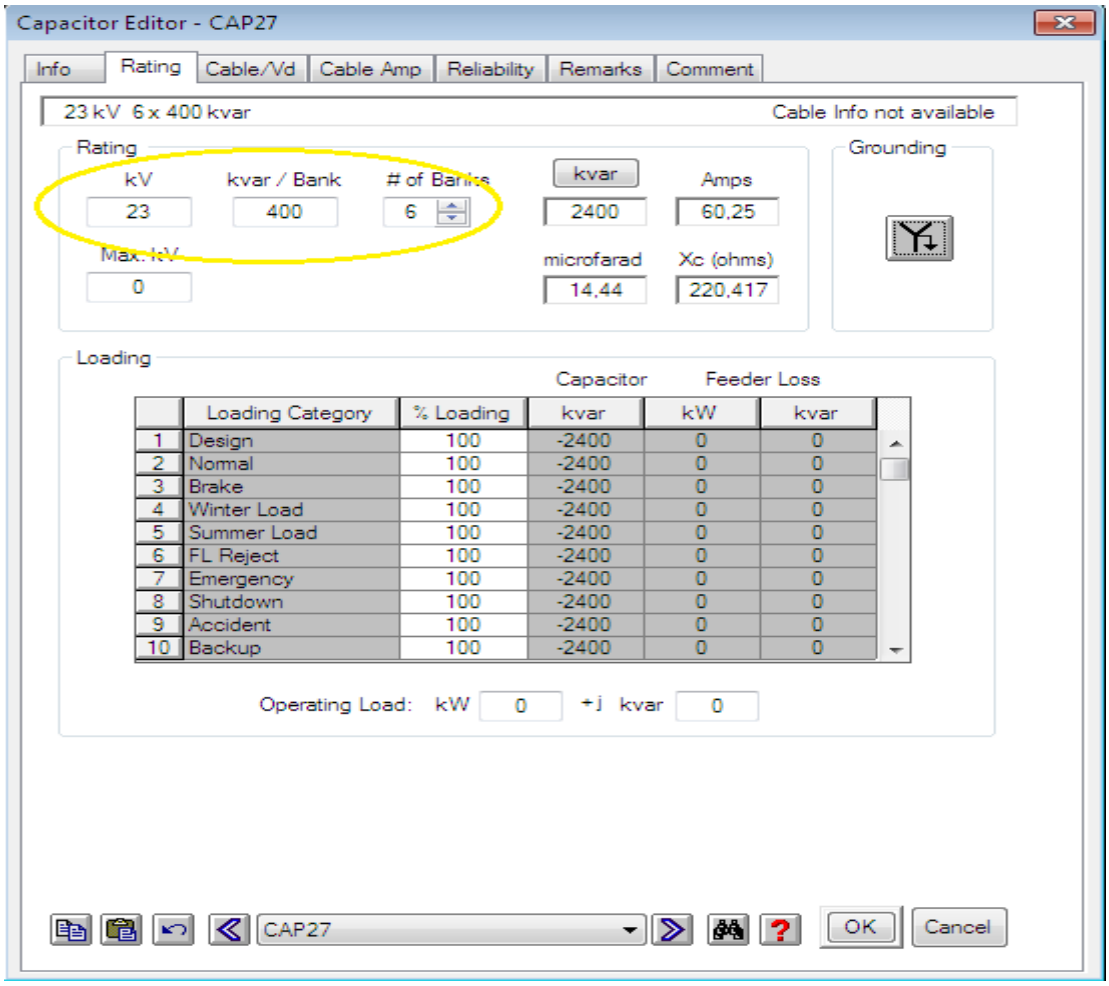


Figure III.10 fenêtre de valeur et nombre de capacité

10. On exécute l'écoulement de puissance une autre fois après placement des batteries sur les bus candidats, et on remarque que les différents paramètres (le niveau de tension, le facteur de puissance, les pertes actives et réactives) de notre réseau s'améliorent.

11. Gestionnaire des rapports, on clique sur l'icône du gestionnaire de rapports OCP pour accéder à la configuration de rapport suivant :

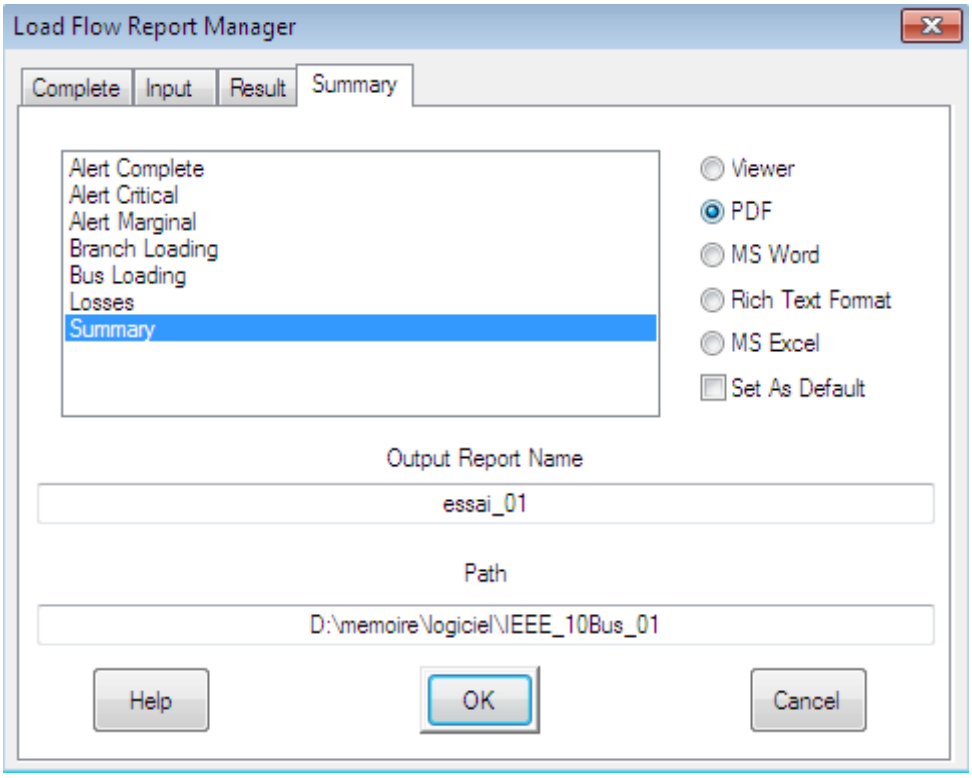
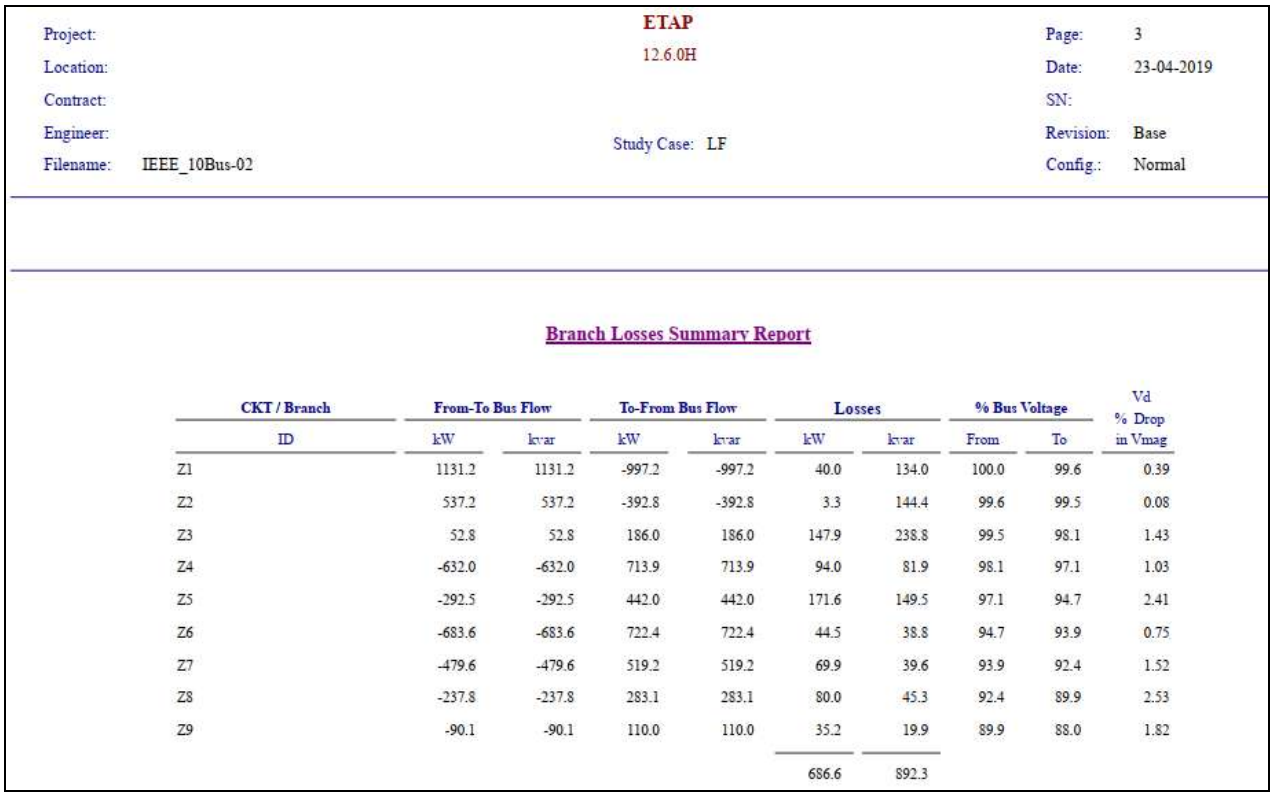


Figure III.11 fenêtre de gestionnaire de rapport OCP



Project:
Location:
Contract:
Engineer:
Filename: IEEE_10Bus-02

ETAP
12.6.0H

Study Case: LF

Page: 3
Date: 23-04-2019
SN:
Revision: Base
Config.: Normal

Branch Losses Summary Report

CKT / Branch ID	From-To Bus Flow kW	From-To Bus Flow kvar	To-From Bus Flow kW	To-From Bus Flow kvar	Losses kW	Losses kvar	% Bus Voltage From	% Bus Voltage To	Vd % Drop in Vmag
Z1	1131.2	1131.2	-997.2	-997.2	40.0	134.0	100.0	99.6	0.39
Z2	537.2	537.2	-392.8	-392.8	3.3	144.4	99.6	99.5	0.08
Z3	52.8	52.8	186.0	186.0	147.9	238.8	99.5	98.1	1.43
Z4	-632.0	-632.0	713.9	713.9	94.0	81.9	98.1	97.1	1.03
Z5	-292.5	-292.5	442.0	442.0	171.6	149.5	97.1	94.7	2.41
Z6	-683.6	-683.6	722.4	722.4	44.5	38.8	94.7	93.9	0.75
Z7	-479.6	-479.6	519.2	519.2	69.9	39.6	93.9	92.4	1.52
Z8	-237.8	-237.8	283.1	283.1	80.0	45.3	92.4	89.9	2.53
Z9	-90.1	-90.1	110.0	110.0	35.2	19.9	89.9	88.0	1.82
					686.6	892.3			

Figure III.12 schéma de rapport OCP

III.5 Méthode de calcul de OCP :

ETAP utilise actuellement l'algorithme génétique pour un placement optimal des condensateurs. L'algorithme génétique est une technique d'optimisation basée sur la théorie de la sélection naturelle. Un algorithme génétique commence par une génération de solutions très diverses pour représenter les caractéristiques de l'ensemble de l'espace de recherche. Par mutation de croisement, de bonnes caractéristiques sont sélectionnées et portées à la génération suivante. la solution optimale peut être atteinte par des générations répétées. [27]

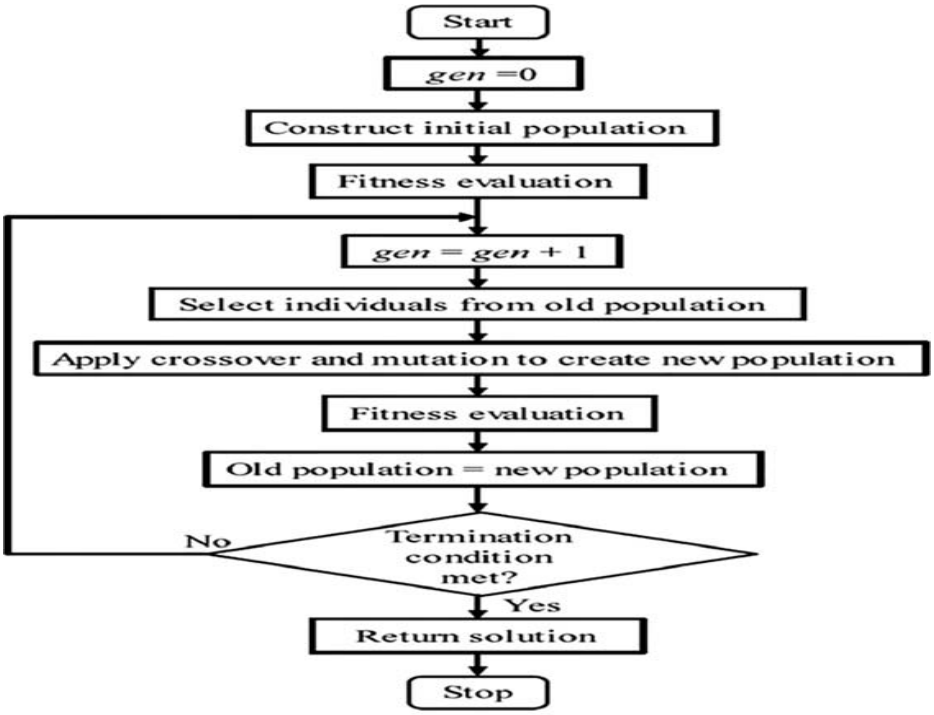


Figure III.13 Organigramme de la méthode Algorithme Génétique

OCP utilise la méthode de la valeur actuelle pour effectuer des comparaisons alternatives. Il prend en compte les coûts initiaux d'installation et d'exploitation, qui comprennent les économies de maintenance, d'amortissement et de réduction des pertes [27].

III.6 Placement Optimal des Batteries de Condensateurs :

L'objectif du placement optimal des condensateurs est de minimiser le coût du système. Ce coût est mesuré de quatre manières:

- Coût d'installation d'un condensateur fixe

- Coût d'achat de condensateur

- Coût d'exploitation de la batterie de condensateurs (maintenance et amortissement)

- Coût des pertes réelles de puissances.

Le coût peut être représenté mathématiquement comme:

Fonction objectif min :

$$\sum_{i=1}^{Nbus} (x_i C_{0i} + Q_{ci} C_{1i} + B_i C_{2i} T) + C_2 \sum_{l=1}^{Nload} T_l P^l \qquad \text{(III.1)}$$

III.7 Contraintes :

Les principales contraintes pour le placement de condensateur sont de satisfaire les contraintes de flux de charge. De plus, toutes les tensions des bus de charge (pQ) et les facteur de puissance (PF) doivent se situer entre les limites inférieure et supérieure.

Les contraintes peuvent être représentées mathématiquement sous la forme [27]:

1) Load flow : F(x ,u) =0

$$V_{min} \leq V \leq V_{max} \ , \ PF_{min} \leq PF \leq PF_{max} \ \text{for all pQ buses}$$

III.8 Réseau de Test :

Notre étude est testée sur un réseau de distribution radiale de 10 Nœud (IEEE 10) de 23 kV, comme indiqué à la (FigureIII.14) Les données du les systèmes sont obtenus à partir de [28] . la tension de poste est maintenue à 1.0 pu.

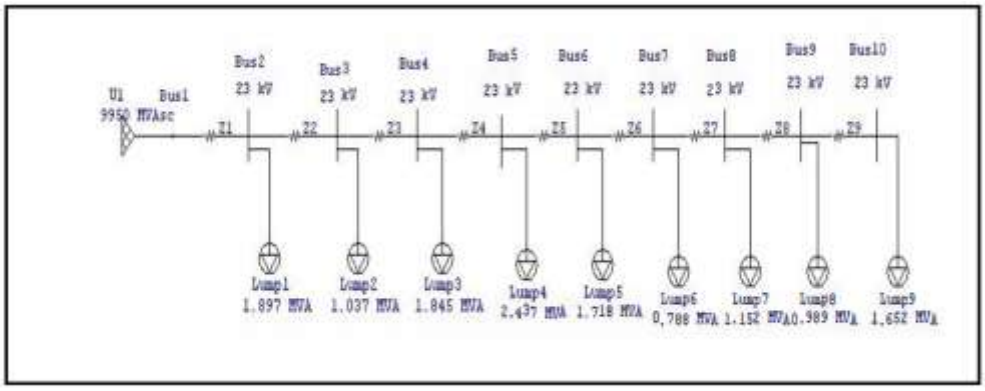


Figure III.14 Réseau IEEE-10 bus sur ETAP **.**

Tableau III.1 Données du réseau de distribution IEEE 10 bus [28]
11.

Bus Send	Bus Recev.	R [Ω]	X [Ω]	PL [kW]	QL [kVAR]
1	2	0.1233	0.4127	1840	460
2	3	0.0140	0.6057	980	340
3	4	0.7463	1.2050	1790	446
4	5	0.6984	0.6084	1598	1840
5	6	1.9831	1.7276	1610	600
6	7	0.9053	0.7886	780	110
7	8	2.0552	1.1640	1150	60
8	9	4.7934	2.7160	980	130
9	10	5.3434	3.0264	1640	200

A. **1er Fonction Objectif: Correction de Facteur de Puissance (PF)** : (Figure III.15)

Méthode d'écoulement de puissance : Newton-Raphson

Max Itération: 99

Précision: 0.0001

Paramètre général: coût énergétique moyen

Coût: 0.06 $ / kWh

Période de planification: 5 ans

Taux d'intérêt: 10%

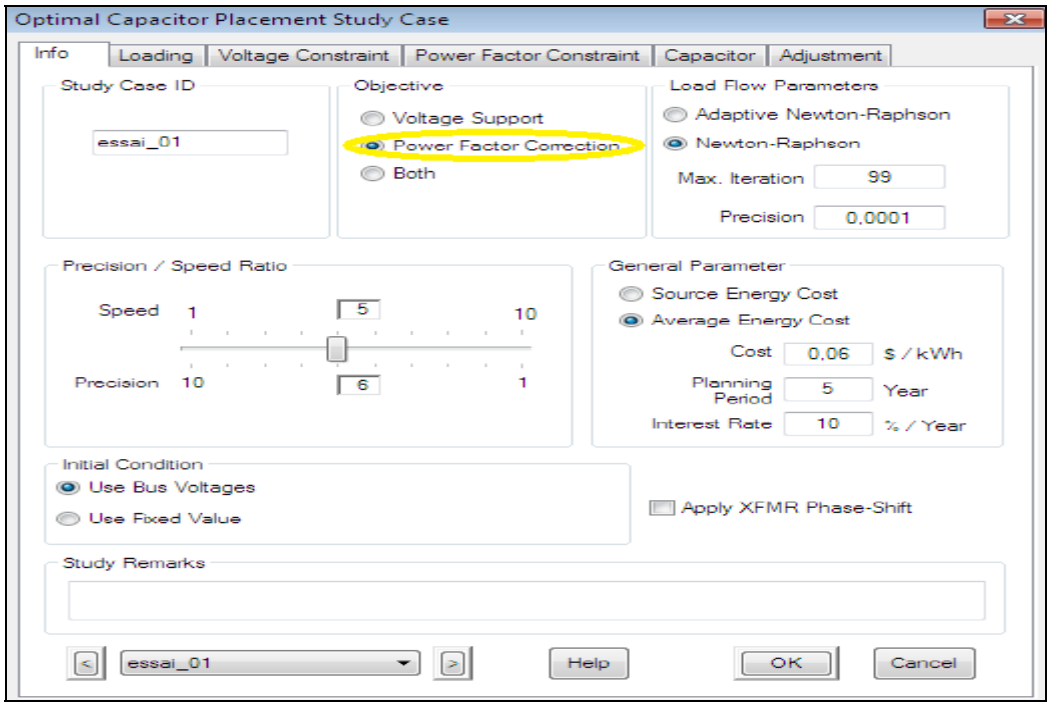
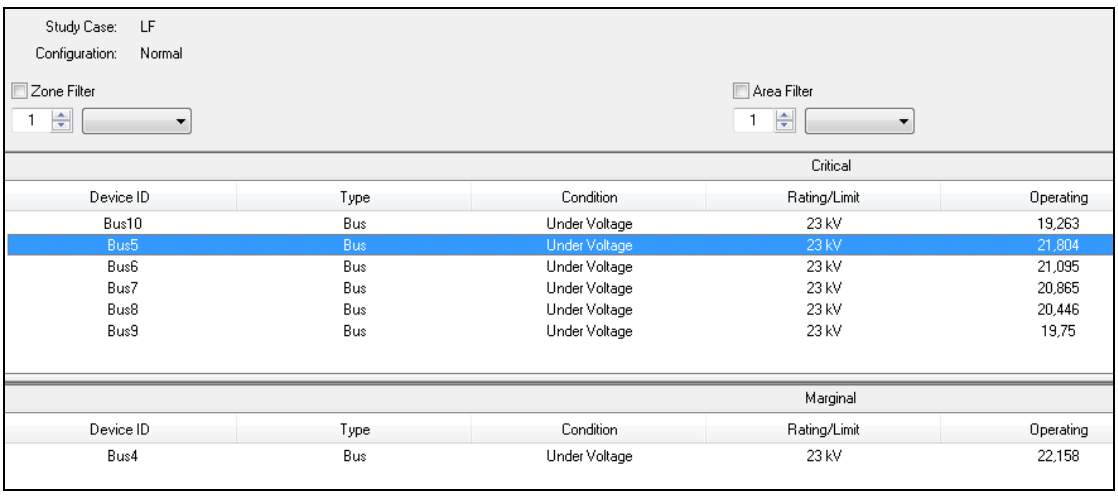


Figure III.15 fenêtre de fonction objectif (PF)

Une fois l'écoulement de puissance est exécuté la fenêtre Alerte affiche les différents bus qui se situe dans les zones critique et marginales, tous les bus qui se trouvent dans la zone critique, sont des bus candidat pour l'emplacement optimal des batteries de condensateurs. Dans ce cas les bus candidats sont : les bus 10 , 5 , 6 , 7 , 8 et 9 (Figure III.16)



FigIII.16 fenêtre des bus candidats

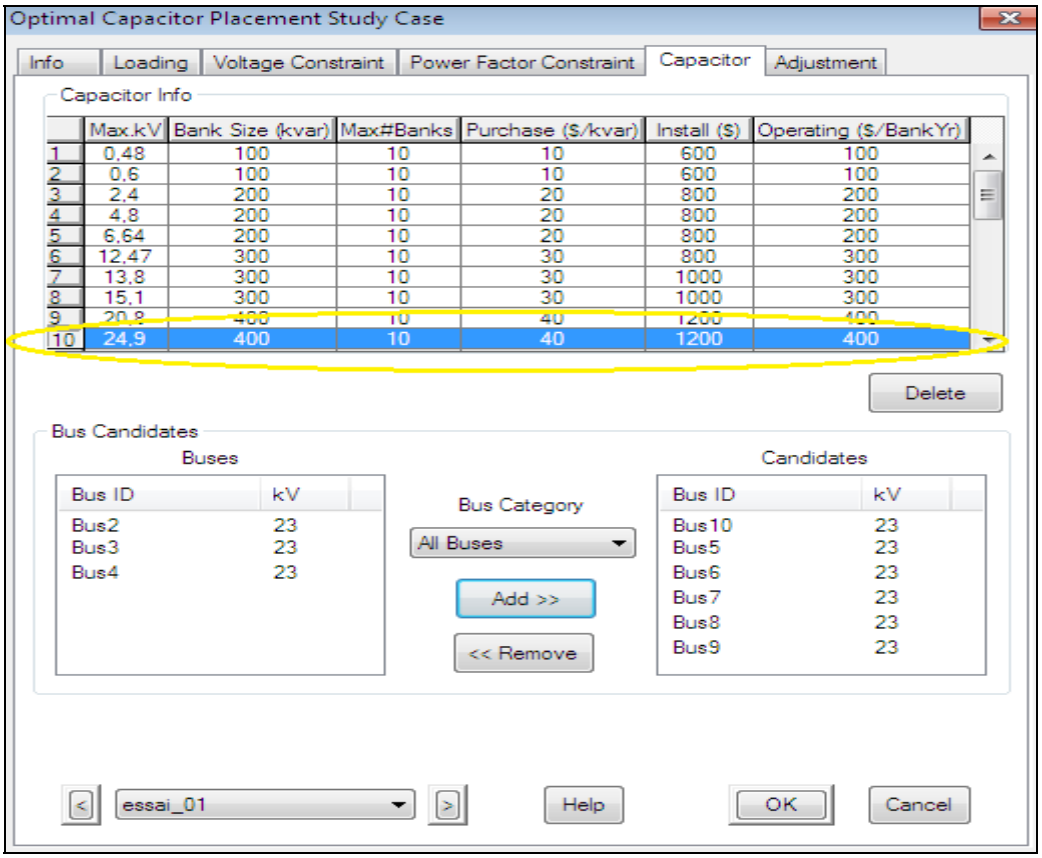


Figure III.17 Fenêtre de l'emplacement optimale des batteries de condensateurs.

Après exécution OCP, nous avons :

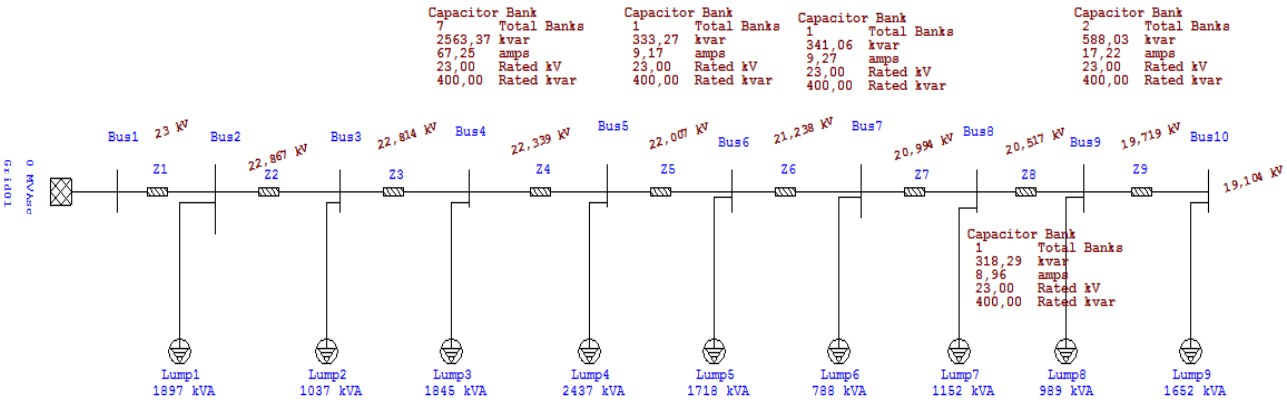


Figure III.18 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur

Tableau III.2 Les bus candidats

Bus candidats	No. De batterie placer	Total KVAR
Bus 5	7	2800
Bus6	1	400
Bus7	1	400
Bus8	1	400
Bus9	2	800
Total	**12**	**4800**

Après placement des batteries de condensateurs sur les bus candidats, on refait l'écoulement de puissance.

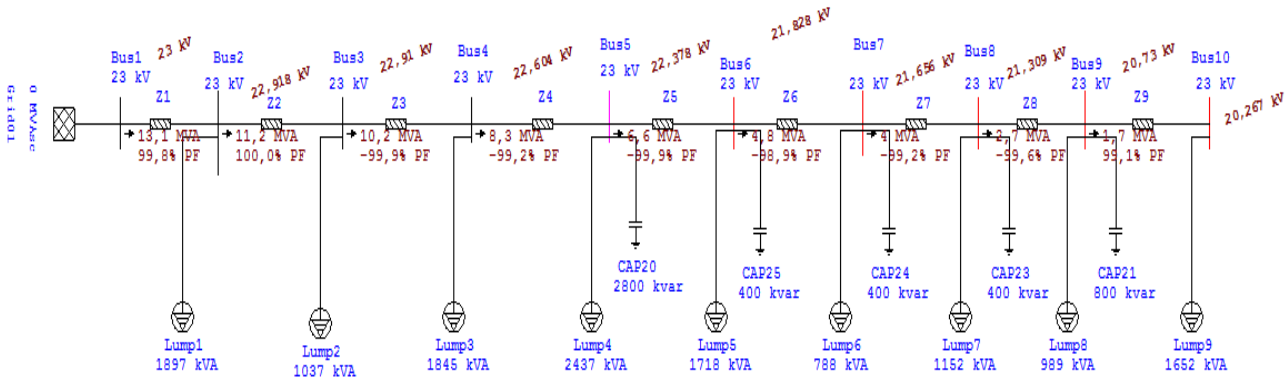
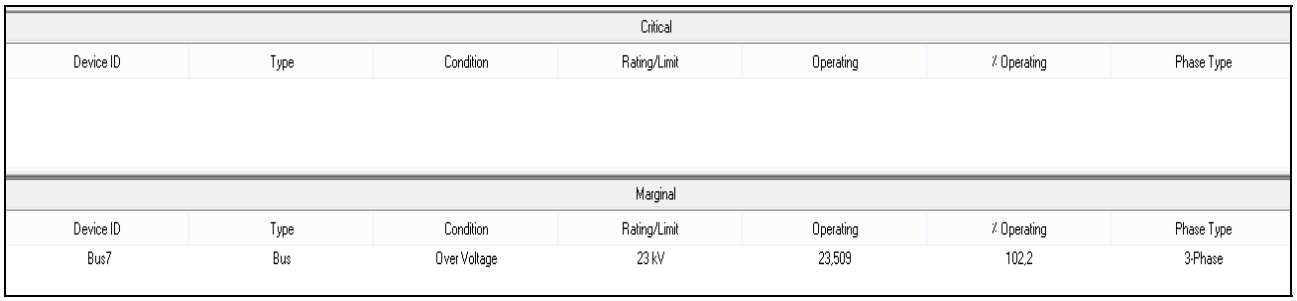


Figure III.19 schéma de réseau après le placement de condensateur



Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type

Marginal

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus7	Bus	Over Voltage	23 kV	23,509	102,2	3-Phase

Figure III.20 fenêtre d'alerte après placement des batteries

Tableau III.3 Facteur de puissance de chaque nœud individuel

Bus	PF avant placement des condensateurs	PF après placement des condensateurs (Méthode proposée)	PF après placement des condensateurs [28]
Bus1	0.929	**0.998**	0.987
Bus2	0.933	**0.999**	0.998
Bus3	0.930	**0.999**	0.945
Bus4	0.936	**0.995**	0.985
Bus5	0.929	**0.940**	0.998
Bus6	0.981	**0.986**	0.997
Bus7	0.992	**0.984**	0.998
Bus8	0.993	**0.988**	0.999
Bus9	0.991	**0.971**	0.997
Bus10	0.993	**0.993**	0.100

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	783.8	1036.7		

Figure III.21 Rapport de facteur de puissance globale avant compensation

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13054.6	1131.2	13103.5	99.63 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13054.6	1131.2	13103.5	99.63 Lagging
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	-3947.1	3947.1	0.00 Lagging
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	686.6	892.3		

Figure III.22 Rapport de facteur de puissance globale après compensation

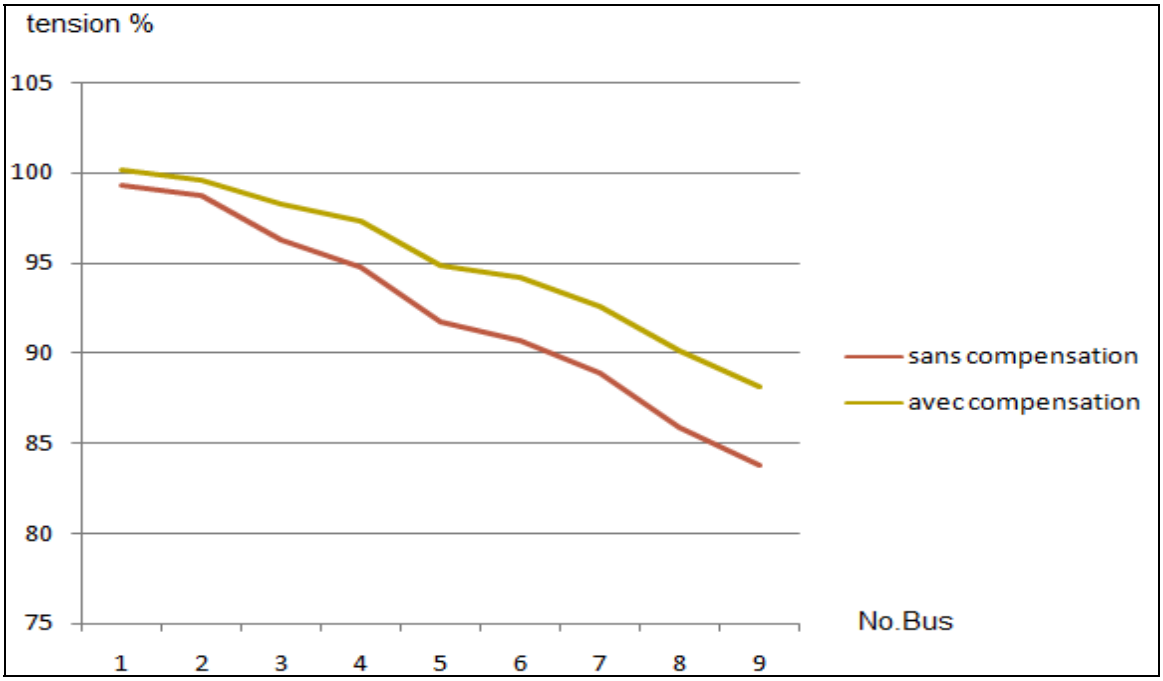


Figure III.23 Profil de tension du réseau IEEE 10 bus

Tableau.III.4 Perte active et chute de tension %

ID	Avant placement des condensateurs		Apres placement des condensateurs (Méthode proposée)		Apres placement des condensateurs [28]	
	Loss (kW)	% voltage drop	Loss (kW)	% voltage drop	Loss (kW)	% voltage drop
Z1	46.7	0.71	**39.8**	**0.36**	40.9	0.47
Z2	4.0	0.55	**3.3**	**0.04**	3.4	0.23
Z3	177.2	2.40	**147.8**	**1.33**	151.7	1.74
Z4	114.4	1.54	**94.6**	**0.98**	95.6	1.22
Z5	190.2	3.08	**170.8**	**2.39**	175.9	2.75
Z6	47.8	1.00	**44.3**	**0.75**	44.9	0.93
Z7	75.7	1.82	**69.6**	**1.51**	71.2	1.71
Z8	88.5	3.03	**79.7**	**2.52**	82.4	2.80
Z9	39.3	2.12	**35.5**	**2.01**	36.5	1.93
Total	783.8		**685.5**		702.7	

Tableau III.5 Résultats d'emplacement optimale de capacité

capacité (KVAR)	Total pertes		No. Batterie de condensateurs	Total kVAR
	kW	kVAR		
00	783.8	1036.7	00	00
400 (Méthode proposée)	**685.5**	**890.5**	**12**	**4800**
67 [28]	702.7	913.9	49	3283

Maintenant, en ce qui concerne l'emplacement de la batterie de condensateurs, le meilleur emplacement doit être aussi proche que possible de la charge pour l'amélioration maximale du facteur de puissance de la charge. Parfois, les batteries de condensateurs sont installées pour agir en tant que correction de groupe, c'est-à-dire connecté avec le bus principal.

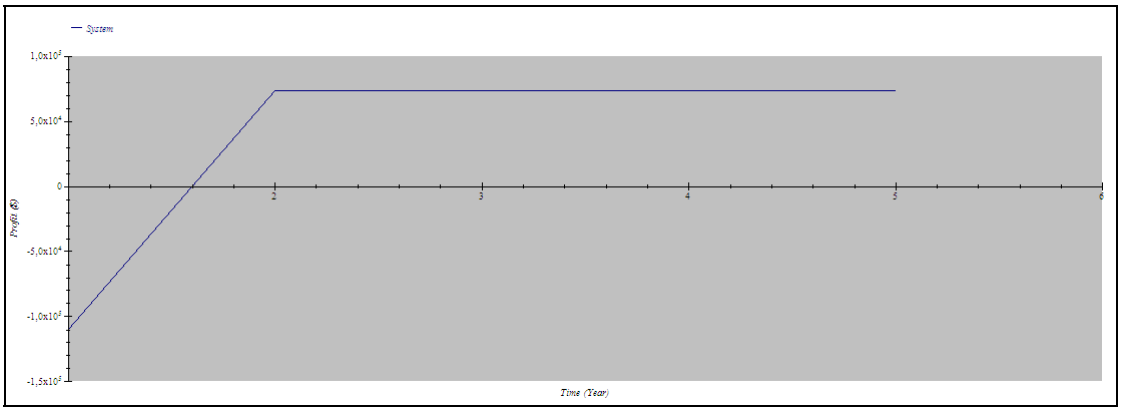


Figure III.24 bénéfice pendant la période de planification

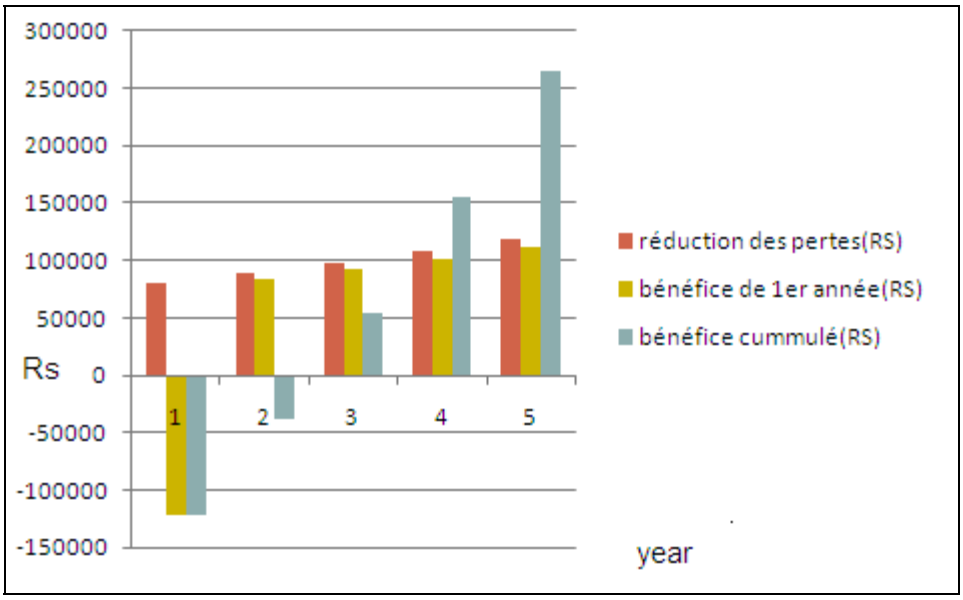


Figure III.25 Analyse par diagramme à barres pour le rapport de coûts OCP

Interprétation des résultats :

- Après exécution du programme OCP , on obtient 5 emplacement optimales des batterie de condensateurs (bus5 ,bus6 ,bus7 ,bus8 et bus9) comme montrer la Figure III.18 , avec la taille ,l'ampérage ,le nombre des batteries et la tension de chaque emplacement sur le bus .

- Après insertion des batteries de condensateur sur le réseau, et après exécution de l'écoulement de puissance on remarque que le profile de la tension s'est amélioré ce qui est montré sur la Figure III.19 et Figure III.20, traduit par la disparition de tous les bus de la zone critique des tensions.
- On s'aperçoit qu'il ya une nette amélioration du facteur de puissance sur presque tous les bus sauf les bus 7 et 8. (Tableau III.3)

- On remarque d'après les Figure III.21 et III.22 qu'il ya une nette amélioration du facteur de puissance globale de 92,94 à 99,63 proche de la valeur unitaire.
- Concernant les pertes de puissance, on obtient une net réduction active de 783,8 kW à 685,5 c-à-d une réduction de 12,5% et une net réduction concernant les pertes réactive de 1036,7 kVAR à 890,5 kVAR c-à-d une réduction de 14,1% (Tableau III.5)
- On remarque aussi une grand amélioration du profile de la tension (Figure III.23) et une réduction acceptable concernant les chute de tension au niveau de touts les charges (Tableau III.4)
- Concernant le coté économique de l'étude, on s'aperçoit Que le cumule de bénéfice s'accroit d'une année à une année durant les 05 ans de planification.

2eme Fonction Objectif: Correction de la tension : Figure III.26

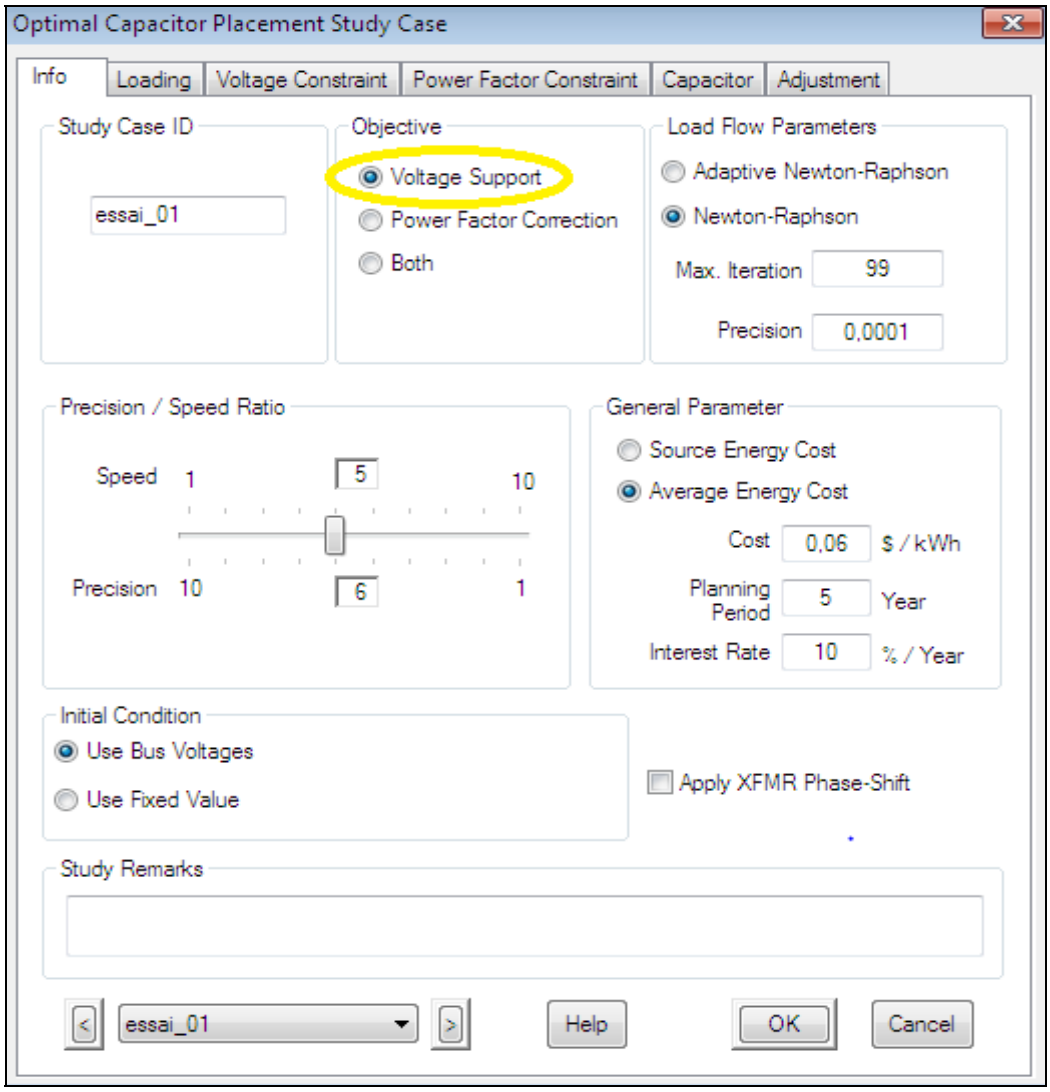


Figure III.26 fenêtre de fonction objectif tension

Une fois l'écoulement de puissance est exécuté la fenêtre Alerte affiche les différents bus qui se situe dans les zones critique et marginales, tous les bus qui se trouvent dans la zone critique, sont des bus candidat pour l'emplacement optimal des batteries de condensateurs. Dans ce cas les bus candidats sont : les bus 10 , 5 , 6 , 7 , 8 et 9 (Fig III.27)

Critical

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus10	Bus	Under Voltage	23 kV	19,263	83,8	3-Phase
Bus5	Bus	Under Voltage	23 kV	21,804	94,8	3-Phase
Bus6	Bus	Under Voltage	23 kV	21,095	91,7	3-Phase
Bus7	Bus	Under Voltage	23 kV	20,865	90,7	3-Phase
Bus8	Bus	Under Voltage	23 kV	20,446	88,9	3-Phase
Bus9	Bus	Under Voltage	23 kV	19,75	85,9	3-Phase

Marginal

Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus4	Bus	Under Voltage	23 kV	22,158	96,3	3-Phase

Figure III.27 fenêtre d'alerte (les bus candidats)

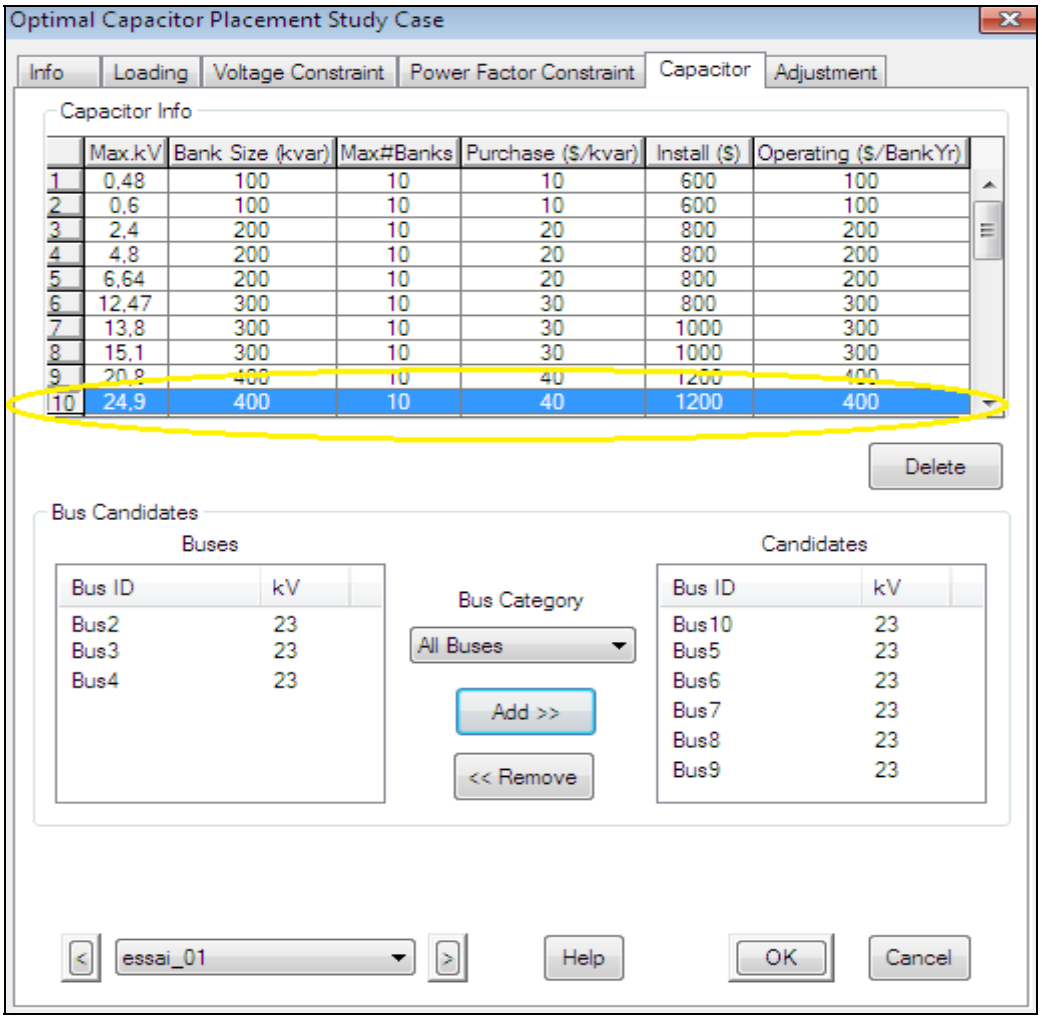


Figure III.28 fenêtre d'emplacement optimale des batteries de condensateurs

Après exécution OCP, nous avant :

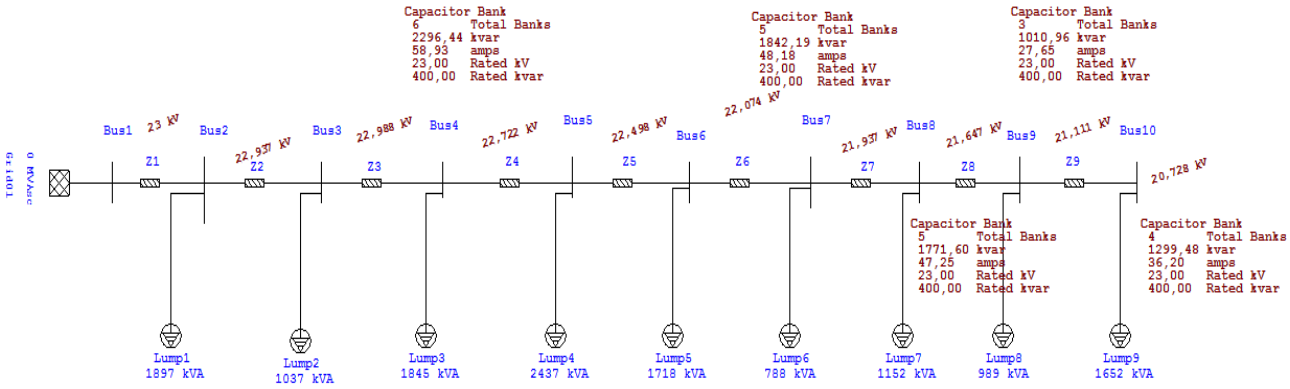


Figure III.29 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur

Tableau III.6 Les bus candidats

Bus candidats	**No. De batterie placer**	**Total kVAR**
Bus 5	6	2400
Bus6	5	2000
Bus8	5	2000
Bus9	3	1200
Bus10	4	1600
Total	**23**	**9200**

Après placement des batteries sur les bus candidats, on refait l'écoulement de puissance :

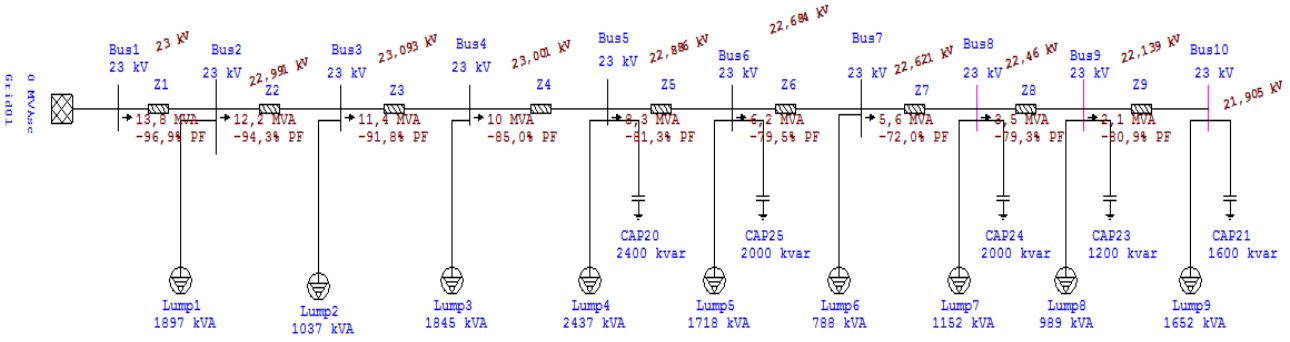


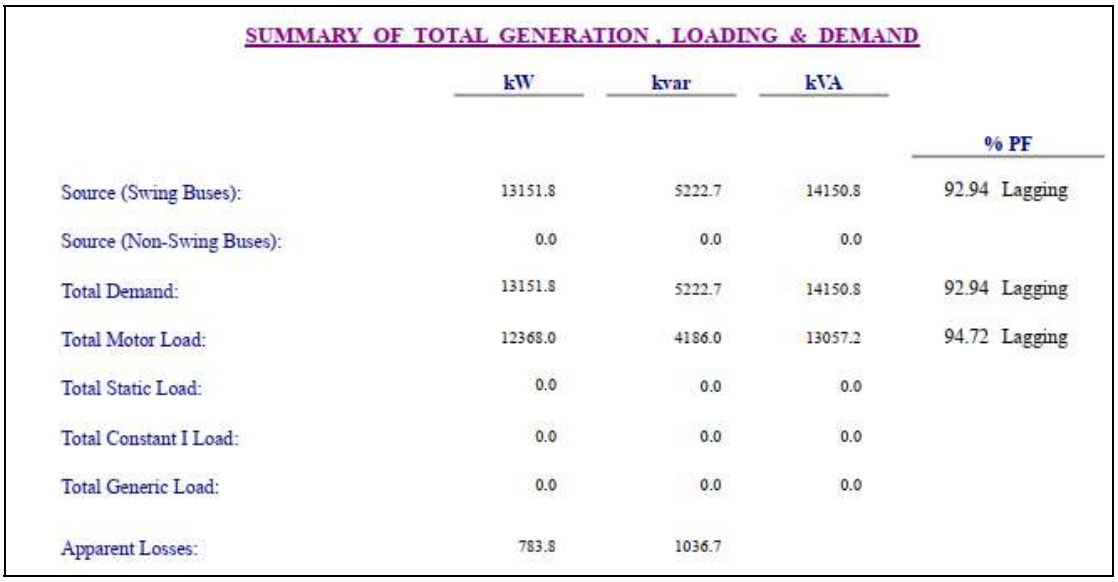
Figure III.30 schéma de réseau après placement des batteries

Critical						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Marginal						
Device ID	Type	Condition	Rating/Limit	Operating	% Operating	Phase Type
Bus10	Bus	Under Voltage	23 kV	21,905	95,2	3-Phase
Bus8	Bus	Under Voltage	23 kV	22,46	97,7	3-Phase
Bus9	Bus	Under Voltage	23 kV	22,139	96,3	3-Phase

Figure III.31 fenêtre d'alerte après placements batterie

Tableau III.7 Facteur de puissance de chaque noeud individuel

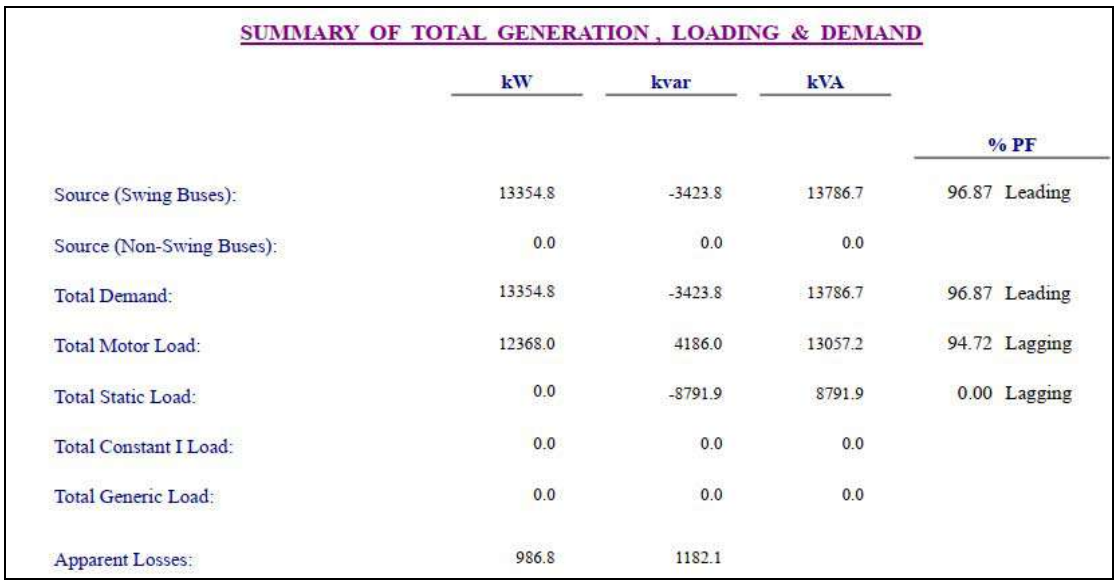
Bus	**Avant placement des condensateurs**	**Après placement des condensateurs**
Bus1	0.929	**0.969**
Bus2	0.933	**0.957**
Bus3	0.930	**0.930**
Bus4	0.936	**0.890**
Bus5	0.929	**0.757**
Bus6	0.981	**0.753**
Bus7	0.992	**0.778**
Bus8	0.993	**0.697**
Bus9	0.991	**0.752**
Bus10	0.993	**0.749**



SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	783.8	1036.7		

Figure III.32 Rapport de facteur de puissance globale avant compensation



SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13354.8	-3423.8	13786.7	96.87 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13354.8	-3423.8	13786.7	96.87 Leading
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	-8791.9	8791.9	0.00 Lagging
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	986.8	1182.1		

Figure III.33 Rapport de facteur de puissance globale après compensation

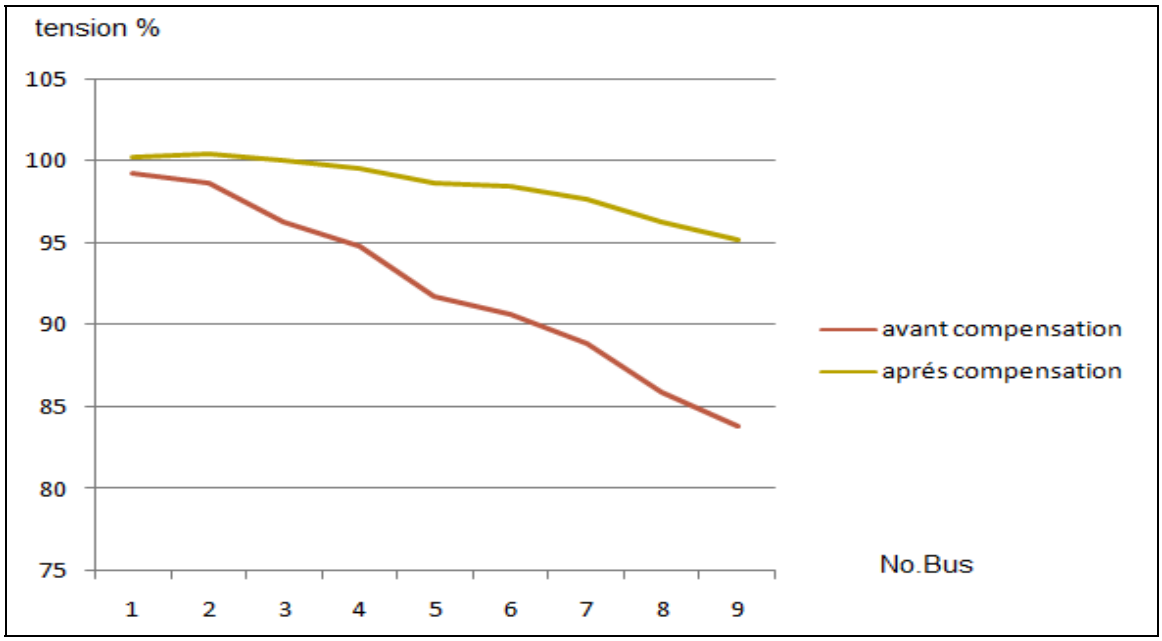


Figure III.34 profil de tension du réseau IEEE 10 bus

Tableau III.8 Pertes actives et chute de tension %

ID	**Avant placement des condensateurs**		**Après placement des condensateurs**	
	Loss (kW)	**% voltage drop**	**loss (kW)**	**% voltage drop**
Z1	46.7	0.71	**44.3**	**0.04**
Z2	4.0	0.55	**3.9**	**0.44**
Z3	177.2	2.40	**182.8**	**0.40**
Z4	114.4	1.54	**132.5**	**0.50**
Z5	190.2	3.08	**263.7**	**0.88**
Z6	47.8	1.00	**67.1**	**0.28**
Z7	75.7	1.82	**127.8**	**0.70**
Z8	88.5	3.03	**117.2**	**1.40**
Z9	39.3	2.12	**47.4**	**1.02**
Total	783.8		**986,8**	

Tableau.III.9 Résultats de Emplacement optimale de condensateur de 400 KVAR

capacité (kVAR)	Total pertes		No. Batterie de condensateurs	Total kVAR
	kW	kVAR		
00	783.8	1036.7	00	00
400	**986.8**	**1182.1**	**23**	**9200**

Interprétation des résultats :

On obtient pour la 2eme fonction objectif qui est amélioration de la tension qu'il y a une amélioration de facteur de puissance globale du réseau du 92,94 à 96,87 (Fig. III.32,Fig III.33) est une amélioration très significatif concernant les chute de tension au niveau de touts les charges (Tableau III.8) .

Le seul point négatif dans cette 2ème fonction objectif, est l'augmentation des pertes actives et réactives, une augmentation de 20,56 % pour les pertes actives et de 12, 3 % pour les perte réactives (Tableau III.9).

On remarque aussi une grand amélioration du profile de la tension (Fig. III.34)

3eme Fonction Objectif: Correction de la tension et PF : Figure III.35

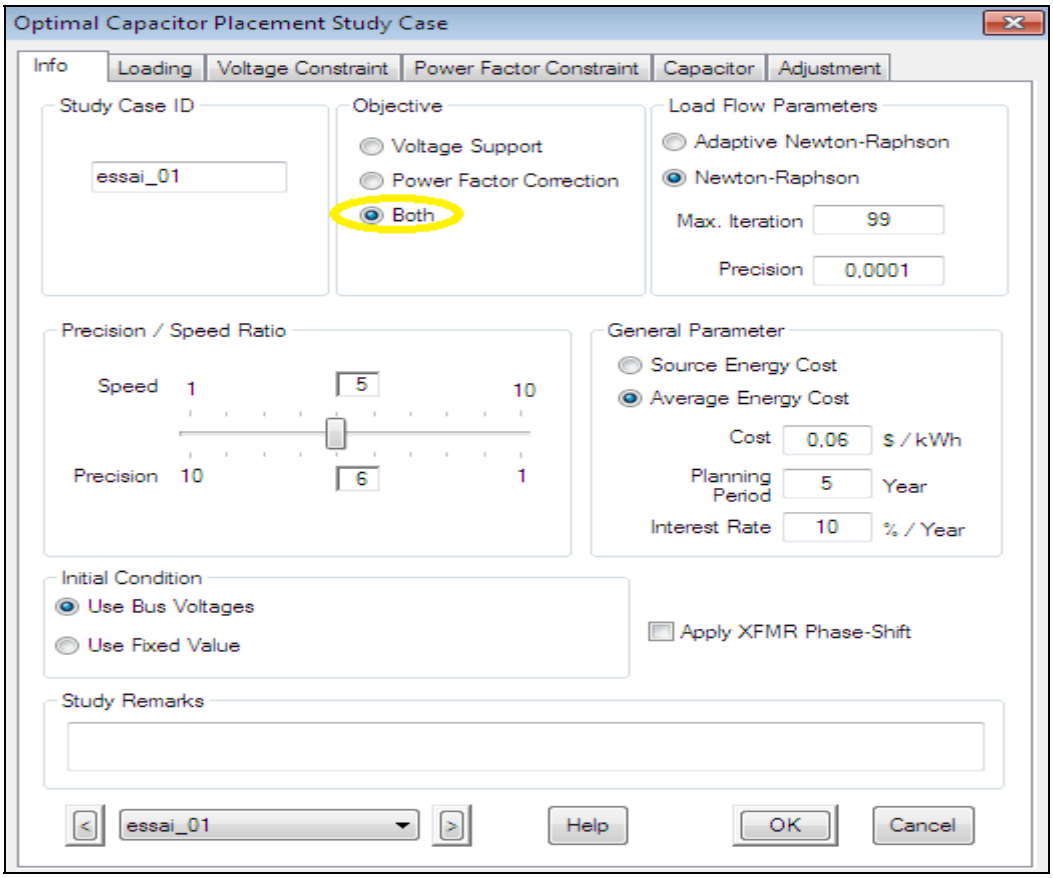


Figure III.35 schéma de fonction objectif (pf et voltage)

Une fois l'écoulement de puissance est exécuté la fenêtre Alerte affiche les différents bus qui se situe dans les zones critique et marginales, tous les bus qui se trouvent dans la zone critique, sont des bus candidat pour l'emplacement optimal des batteries de condensateurs. Dans ce cas les bus candidats sont : les bus 10 , 5 , 6 , 7 , 8 et 9 (Figure III.36)

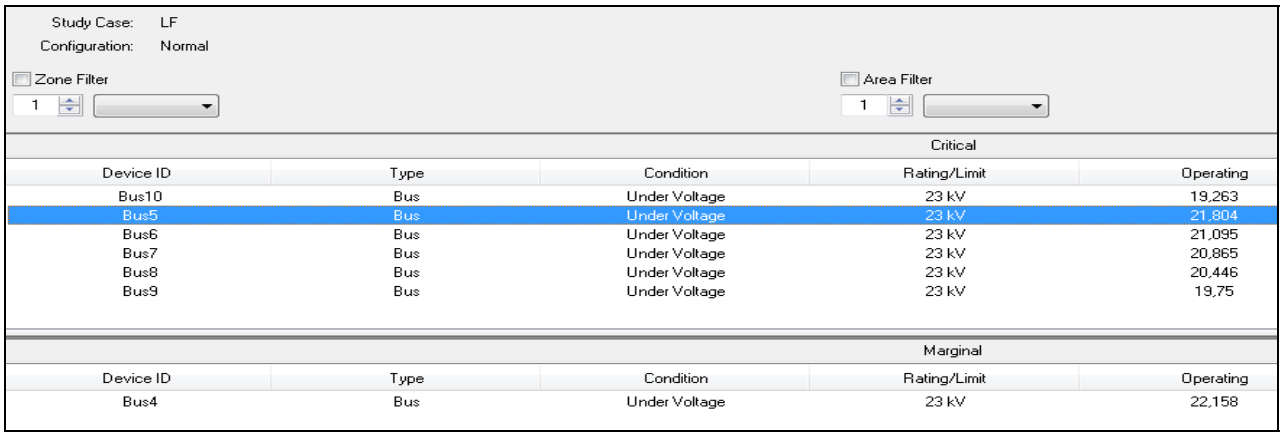


Figure III.36 fenêtre d'alerte (bus candidats)

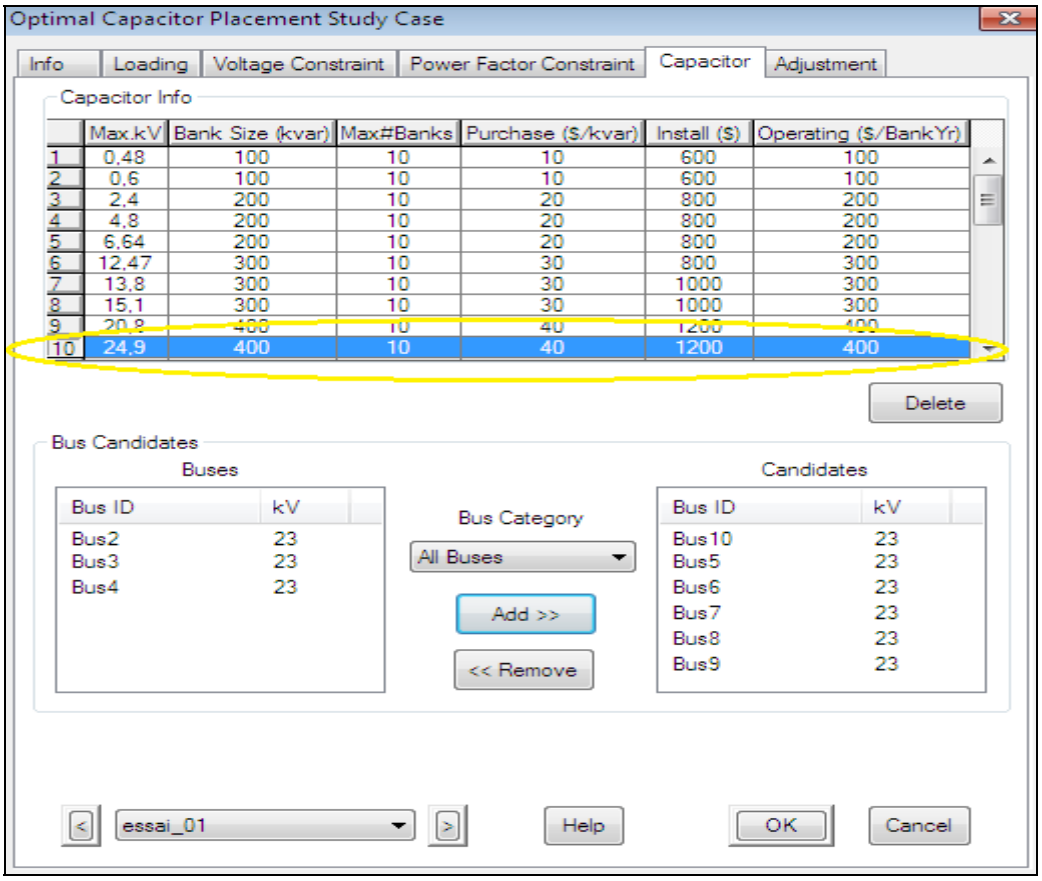


Figure III.37 Fenêtre d'emplacement optimal des batteries de condensateurs

Après exécution OCP , nous avant :

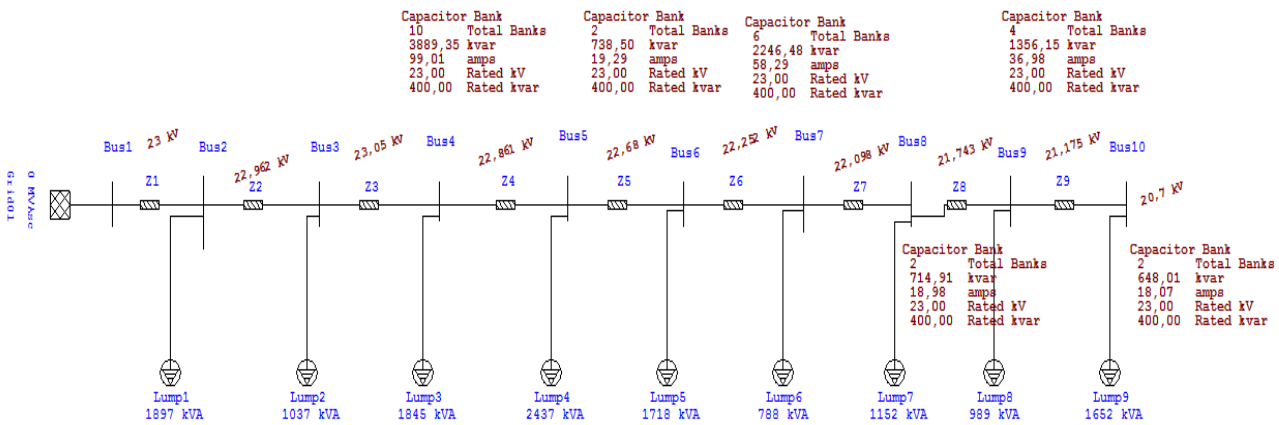


Figure III.38 schéma de nombre et emplacement de batterie de condensateur

Tableu.III.10 Les Bus candidats :

Bus candidats	No. De batterie placer	Total kVAR
Bus 5	10	4000
Bus6	6	2400
Bus7	2	800
Bus8	2	800
Bus9	4	1600
Bus 10	2	800
TOTAL	**26**	**10400**

Après placement des batteries sur les bus candidats, on refait l'écoulement de puissance :

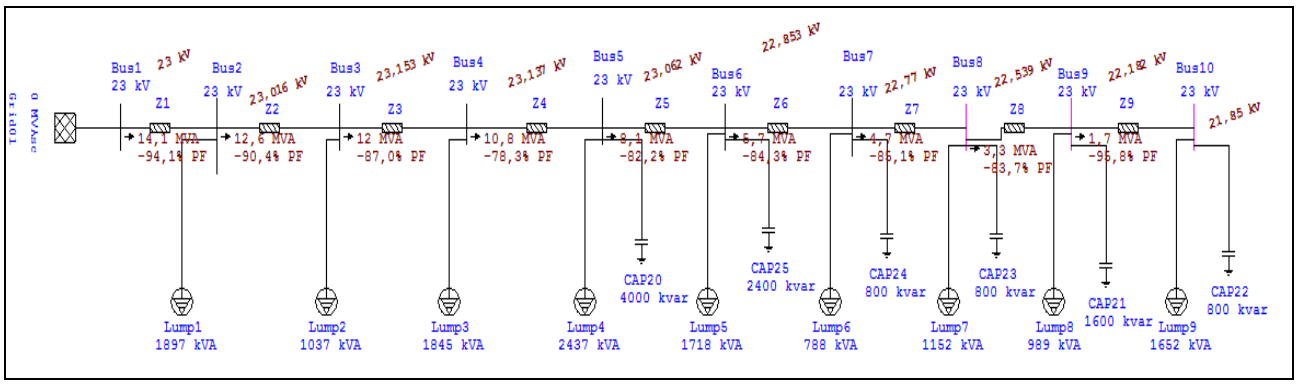


Figure III.39 schéma de réseau après le placement des batteries de condensateur

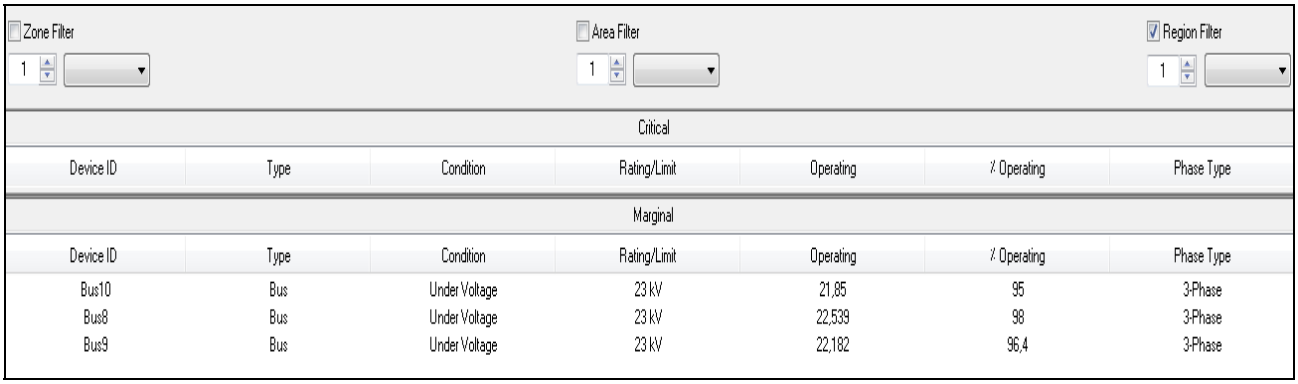


Figure III.40 l'alerte après placement batterie de condensateur

Tableau III.11 Facteur de puissance de chaque nœud individuel

Bus	Avant placement des condensateurs	Après placement des condensateurs
Bus1	0.929	**0.941**
Bus2	0.933	**0.926**
Bus3	0.93	**0.888**
Bus4	0.936	**0.837**
Bus5	0.929	**0.691**
Bus6	0.981	**0.763**
Bus7	0.992	**0.827**
Bus8	0.993	**0.835**
Bus9	0.991	**0.800**
Bus10	0.993	**0.915**

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13151.8	5222.7	14150.8	92.94 Lagging
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	783.8	1036.7		

Figure III.41 Rapport de facteur de puissance avants compensation

SUMMARY OF TOTAL GENERATION , LOADING & DEMAND

	kW	kvar	kVA	% PF
Source (Swing Buses):	13296.9	-4783.6	14131.2	94.10 Leading
Source (Non-Swing Buses):	0.0	0.0	0.0	
Total Demand:	13296.9	-4783.6	14131.2	94.10 Leading
Total Motor Load:	12368.0	4186.0	13057.2	94.72 Lagging
Total Static Load:	0.0	-10153.5	10153.5	0.00 Lagging
Total Constant I Load:	0.0	0.0	0.0	
Total Generic Load:	0.0	0.0	0.0	
Apparent Losses:	928.9	1183.9		

Figure III.42 Rapport de facteur de puissance globale après compensation

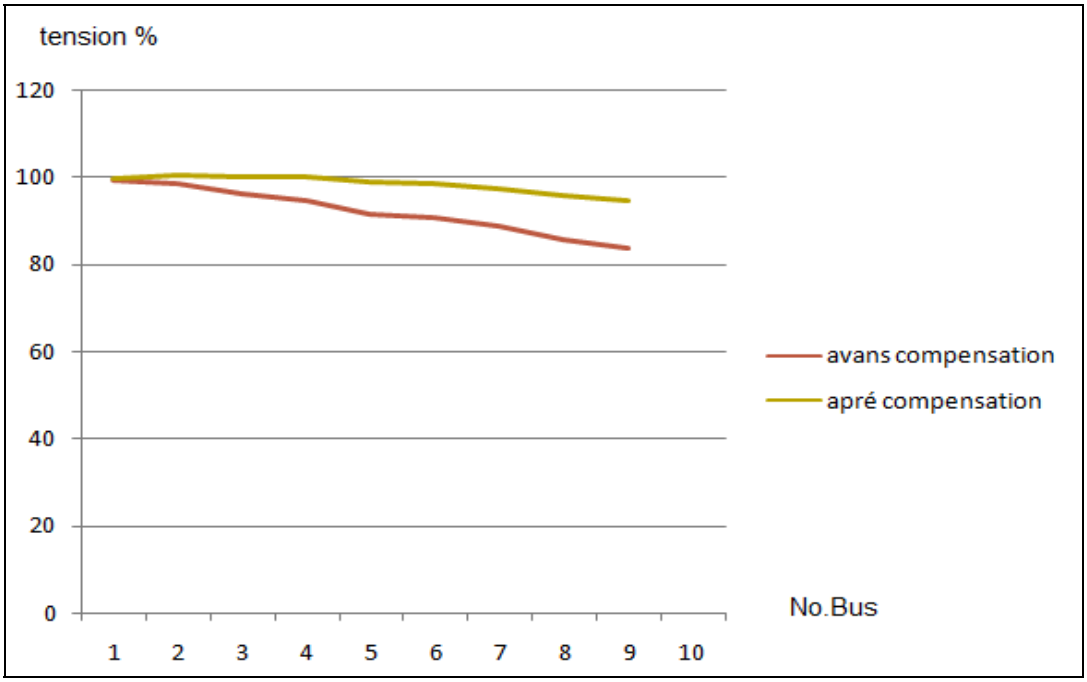


Figure III.43 profil de tension du réseau IEEE10 bus

Tableau III.12 Pertes actives et chute de tension%

ID	Avant placement des condensateurs		Aprés placement des condensateurs	
	Loss (kw)	% voltage drop	Loss (kw)	% voltage drop
Z1	46.7	0.71	**46.5**	**0.07**
Z2	4.0	0.55	**4.2**	**0.60**
Z3	177.2	2.40	**200.2**	**0.07**
Z4	114.4	1.54	**151.2**	**0.33**
Z5	190.2	3.08	**247.0**	**0.91**
Z6	47.8	1.00	**57.0**	**0.36**
Z7	75.7	1.82	**87.2**	**1.00**
Z8	88.5	3.03	**102.4**	**1.55**
Z9	39.3	2.12	**33.2**	**1.44**
Total	783.8		**928.9**	

Tableau III.13 Résultats de Emplacement optimale de condensateur de 400 KVAR

capacité (kVAR)	Total pertes		No. Batterie de condensateurs	Total Kvar
	kW	kVAR		
00	783.8	1036.7	00	00
400	**890.7**	**1137.8**	**25**	**10000**

Interprétation des résultats :

On obtient pour la 3eme fonction objectif qui est l'amélioration de facteur de puissance et la tension qu'il y a une amélioration de facteur de puissance globale du réseau du 92,94 à 94,10 (Figure III.41, Figure III.42) est une amélioration très significatif concernant les chute de tension au niveau de touts les charges (Tableau III.12) .

Le seul point négatif dans cette 3ème fonction objectif, est l'augmentation des pertes actives et réactives, une augmentation de 12% pour les pertes actives et de 8, 88 % pour les pertes réactives (Tableau III.13).

On remarque aussi une grand amélioration du profile de la tension (Figure III.43)

III.9 Conclusion :

Dans ce chapitre , on a étudier sur un réseau IEEE 10 bus la possibilité de minimiser les pertes de puissance actives et réactives par l'amélioration de facteur de puissance .on a constater que le meilleur moyen de minimiser les pertes de puissance , en améliorent le facteur de puissance qui est comparé avec d'autre solution , c.-à-d. l'amélioration du profile de la tension ou bien les deux au même temps (amélioration du facteur de puissance et la tension en même temps) .

On a remarqué que les pertes de puissances actives et réactives augmenter si on choit l'option d'amélioration de la tension ou bien tension et facteur de puissance au même temps.

On essayer d'introduire des facteur économiques telle que le prix de batterie, et voir leur impactes sur la rentabilité de cette outils de compensation sur le réseau électrique.

Conclusion général

Chapitre II Conclusion général

Le travail effectué dans ce mémoire a pour objet les applications liées à l'amélioration de la qualité de l'énergie via les compensateurs shunts connectés aux réseaux de distribution qui constitue une compensation de l'énergie réactive est

Dans ce travail, et l'un des moyens les plus indiqués est l'application de batterie de condensateur avons introduit et présenté une nouvelle technique pour résoudre le problème de l'écoulement de puissances optimal.

Ce travail peut être mis en œuvre pour n'importe quelle pratique à grande échelle de réseau de distribution radiale. Le condensateur fixe et commuté Un schéma à suivre pour différents facteurs de charge, est également fourni La taille des batteries de condensateurs a été considérée comme une variable discrète, ce qui constitue un avantage supplémentaire pour l'applicabilité pratique de la solution. L'avantage de l'algorithme ocp réside dans le fait qu'il donne des résultats optimaux avec une formulation simple répondant aux contraintes.

- comme perspective, on propose d'utiliser d'autre méthode heuristique et méta-heuristique pour l'emplacement optimale des batterie de condensateur .
- valide cette méthode sur des réseaux electrique de grande taille (IEEE 118 bus , IEEE 69 bus ...etc).

Bibliographie

Bibliographies

[1] : Lotfi BAGHLI: « Réalisation d'un Environnement Graphique avec Base de Données pour l'Analyse et la Simulation de Réseaux Électriques» Projet de fin d'Etudes, Juin 1994.

[2] : Nabil MANCER, « Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)», Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, Algérie, 28/01/2012.

[3] : Rabah BENABID: «Optimisation Multi objectif de la Synthèse des FACTS par les Particules en Essaim pour le Contrôle de la Stabilité de Tension des Réseaux Électriques» Thèse de Magister. Université Amar Telidji, Laghouat. 04/09/2007.

[4] :sit web : https://fr.wikipedia.org/wiki/Transformateur_électrique.

[5] : Mostefa HAMED, « Dispatching économique dynamique par utilisation de méthodes d'optimisation globales», Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, 14/01/2013.

[6] : Bahri Said, «etude de l'ecoulement de puissance optimal utilisant la methode des essaim de particules», Diplôme de Master en électrotechnique, universite constantine 1, 2012/2013 .

[7] : MERZOUGUI Nassima, « Gestion de congestion dans les réseaux électriques», Mémoire de Magister Option : Réseaux électriques, Université Mohamed Khider – Biskra, 03/06/2014.

[8] : HAIMOUR Rachida: « Contrôle des Puissances Réactives et des Tensions par les Dispositifs FACTS dans un Réseau Électrique» Thèse Magister En Electrotechnique. Année Universitaire 2008-2009.

[9] : Khiat Mounir, « Répartition optimale des puissances réactives dans un réseau d'énergie électrique sous certaines contraintes de sécurité » Thèse de doctorat d'état Oran 2003.

[10] : SEMAOUI Hammou, « master en génie électrique option : ingénierie des systèmes électromécaniques, université mohamed boudiaf- m'sila 2015/2016 .

[11] : Nabil MANCER , «Contribution à l'optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS) », Magister en : Electrotechnique Option : Réseaux Electriques, 28/01/2012.

[12] : Abdelaàli ALIBI,'' Contrôle des Réseaux Electriques par les Systèmes FACTS: (Flexible AC Transmission Systems)'' Magister de l'Université de Batna 2009.

[13] : Martin Hennebel,''valorisation des services système sur un réseau de transport d'électricité en environnement concurrentiel thèse de doctorat de l'université paris 11 2009.

[14] : M. Eremia, J. Trecat, et A. Germond"Réseaux Electriques : Aspects Actuels" Editura Tehnica, Bucuresti, 2000.

[15] : J.J. Vithayathil, C.W. Taylor, M. Klinger, et W.A. Mittelstadt, "Case Studies of Conventional and Novel Methods of reactive power Control on an AC Transmission System. CIGRE, Report 38-02, 1986.

[16] : HADDAD Salim, « Compensation d'énergie réactive par convertisseur statique», Mémoire de magister département d'électromécanique, Université Badji Mokhtar- Annaba, 2006.

[17] : chettih saliha, «Optimisation des Puissances Réactives en tenant compte des Méthodes Heuristiques d'un Système Electrique Complexe -Application au Réseau Algérien, spesialite : electrotechnique. Option : réseaux electriques,2009

[18] : J.P Hautier, J.P Caron, "Systemes Automatiques, Tome 2, Commande des processus", edition ellipses, 1997

[19] : Melle BOUTABA Samia, « Amélioration de la stabilité d'un réseau électrique par l'utilisation d'un ASVC», Mémoire de magister, Option : Réseaux électriques, Université de Chlef, 09/06/2009.

[20] : HADDAD Salim, « Compensation d'énergie réactive par convertisseur statique», Mémoire de magister département d'électromécanique, Université Badji Mokhtar- Annaba, 2006.

[21] : Site web : http://www.wikiwand.com/fr/Compensateur_statique_d'énergie_réactive.

[22] : Schneider Electric, « *La compensation de l'énergie réactive*», Guide technique, Intersections - novembre 2006.

[23] : Schneider Electric, « La conception des réseaux industriels en haute tension», ct 169, 10/1993.

[24] : Schneider Electric, « *Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques*», Guide de l'installation électrique 2010, GIE_chap_L-2010.indb 26, 22/01/2010.

[25] : Legrand Catalogue, « *Compensation d'énergie réactive et contrôle de la qualité des réseaux électriques*», P0910ALPESFR- EX210027 - MARS 2010.

[26] : Schneider Electric, « *Compensation de l'énergie réactive et filtrage des harmoniques*», Guide de l'installation électrique 2010, GIE_chap_L-2010.indb 26, 22/01/2010.

[27] : ETAP12.6 user guide, opération technology, Inc. Registered to ISO 9001 :2008.certification No.10002889 QM08,MARCH 2014

[28] : Atul Kumar R. S. Bhatia ,Optimal Capacitor Placement in Radial Distribution System, Department of Electrical Engineering, NIT Kurukshetra Haryana, India IEEE2014